

## EPÍGRAFE

*L'ame a ses besoins comme le corps ; & l'un des plus grandes besoins de l'homme, est celui d'avoir l'esprit occupé. L'ennui qui fuit bientôt l'inaction de l'ame, est un mal si douloureux pour l'homme, qu'il entreprend souvent les travaux les plus pénibles, afin de s'épargner la peine d'en être tourmenté. (...). Véritablement l'agitation où les passions nous tiennent, même durant la solitude, est si vive, que tout autre état est un état de languer auprès de cette agitation. Ainsi nous courons par instinct après les objects qui peuvent exciter nos passions, quoique ces objects fassent sur nous des impressions qui nous coûtent souvent des nuits inquiètes & des journées douloureuses: mais les hommes en général souffrent encore plus à vivre sans passions, que les passions ne les font souffrir.*

*DU BOS, Abbé Jean-Baptiste (1770) <sup>(1)</sup>*

---

<sup>1</sup> AZEVEDO, R.M. **Antigos Modernos**. 2002. p20-21. Tese de Livre Docência – Faculdade de Arquitetura e Urbanismo, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2002.

## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUÇÃO**

#### **1.1 MOTIVAÇÃO**

Esta Tese inicialmente mostra como ocorreu a evolução da operação energética – seus procedimentos e seus modelos computacionais – ao passar-se, no Brasil, de uma fase em que o planejamento e a operação deixaram de ser realizados de forma cooperativa por órgãos colegiados de empresas estatais (federais e estaduais) para um marco institucional em que os agentes, sob a égide do mercado, atuavam de forma mais competitiva. Esta última fase, entretanto, não chegou a se consolidar e novamente mudanças de caráter mais centralizador foram implementadas.

Mister se faz, todavia, ressaltar que, mesmo com todas as mudanças no quadro institucional do Setor Elétrico, e graças às características únicas e inerentes do parque gerador brasileiro, as diretrizes básicas da operação energética do sistema interligado nacional permanecem válidas.

Em termos de operação energética, o Sistema Interligado Nacional – SIN apresenta condições únicas e específicas, face às peculiaridades do parque gerador brasileiro caracterizado pela forte participação da hidroeletricidade e pela existência de reservatórios de acumulação plurianual. Com isto, no Brasil o planejamento da operação energética abarca um horizonte de cinco anos.

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

O Autor objetivou, também, colaborar com idéias, sugestões e visão algumas vezes até pessoal, depuradas durante sua proficua experiência no Setor Elétrico. Assim sendo, desta análise cuidadosa e reflexiva da operação e planejamento dos sistemas elétricos consubstanciou-se o conceito e a palavra básico desta Tese: “integração”.

Com efeito, como dito, na “vida real” existem três ambientes que pouco se comunicam:

- O Planejamento da Expansão do SIN;
- A Operação do SIN; e,
- A Distribuição de Energia Elétrica.

Mister se faz, também, a integração no que concerne a, entre outros, aspectos de:

- Recursos de Oferta;
- Recursos de Demanda;
- Marco Institucional;
- Meio Ambiente;
- Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico;
- Inserção Social.

Ou seja, mais que uma metodologia ou simples busca de solução, propõe-se um processo que permita encontrar a realização continuada e monitorada do ótimo ao longo do tempo, no curto e longo prazo, baseado nas seguintes premissas:

- A oferta e o uso da energia é essencial na busca do desenvolvimento sustentado.
- Mister se faz uma visão completa, abrangendo desenvolvimento sustentado, energia e meio ambiente.
- É necessário analisar-se os procedimentos da operação sob os aspectos técnicos, sócio-ambientais, sócio-econômicos, sócio-políticos, e não apenas sob o ponto de vista técnico como usualmente é feito.
- Urge modificar a forma tradicional de estudar e planejar a questão energética envolvendo não apenas o Setor Elétrico, como também o Setor de Petróleo e Gás, além das Energias Renováveis.
- O uso da energia está vinculado a impactos ao meio ambiente e ao desenvolvimento.

Em geral, estes conceitos abarcam, fundamentalmente, “aspectos gerais de Planejamento da Expansão do Setor Elétrico”. Nesta Tese tratar-se-á de sua aplicação a “aspectos gerais da Operação dos Sistemas Elétricos” e de como, através da identificação de dificuldades e gargalos na operação dos sistemas elétricos e visando o melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis, projeta-se uma visão integrada sobre proposição de ações e aspectos normalmente não considerados, quer na operação energética propriamente dita, quer no planejamento da expansão dos sistemas e quer nos estudos e procedimentos de distribuição de energia elétrica.

## **1.2 ESTRUTURA DO TEXTO**

Para cumprir as metas traçadas para o desenvolvimento da Tese, o trabalho está subdividido em oito capítulos, incluindo este capítulo introdutório, além de dois

anexos.

No Capítulo 2 faz-se uma breve descrição do histórico da operação do sistema elétrico brasileiro e apresentam-se os novos atores em função das reformas institucionais do Setor Elétrico, bem como aspectos legais relativos à geração distribuída, ao PROINFA e à legislação ambiental no Estado de São Paulo.

No Capítulo 3 dá-se uma visão global do sistema integrado de operação do SIN.

No Capítulo 4 mostra-se o estágio atual de desenvolvimento dos modelos de software para a operação energética.

O Capítulo 5 objetiva apresentar o estado da arte das metodologias de planejamento da expansão da geração, através de uma revisão histórica das mesmas, discorrendo sobre as primeiras técnicas ditas determinísticas, passando pelas probabilísticas e finalmente mostrando e critérios de avaliação em ambiente de incertezas. Para cada metodologia apresentam-se as principais ferramentas computacionais.

O Capítulo 6 apresenta a visão e ações integradas do planejamento da expansão com a operação energética.

O Capítulo 7 mostra aspectos de ações integradas junto à distribuição de energia elétrica e ao cliente final.

Finalmente, no Capítulo 8, são apresentadas as conclusões e contribuições da Tese.

Em resumo, a Tese foi formatada dentro da seguinte estrutura lógica:

- Nos Capítulos 2 a 5 são apresentados os fundamentos que alicerçam esta Tese;
- Nos Capítulos 6 e 7 é feito um diagnóstico dos diversos aspectos envolvendo a operação energética, o planejamento da expansão da geração e a distribuição de

energia elétrica, ilustrados, sempre que plausível, por “Estudos de Casos” no domínio do “Estado da Arte” e sempre baseados em experiências reais. Adicionalmente, para cada um destes temas são propostas ações efetivas para implementar-se um Sistema Elétrico Brasileiro ainda mais seguro, confiável e eficiente, através da integração do planejamento da operação energética (com um horizonte de cinco anos à frente) com o planejamento da expansão da geração e com o setor de distribuição de energia elétrica;

- No Capítulo 8 são apresentadas as conclusões, bem como ressaltadas as contribuições da Tese ao Setor Elétrico Brasileiro e à Universidade em seu papel de guardiã e disseminadora do conhecimento.

## **CAPÍTULO 2**

### **BREVE HISTÓRICO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

#### **2.1 O GCOI**

A história da geração de energia elétrica no Brasil já ultrapassa um século. A primeira usina termelétrica foi construída em Campos (RJ), nos idos de 1883, mas foi em Juiz de Fora (MG) que, em 1889, implantou-se a primeira usina hidrelétrica do País, pioneira também na América do Sul.

Na década de 60, após desgastantes crises no suprimento de energia, que afetaram profundamente os grandes centros industriais – à época São Paulo e Rio de Janeiro – deu-se início à interligação das então dispersas empresas de energia elétrica das Regiões Sul e Sudeste. Enfrentava-se, assim, o problema decorrente do mau aproveitamento dos recursos energéticos, acentuado pelos prolongados períodos de estiagem que desestabilizavam o suprimento, ora em uma região, ora em outra.

Pela Portaria MME 65, de 16.01.1969, o Poder Concedente estabeleceu os princípios básicos norteadores da criação do Comitê Coordenador para Operação Interligada – CCOI, do qual a ELETROBRÁS participou como coordenadora técnica. O CCOI congregava, então, as empresas geradoras e distribuidoras da Região Sudeste. Em 1971, de forma análoga, foi criado o CCOI da Região Sul. Era da responsabilidade desses dois comitês a coordenação operacional dos recursos de geração e transmissão das duas regiões. Estes comitês, entretanto, não tinham uma estrutura formal tão rígida como a do GCOI adiante mencionado.

Ainda no início dos anos 70 sobrevém a crise mundial do petróleo. Com o avanço das interligações cresce a interdependência elétrica e energética das empresas estaduais e regionais. Diante deste quadro, o Governo Brasileiro promulga a Lei

5.899, de 05.07.1973 – denominada Lei de Itaipu - criando os Grupos Coordenadores para Operação Interligada - GCOI, das Regiões Sul e Sudeste. Regulamentada em novembro do mesmo ano a citada Lei, entre outras disposições, designa a ELETROBRÁS como coordenadora do Comitê Executivo do novo órgão e responsável pelo suporte técnico e administrativo necessário ao seu funcionamento. Em 1985, ambos os grupos se fundiram no Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI.

No final da década de 70, a CHESF e a ELETRONORTE, concessionárias regionais do Nordeste e Norte, passaram a integrar o sistema interligado sob a coordenação do GCOI. Na mesma época e similarmente ao GCOI, foi criado, para as Regiões Norte e Nordeste, o CCON – Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste.

Em resumo, pode-se afirmar que, com a promulgação da Lei 5.899, de 05.07.1973, consolidou-se o trabalho da ELETROBRÁS nas atividades relativas à coordenação operacional do sistema interligado brasileiro.

E, se por um lado, os resultados obtidos através da coordenação setorial vinham sendo satisfatórios – principalmente por minimizar a produção a partir dos derivados de petróleo – por outro, o desenvolvimento tecnológico e a experiência internacional de coordenação da operação de sistemas interligados apontaram para a necessidade de se contar com recursos condizentes com o porte e características do sistema elétrico interligado brasileiro.

Segundo AZEVEDO FILHO (2000), reforçando esta antevisão estava a crescente complexidade operacional do sistema com o advento de uma série de eventos marcantes, quais sejam:

- Ampliação dos troncos de transmissão em 460 e 500 kV na região Sudeste;
- Introdução dos sistemas de transmissão em 500 kV nas regiões Sul, Nordeste e Norte;



- Entrada em operação das centrais nucleares;
- Entrada em operação da Usina Hidrelétrica de Itaipu;
- Implantação dos sistemas de transmissão associados à Usina de Itaipu em 750 kV (corrente alternada) e  $\pm 600$  kV (corrente contínua);
- Interligações regionais em 500 kV entre regiões Sul-Sudeste e Norte-Nordeste (e atualmente Norte-Sul);
- Aproveitamentos hidrelétricos de grande porte nos rios Paranaíba, Grande, Paraná e Tocantins abrangendo diferentes empresas;
- Existência de reservatórios de acumulação plurianual;
- Interligações internacionais com países vizinhos;
- Operação de turbinas a gás.

Considerando todos esses fatores, a ELETROBRÁS tomou a decisão, em 1976, de realizar estudos visando definir os requisitos e implantar um Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada – SINSC.

A princípio foram feitos o levantamento e análise das informações necessárias ao projeto, junto à ELETROBRÁS e às empresas interligadas. Em seguida, identificadas e analisadas as funções em nível de sistema, ou seja, aquelas cuja execução requer a coordenação entre duas ou mais empresas.

Mister se faz assinalar que a análise crítica dos procedimentos operacionais e a avaliação do impacto da expansão do sistema elétrico sobre as funções em nível de sistema constituíram-se em etapas decisivas para a identificação dos requisitos da

operação interligada.

Com base nessas definições, puderam ser estabelecidos os requisitos funcionais do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação. Conforme AZEVEDO FILHO (2000), a estrutura básica recomendada foi do tipo hierárquico (ver Figura 2.1), sustentando em seu nível mais elevado o Centro Nacional de Supervisão e Coordenação (CNOS) – implantado e operado pela ELETROBRÁS – e em nível imediatamente abaixo os Centros de Operação das empresas controladoras de área: FURNAS, ELETROSUL, CHESF, ELETRONORTE, CESP, COPEL, CEMIG, CEEE, LIGHT, ELETROPAULO e ITAIPU BINACIONAL. O CNOS utiliza recursos operacionais – operando em tempo real e apoiado em uma extensa rede de aquisição de dados – interligando-se aos Centros de Operação de Sistemas (COS) das empresas envolvidas no processo.

E, finalmente, para atender a necessidade de supervisão e coordenação da operação em tempo real, foi criado o Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada – SINSC, pelo Decreto 93.309, de 21.01.1986.

Este sistema – envolvendo a ELETROBRÁS e as principais empresas elétricas do Brasil – foi implementado e construído, introduzindo novos padrões de eficiência na operação do SIN - Sistema Interligado Nacional.

## **2.2 A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

O modelo existente até a primeira metade da década de 90 - em que a quase totalidade das empresas elétricas pertencia aos Governos Federal ou Estaduais – exauriu-se, entre outras razões, por absoluta insuficiência de recursos financeiros para implementar as obras necessárias, tanto para aprimorar a operação como para garantir a expansão do sistema.

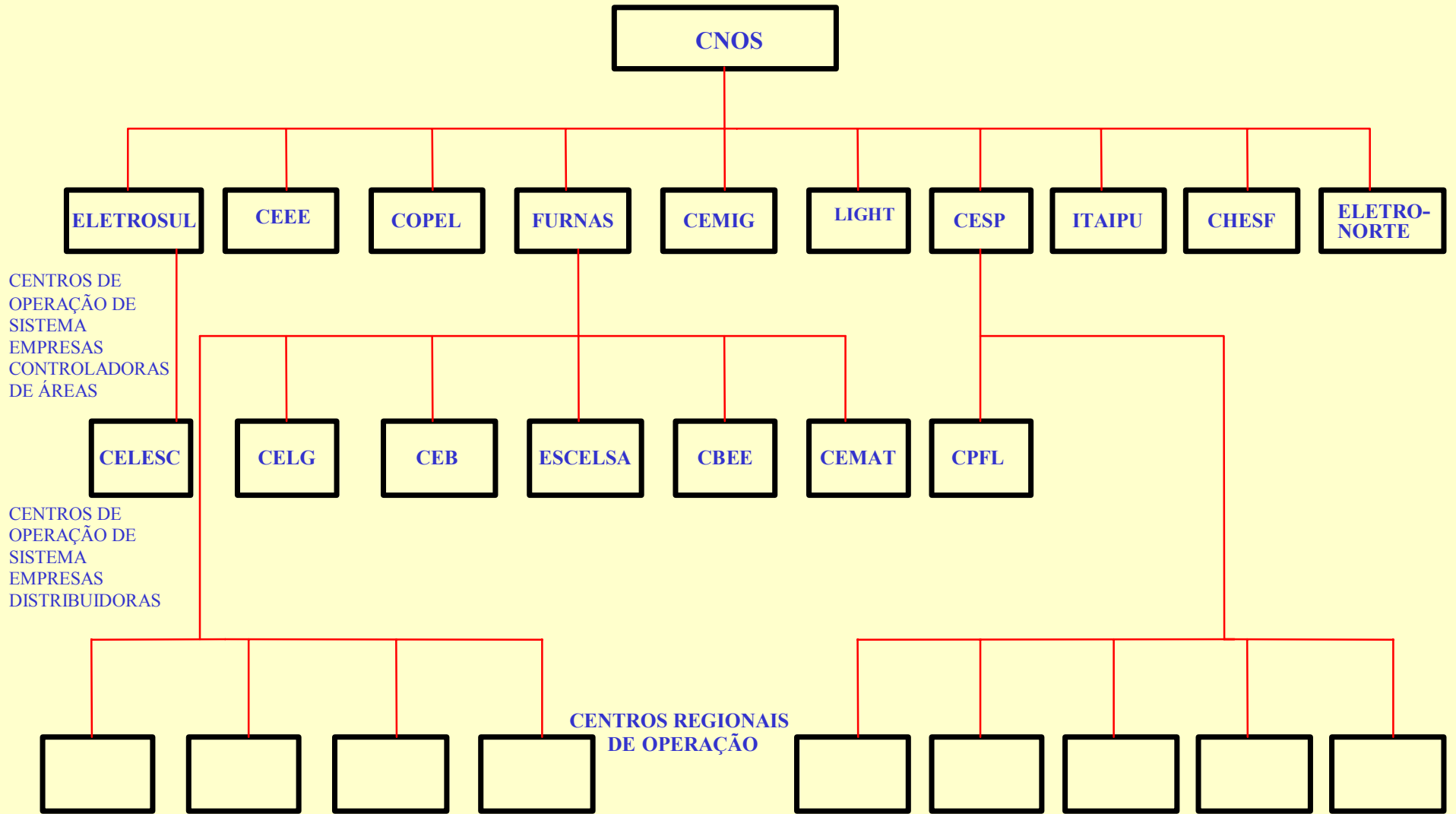


FIGURA 2.1 - SISTEMA NACIONAL DE SUPERVISÃO E COORDENAÇÃO

Pode-se afirmar que a reforma do setor elétrico brasileiro deu-se a partir de 1993 quando, pressionado cada vez mais por uma perspectiva de crise no setor e contando com a liderança de Eliseu Resende no comando da ELETROBRÁS, uma primeira medida fundamental foi adotada: o encaminhamento e aprovação, no Congresso, da Lei 8.631/93, com justiça cognominada “Lei Eliseu”.

Esta lei teve como objetivo maior resolver a inadimplência intra-setorial e que, a partir de 1985, estava se agravando ano a ano.

A “Lei Eliseu” equacionou o problema das dívidas, regulamentou o saneamento financeiro, a desqualificação tarifária, a extinção do regime de remuneração garantida e a obrigação do contrato de suprimento de energia elétrica, propiciando maior liberdade tarifária às concessionárias.

Também em 1993, o Decreto 915/93, objetivando o aumento da capacidade instalada no País, permitiu a formação de consórcios para construção de usinas hidrelétricas, sendo que a energia produzida devia ser utilizada para consumo próprio e o eventual excesso negociado com a respectiva empresa concessionária. Daí surgiram obras como Itá e Machadinho, no Rio Uruguai.

Em 1995, a Lei 8.987/95 regulamentou os preceitos de licitação para concessões, previstos na Constituição de 1988. Esta lei acabou com o princípio de concessão “cativa” de novas instalações na área de concessão de uma dada concessionária. De alguma forma, começava-se a falar em competição no setor elétrico.

Ainda em 1995, a Lei 9.045/95 implantou a figura do Produtor Independente de Energia, introduzindo um agente novo no arcabouço setorial. Esta lei definiu, também, questões referentes às condições para concessões novas e para prorrogação das concessões existentes, além de estipular critérios de definição das instalações de transmissão.

Estes quatro instrumentos citados – Lei 8.631 (acerto de contas), Decreto 915

(formação de consórcios), Lei 8.975 (licitação para concessões) e Lei 9.074 (Produtor Independente) - representaram o “despertar” do Setor para sua realidade e prepararam o caminho para um verdadeiro e amplo projeto de reordenamento.

Estes procedimentos legais culminaram com a definição da Lei 9.427, de 26.12.1996, e do Decreto 2.335, de 06.10.1997, que criam a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão regulador dos serviços de energia elétrica no Brasil.

Ainda em 1997 são assinadas as Portarias DNAEE 459 e 540 que regulamentam as condições para o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, bem como a comercialização de energia a curto prazo.

Em 1998, a MP 1.531, de 05.03.1998, e a decorrente Lei 9.648, de 27.05.1999, alteram dispositivos da legislação pertinente do setor elétrico e autorizam o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias, abrindo ainda mais o mercado para um ambiente competitivo.

Cabe citar-se, ainda, as oito primeiras resoluções publicadas pela ANEEL, como suporte ao novo modelo setorial:

1. **Resolução 244, de 30.07.1998** - Estabelece os critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda de potência a serem considerados nos contratos iniciais.
2. **Resolução 245, de 31.07.1998** – Estabelece os critérios para composição da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados.
3. **Resolução 248, de 07.08.1998** – Estabelece as condições gerais da prestação de serviços de transmissão, de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, vinculadas à celebração dos contratos iniciais.
4. **Resolução 249, de 11.08.1998** – Estabelece as condições de participação dos

agentes no Mercado Atacadista de Energia – MAE e as diretrizes para estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

5. **Resolução 261, de 13.08.1998** – Estabelece os percentuais de redução do reembolso previsto na Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC.
6. **Resolução 264, de 13.08.1998** – Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres.
7. **Resolução 265, de 13.08.1998** – Estabelece as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica.
8. **Resolução 266, de 13.08.1999** – Estabelece limite ao repasse para as tarifas de fornecimento dos preços livremente negociados para aquisição de energia elétrica por parte dos concessionários e permissionários de distribuição.

Publicada em 28.05.1998, a Lei 9.648/1998, consagra, definitivamente, o novo modelo setorial brasileiro. Os quatro artigos que o fazem são, a seguir, transcritos na íntegra:

*“Art. 12 - Observando o disposto no art. 10, as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE, instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados.*

*§ 1º - Cabe à ANEEL definir as regras de participação no MAE, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores.*

*§ 2º - A compra e venda de energia que não for objeto de contrato bilateral será realizada a preços determinados conforme as regras do Acordo de Mercado.*

*§ 3º - O Acordo de Mercado, que será submetido à homologação da ANEEL, estabelecerá as regras comerciais e os critérios de rateio dos custos administrativos de suas atividades, bem assim a forma de solução das eventuais divergências entre os agentes integrantes, sem prejuízo da competência da ANEEL para dirimir os*

*impasses.*

*Art. 13 – As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.*

*Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas em contratos específicos celebrados com os agentes do setor elétricos, constituirão atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico:*

- a) Planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;*
- b) A supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;*
- c) A supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais;*
- d) A contratação e a administração dos serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;*
- e) Propor à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;*
- f) A definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas interligados, a serem aprovadas pela ANEEL.*

*Art. 14 – Cabe ao poder concedente estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar a assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes, definir as regras de organização inicial do Operador Nacional do Sistema Elétrico e implementar os procedimentos necessários para o seu funcionamento.*

*§ 1º - A regulamentação prevista neste artigo abrangerá, dentre outros, os seguintes aspectos:*

- a) O processo de definição de preços de curto prazo;*
- b) A definição de mecanismos de realocação de energia para mitigação de risco hidrológico;*

- c) As regras para intercâmbios internacionais;*
- d) O processo de definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão;*
- e) O tratamento dos serviços ancilares e das restrições de transmissão;*
- f) Os processos de contabilização e liquidação financeira.*

*§ 2º - A assinatura do Acordo de Mercado e a constituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que tratam os arts. 12 e 13, devem estar concluídas até 30 de setembro de 1998.*

*Art. 15 – Constituído o Operador Nacional do Sistema Elétrico, a ele serão transferidas as atividades e atribuições atualmente exercidas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI, criada pela Lei 5899, de 1973, e a parte correspondente desenvolvida pelo Comitê Coordenador de Operações do Norte/ Nordeste – CCON.*

*§ 1º - A ELETROBRÁS e suas subsidiárias são autorizadas a transferir ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, nas condições que forem aprovadas pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, os ativos constituídos do Centro Nacional de Operação do Sistema – CNOS e dos Centros de Operação do Sistema – COS, bem como os demais bens vinculados à coordenação da operação do sistema elétrico.*

*§ 2º - A transferência de atribuições prevista neste artigo deverá estar ultimada no prazo de nove meses, a contar da constituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico, quando ficará extinto o GCOI.*

O ONS iniciou sua atuação, oficialmente, em fevereiro de 1999 e, através de Medida Provisória, conviveria durante um ano com o GCOI. Entretanto, por motivos outros, a MP foi cassada pelo Supremo Tribunal Federal, encerrando-se abruptamente as atividades, tanto do GCOI como do CCON.

Em 10.05.1999, através da Portaria nº 150 do MME, foi criado o derradeiro ator do novo quadro institucional do Setor, qual seja: o Agente Planejador, denominado de Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE. Desta maneira, ajusta-se o processo de planejamento do Setor Elétrico Brasileiro ao novo contexto institucional, em especial às disposições estabelecidas pela Lei 9.648,



de 27.05.1998, segundo as quais o planejamento da expansão da geração passou a ser indicativo.

O CCPE, presidido pela Secretaria de Energia, com participação de todos os agentes do mercado, é uma atribuição do Ministério de Minas e Energia, uma vez que o planejamento do Setor é uma atividade inerente e intransferível do Estado. Assim, o monitoramento dos programas e obras em andamento, de responsabilidade dos agentes, passou a ser uma função de fundamental importância para que o Governo possa atuar tempestivamente, no sentido de induzi-los a realizar os investimentos necessários para atender a demanda, ou adotar medidas especiais que a situação venha a exigir.

Tem-se, pois, agora uma visão dos novos atores dentro da reforma do marco institucional do Setor Elétrico, quais sejam: o ente regulador (ANEEL), o órgão operador (ONS), o mercado atacadista (MAE), o agente planejador (CCPE), os agentes – públicos e privados – geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores de energia elétrica, a ELETROBRÁS, a PETROBRÁS, a GASPETRO e outros.

Nesta fase de transição, o planejamento e a operação deixam de ser realizados de forma cooperativa por órgãos colegiados, como o GCPS e o GCOI/CCON. Partiu-se, portanto, para um novo marco institucional em que os agentes, sob a égide do mercado, atuam (monitorados pela ANEEL), de forma competitiva.

### **2.3 O RACIONAMENTO**

Considerando que desde a década de 80 (na qual quase a totalidade das empresas eram estatais, tanto federais como estaduais) os investimentos no Setor Elétrico haviam sido muito aquém do necessário para atender o crescimento do mercado e garantir confiabilidade ao SIN, e, mesmo com as ações acima preconizadas, segundo SANTOS (2004), a “morte amplamente anunciada” aconteceu, ou seja, em março de

2001 veio o racionamento.

Em 05.04.2001, o MME anunciou o “Plano de Redução do Consumo e Aumento da Oferta” produzido pela ANEEL com oito providências para reduzir cerca de 10% do consumo e 25 medidas para aumentar a oferta em 8.000 MW médios nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste e 5.000 MW médios na Região Nordeste, quais sejam:

- Deflagração de uma campanha de conscientização da população;
- Desenvolvimento de mecanismos para incentivo à redução voluntária da demanda para consumidores em alta tensão (grandes consumidores);
- Redução de 15% do consumo de instalações do poder público federal e na administração direta e indireta;
- Redução do consumo de ar condicionado em estabelecimentos industriais, comerciais e residenciais;
- Otimização do consumo de iluminação pública;
- Substituição de lâmpadas incandescentes pelas fluorescentes para consumidores de baixa renda;
- Correção dos fatores de potência para consumidores industriais;
- Priorização da utilização de 1% dos investimentos em eficiência energética.

Segundo SANTOS (2004), estas ações foram consideradas muito tímidas por muitos especialistas e logo depois o próprio MME assumiu a necessidade de maior rigor nas ações ao divulgar o Plano de Contingenciamento de Carga Aplicado ao Sistema Interligado Nacional, produzido pela ANEEL e a Secretaria Nacional de Energia –

SNE do MME, com propostas que incluíam sistemas de quotas e interrupções temporárias e regionais de fornecimento.

Esse plano seria levado à aprovação do CNPE em 08.05.2001, mas, o Diretor Geral da ANP, David Zylberstajn, liderou uma equipe de acadêmicos que produziu uma proposta alternativa às interrupções previstas pela ANEEL/SNE e convenceu o Governo de sua aplicabilidade. Como consequência, a reunião do CNPE foi cancelada. A proposta dessa equipe<sup>2</sup>, que serviu de base para o “Programa Emergencial de Redução de Consumo” adotada pelo Governo, era composta pelos seguintes itens:

- Conceitos básicos: corte seletivo de carga e exposição a preços de mercado (preços do MAE) dos consumidores que excederem os limites;
- Período: 01.06.2001 a 01.12.2001;
- Consumidores em alta tensão (igual ou superior a 1 kV): controle individual de consumo com corte seletivo por descumprimento de metas; possibilidade de negociação, ao longo do tempo, dos montantes economizados, cumprindo a quota nos 183 dias de racionamento; autorizada a comercialização de toda energia economizada além das quotas, com distribuidoras e outros agentes, a preços do MAE;
- Consumidores de baixa tensão (inferior a 1 kV): bônus para economias excedentes às quotas, equivalentes ao preço do MAE; possibilidade de corte para o consumidor que exceder a quota no período de dois meses; campanhas publicitárias intensas;

---

<sup>2</sup> Formada por David Zylbersztajn (Coordenador, ANP), Carlos Mário Vieira Tahan (USP), Adriano Pires Rodrigues (UFRJ), James S.S. Correa (Unifacs) e José Eduardo Tanure (Unifacs).

- Ações complementares: compra compulsória pelas concessionárias da energia proveniente da co-geração e excedentes de produção, com tarifas de mercado; implantação de turnos únicos de seis horas corridas para as repartições públicas; meta de redução de 40% nos órgãos públicos federais; proibição de jogos em períodos noturnos; proibição de iluminação noturna de prédios públicos; redução da iluminação pública onde for possível; desligamento de iluminação de monumentos, chafarizes e outdoors; estímulo a programas de eficiência energética de curto prazo; não fornecimento de ligações provisórias de carga para eventos públicos; redução de consumo de eletricidade das concessionárias a patamares que não comprometam a segurança.

Com a missão específica de enfrentar a crise o Governo criou em maio de 2001, por Medida Provisória, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGCE, logo denominada de “Ministério do Apagão”.

Além de realizar gestões junto ao Ministério do Meio Ambiente para a redução dos prazos de liberação das licenças ambientais, a CGCE anunciou em julho a decisão de contratar energia emergencial da ordem de 4 mil MW. Em agosto foi criada a CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, empresa controlada pelo Governo Federal para definir a localização das plantas, realizar as licitações, coordenar a implantação, operação, e interconexão das mesmas ao SIN. A potência dessas usinas seria controlada como um seguro de abastecimento e elas entrariam em operação conforme a necessidade definida pelo ONS, recebendo um pagamento adicional. Em decorrência, os consumidores passaram a pagar, até dezembro de 2005, mensalmente o ECE – Encargo de Capacidade Emergencial, o chamado “seguro anti-apagão”, que cobre os custos de contratação da capacidade das usinas. Caso elas entrassem em operação, as tarifas seriam acrescidas pelo EAEE – Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial.

No final de novembro de 2001, a CGCE anunciava a redução das metas para todas as regiões abrangidas pelo racionamento. O nível dos reservatórios recuperava valores históricos e a redução do consumo se mostrava mais efetiva que o esperado.

## 2.4 O ATUAL MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

Em 10.12.2003, o Presidente da República assinou as Medidas Provisórias 144 e 145 com a intenção de dar a configuração legal básica para um novo arranjo institucional e comercial do Setor Elétrico.

Após intensas negociações, o Congresso nacional converteu as MPs nas Leis 10.847 e 10.848, assinadas pelo Presidente da República em 15.03.2004, incorporando modificações, explicitações e complementações para atender diversas reivindicações dos agentes econômicos e de outros interessados.

Em resumo, as características principais do atual Modelo Institucional do Setor Elétrico são as seguintes:

- O Poder Concedente retorna ao executivo federal, mas a ANEEL promove as licitações de outorga de concessões;
- Passam a existir dois ambientes contratuais: o ambiente de contratação regulada e o ambiente de contratação livre;
- É criada a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, empresa de direito jurídico privado, com governança orientada pelo MME, regulada e fiscalizada pela ANEEL e sucessora do MAE;
- Ênfase no planejamento centralizado no MME (não mais somente “orientativo”), com planos de expansão de longo prazo e planos decenais de expansão a serem submetidos à contestação pública, tanto técnica como pelo preço;
- Criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE;
- O ONS continua responsável pela operação otimizada do SIN, regulado e

fiscalizado pela ANEEL, porém com governança supervisionada pelo MME;

- Criação da EPE – Empresa de Pesquisa Energética, de caráter público com governança e capital integralizada pelo Governo Federal, com um Conselho Consultivo com ampla representação setorial. As principais atribuições da EPE são:
  - Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
  - Realizar estudos para determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidrelétricos;
  - Obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica;
  - Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão de geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
  - Desenvolver estudos de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
  - Promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentáveis, inclusive de eficiência energética;
- O MME, a partir do Plano Decenal de Expansão e após a contestação pública, define uma lista de projetos, com licenciamento ambiental prévio, em ordem de mérito econômico, a serem licitados no ambiente regulado, podendo inclusive definir montante de energia de reserva;
- Poderão ser também licitados projetos individuais que, a critério do CNPE,

tenham caráter estratégico e de interesse público, de forma a otimizar o binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico;

- A desverticalização é compulsória para as distribuidoras sendo proibido o *self-dealing*. Os contratos existentes, mantendo seu prazo original, devem ser transformados em contratos bilaterais com a constituição de empresas específicas para a geração;
- As contratações dentro do ambiente regulado são feitas a partir de licitações pelo menor preço devendo incluir toda a demanda prevista pelas distribuidoras para atender o mercado cativo;
- Todos os geradores, concessionárias ou PIEs podem participar dos dois ambientes contratuais;
- No ambiente regulado há licitações regulares: para a energia nova e para a energia existente. Os geradores podem participar das licitações na modalidade de disponibilidade, com receita mensal garantida, ou na modalidade de quantidade de energia, assumindo alguns riscos hidrológicos;
- Na licitação de energia nova, inclusive os empreendimentos hidrelétricos, os geradores podem reservar parte da energia para uso no ambiente livre;
- No ambiente de contratação livre os contratos devem ser registrados na CCEE que também deve realizar sua contabilização e liquidação;
- A migração do consumidor cativo (do mercado regulado) para a condição de consumidor livre exige uma comunicação prévia enquanto que o retorno à condição de consumidor cativo também deverá ser solicitado com antecedências;
- Os fluxos financeiros são realizados diretamente entre distribuidoras e geradoras,

com o CCEE sendo responsável pela contabilização e liquidação de todos os contratos nos dois ambientes;

- A ELETROBRÁS e suas controladas foram excluídas do PND e a ELETROSUL foi autorizada a ser geradora e transmissora;
- Criados alguns mecanismos que diminuem os riscos gerenciais das distribuidoras, tais como possibilidade de leilões de ajustes;
- Em caso de racionamento os compradores em quantidade de energia do ambiente regulado terão seus volumes reajustados na proporção da redução do consumo verificada;
- Os agentes econômicos têm representantes nos conselhos de Administração da CCEE e do ONS, no Conselho Consultivo da EPE e nas Câmaras Temáticas do CMSE.

## **2.5 O PROINFA**

O PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, foi instituído pela Lei 10.438, de 26.04.2002 e revisado pela Lei 10.762, de 11.11.2003. O Programa tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, visando o aumento no SIN da participação da energia elétrica produzida com base nas seguintes fontes:

- Energia eólica;
- PCHs – Pequena Centrais Hidrelétricas;



- Biomassa.

O PROINFA, em sua primeira fase, está promovendo a implantação de 3.300 MW de capacidade de produção, com início de funcionamento previsto para até 30.12.2006, sendo que a ELETROBRÁS assegura a compra da energia a ser produzida no período de 20 anos.

## **2.6 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Antes da promulgação da Lei 10.848, de 15.03.2004, não havia restrições legais para a GD, porém não havia mercado. Com a sua promulgação e a assinatura do Decreto 5.163, de 30.07.2004, que a regulamentou, a situação mudou. Isto porque o risco do não atendimento do mercado passou a ser exclusivo das distribuidoras que precisam prevê-lo com cinco anos de antecedência, podendo comprar a energia eventualmente faltante de geradores distribuídos instalados em sua rede, até um limite de 10% de sua carga. Está excluído deste limite o montante decorrente de empreendimentos próprios de GD desde que estes empreendimentos incluam-se no respectivo contrato de concessão, possuam vigência igual à deste contrato e o preço seja igual ao último reajuste ou da última revisão tarifária.

Esta compra se submete a um processo de leilão promovido pela própria distribuidora. O Artigo 15 do Decreto determina que “a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados”. Por outro lado, o Artigo 36, Inciso V, estabelece que, “o repasse para a tarifa do respectivo custo de aquisição será integral tendo com limite o VR (Valor Anual de Referência)”.

As vantagens da distribuidora ao comprar energia de empreendimento de GD são:

- Garantir a compra de energia a custos competitivos;
- Manter o atendimento controlando o risco de falta de energia;
- Melhorar as condições elétricas locais em sua rede;
- Dispor de maior flexibilidade no planejamento de longo prazo.

O Artigo 14 do Decreto considera como GD: as PCHs de potência igual ou inferior a 30 MW; a co-geração qualificada, com eficiência energética igual ou superior a 75%; e geração a partir de biomassa ou resíduos de processos, independentemente de sua eficiência energética. As demais formas de GD inclusas no PROINFA, a saber, a energia eólica e a energia a partir do lixo urbano e de outras formas de biomassa, também são contempladas pela Lei.

## **2.7 OS DECRETOS ESTADUAIS 47.397/2002 E 48.543/2004 (SÃO PAULO)**

Os Decretos Estaduais 47.397/2002 e 48.523/2004 tratam do gerenciamento da qualidade do ar em regiões contaminadas e da renovação das licenças ambientais no Estado de São Paulo. A implementação de tais decretos poderá impor restrições à instalação de novos empreendimentos em áreas consideradas saturadas ou em vias de saturação e também trará grandes alterações no procedimento de licenciamento ambiental. Estima-se que, com a entrada em vigor de tais Decretos, novas e já existentes termelétricas serão forçadas a promover mudanças significativas na queima de combustíveis e nos seus sistemas de refrigeração.

## **2.8 O BIODIESEL**

A Lei 11.097/2005, de 13.01.2005, estabelece percentuais mínimos da mistura do biodiesel ao diesel e o monitoramento da inserção do novo combustível no mercado,

segundo o seguinte cronograma:

2005 a 2008	2% - Autorizativo	Mercado Potencial: 800 milhões l/ano
2008 a 2012	2% - Obrigatório	Mercado Firme: 1,0 bilhão l/ano
2013 em diante	5% - Obrigatório	Mercado Firme: 2,4 bilhões l/ano

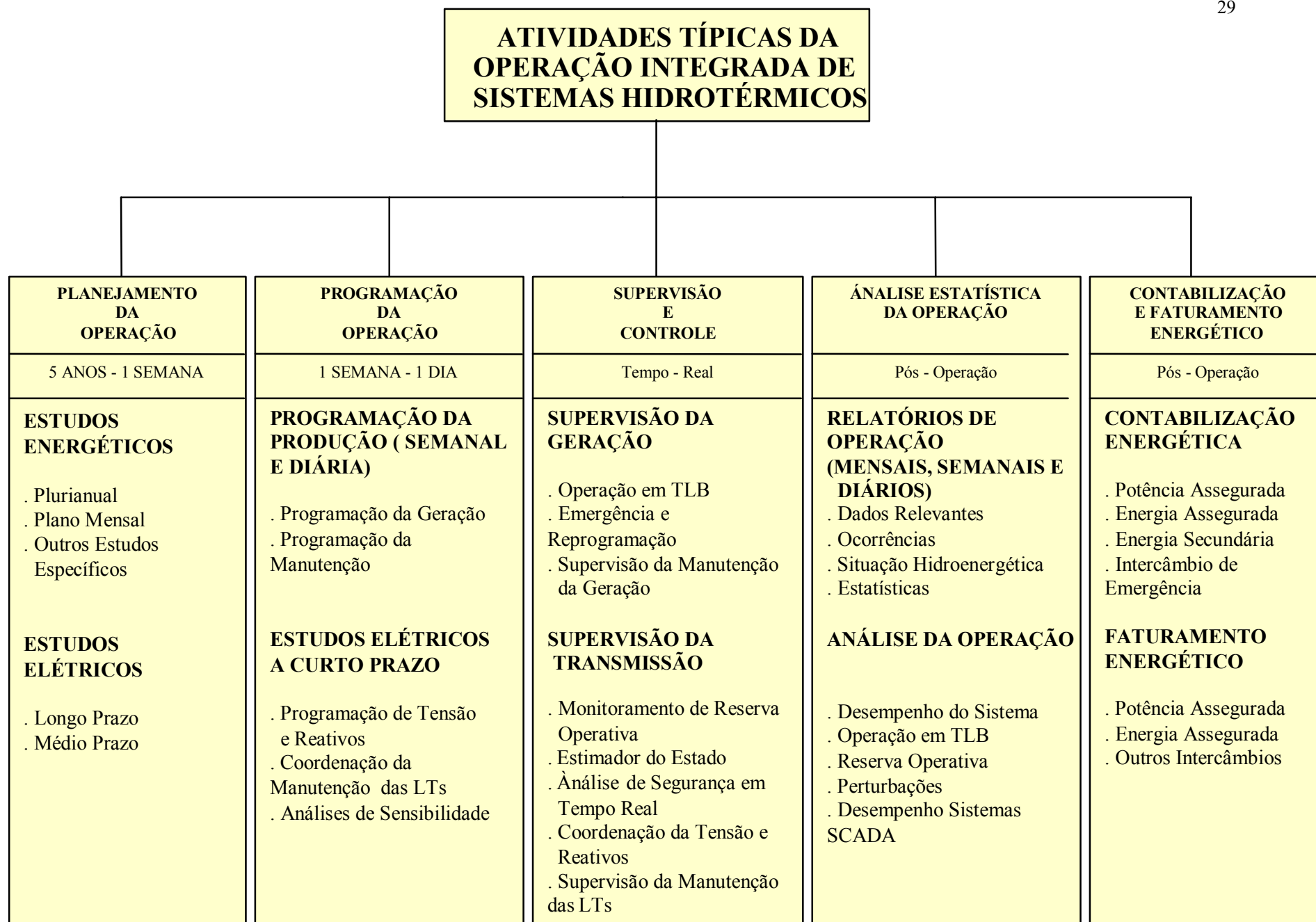
## CAPÍTULO 3

### SISTEMA INTEGRADO DE OPERAÇÃO DO SIN

Como pode ser visto em AZEVEDO FILHO (2000), as atividades de operação de sistemas elétricos de potência podem ser agrupadas nas seguintes áreas (mostradas na Figura 3.1):

- **Planejamento da Operação** – englobando os estudos e análises operacionais, com um horizonte (no caso do Brasil) de 5 anos a 1 semana à frente;
- **Programação da Operação (ou Pré-Despacho)** – englobando as atividades operacionais desenvolvidas dentro de um horizonte de uma semana à frente até o dia que antecede a operação propriamente dita;
- **Supervisão e Coordenação em Tempo Real (ou Despacho)** – englobando as atividades que vão desde a operação em tempo real até algumas horas à frente;
- **Análise e Estatística Pós-Operativa** – englobando as atividades de análise dos resultados da operação, armazenando os dados estatísticos que irão realimentar as áreas cima mencionadas;
- **Contabilização e Faturamento Energético.**

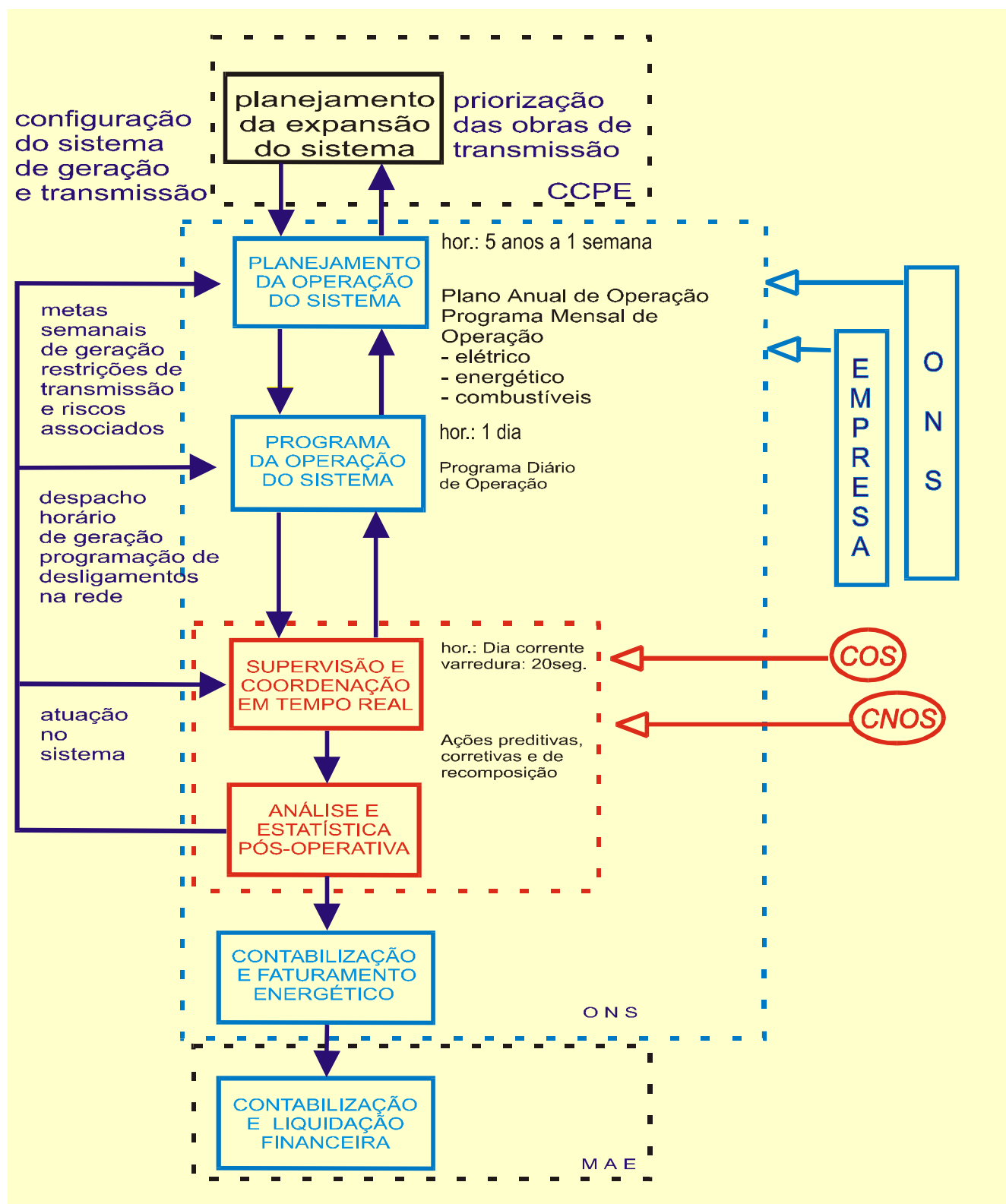
É fundamental que se considere a operação em seu conceito integrado. Caso contrário, não se consubstanciarão as relevantes economias da operação integrada, teoricamente obtíveis através do planejamento da operação. Ou seja, a programação e o despacho devem contemplar e executar exatamente as estratégias fixadas nas fases anteriores dos estudos.



**FIGURA 3.1 - ATIVIDADES TÍPICAS DA OPERAÇÃO INTEGRADA DE SISTEMAS**

Dentro deste contexto de atividades e decisões em cascata, do longo para o curto prazo, o planejamento da operação (executado pelo ONS) recebe influência da área de planejamento da expansão do sistema elétrico (realizado pelo CCPE) e, por seu lado, exerce influência direta sobre as atividades de programação, despacho e contabilização energética (exercidas pelo ONS). Esta última atividade, por sua vez, fornece os dados para a atividade de contabilização e liquidação financeira (executada pela CCEE). Este inter-relacionamento entre atividades é mostrado na Figura 3.2.

Como pode ser visto em AZEVEDO FILHO (2000), nas Figuras 3.3 a 3.6 são apresentados os principais modelos matemáticos e módulos de software utilizados no Sistema Integrado de Operação.



**FIGURA 3.2. INTERRELACIONAMENTO ENTRE AS ATIVIDADES DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E DE OPERAÇÃO INTEGRADA.**

FIGURA 3.3

PRINCIPAIS MODELOS MATEMÁTICOS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

IDENTIFICAÇÃO	OBJETIVO	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS
<p><b>Modelo de Distribuição Ótima das Reservas Energéticas</b></p>	<p>Tem dois objetivos principais: permitir transformação das afluências hídricas em afluência energética total ao sistema e distribuir uma certa reserva energética decidida entre os reservatórios individuais do sistema.</p>	<p>Trabalha de modo forma interativa com o Modelo Estratégico da Operação. Duas técnicas alternativas são previstas: programação não linear e programação dinâmica por etapas sucessivas.</p>
<p><b>Modelo Estratégico da Operação</b></p>	<p>Estabelecer as estratégias para o gerenciamento ótimo da reserva hidroenergética do sistema (reservatório equivalente).</p>	<p>Baseia-se no uso de programação dinâmica regressiva estocástica, aplicada a reservatórios regionais equivalentes.</p>
<p><b>Modelo de Simulação da Operação</b></p>	<p>Simular as estratégias definidas pelo anterior, para determinadas condições de demanda, afluência e equipamentos disponíveis.</p>	<p>Utiliza simulação determinística e sub-rotinas de otimização da colocação de usinas na curva de carga. Utiliza curvas de carga diárias e mensais e integrais de cargas)</p>
<p><b>Modelo de Apoio</b></p>	<p>Preparar a informações de diversos tipos que sejam requeridas pelos três modelos fundamentais acima citados.</p>	<p>Os Principais Modelos são:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cálculo de Indisponibilidade.</li> <li>• Série de Afluências ( Sintéticas)</li> <li>• Previsão de Demanda</li> <li>• Fatores de Forma de Carga</li> </ul>



**FIGURA 3.4**

**PRINCIPAIS MODELOS MATEMÁTICOS UTILIZADOS NA PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA**

IDENTIFICAÇÃO	OBJETIVO	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS
<p><b>Modelo de Simulação Hidroenergética de Bacias Hidrográficas</b></p>	<p>Calcular níveis finais de reservatórios em cascata, para esquemas dados de geração e afluências hídricas previstas. Como opção, pode se calcular a geração para níveis finais dados (metas).</p>	<p>Utiliza a técnica de simulação determinística, considerando o balanço hídrico da bacia de acordo com o tempo de viagem da água e com as restrições dos reservatórios e das usinas. Trabalha em etapas horárias, diárias e semanais.</p>
<p><b>Modelo de Previsão Probabilidade de Afluências Hídricas</b></p>	<p>Calcular as afluições hídricas intermediárias mais prováveis dos reservatórios e das usinas do sistema</p>	<p>Usa a decomposição das vazões em seus componentes de tendência, sazonalidade, auto-correlação e de aleatoriedade. Trabalha em etapas diárias e semanais.</p>
<p><b>Modelo de Previsão Probabilística de Carga Elétrica dos Sistemas</b></p>	<p>Prever as cargas horárias do sistema, em termos probabilísticos, para a semana e para o dia seguinte.</p>	<p>Baseia-se na utilização dos dados obtidos através do sistema em tempo real e na aplicação de um modelo multiplicativo para representar a demanda: tendência, variação sazonal, ponderação de dias típicos, curvas de cargas diárias e componente aleatório.</p>
<p><b>Modelo de Programação do Despacho de Cargas</b></p>	<p>Programar o despacho de cargas horárias para a semana próxima e/ou dia seguinte.</p>	<p>As usinas hidrelétricas são despachadas de modo a minimizar as perdas do sistema; o parque termelétrico complementar é despachado em função de seus custos incrementais.</p>



FIGURA 3.5

## PRINCIPAIS MÓDULOS DE SOFTWARE UTILIZADOS NOS ESTUDOS ELÉTRICOS A LONGO E MÉDIO PRAZOS

IDENTIFICAÇÃO	OBJETIVO	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS
<b>Fluxo de Potência Ótimo</b>	Calcular a solicitação da rede, em regime permanente, para determinadas condições da geração, carga e configuração definidas pelo usuário.	Utiliza uma técnica otimização estática.
<b>Análises de Segurança</b>	Analisar a segurança do sistema interligado, em regime permanente, sob o critério de contingência simples.	Opera sobre a solução de um caso, originado do fluxo de potência ótimo utilizando uma técnica de fluxo de potência, de alta rapidez, para simular um conjunto de contingências pré-definidas.
<b>Estabilidade Transitória</b>	Analisa o comportamento dinâmico do sistema de potência quando ocorre um distúrbio.	Utiliza um algoritmo eficiente para solucionar, de forma interativa, as equações diferenciais que representam a parte dinâmica do sistema em conjunto com as equações de rede.
<b>Cálculo de Curto-Circuito</b>	Determinar a potência de curto-circuito em qualquer barra da rede para dimensionar a capacidade de ruptura dos disjuntores e de suporte de reativo.	O modelo do circuito pela matriz de impedância é a base da solução. O módulo de software para a matriz e durante sua construção elimina as barras não necessárias aos estudos de curto-circuito.



**FIGURA 3.6**  
**PRINCIPAIS MÓDULOS DE SOFTWARE NOS ESTUDOS ELÉTRICOS DE CURTO PRAZO E/OU**  
**SUPERVIÃO EM TEMPO REAL**

IDENTIFICAÇÃO	OBJETIVO	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS
<p><b>Configurador da Rede</b> <sup>(2)</sup></p> <p><b>Estimador do Estado</b> <sup>(2)</sup></p> <p><b>Previsão de Carga das Barras</b> <sup>(2)</sup></p> <p><b>Simulação da Rede em Tempo Real</b> <sup>(2)</sup></p> <p><b>Análise de Segurança</b> <sup>(1)(2)</sup></p> <p><b>Fluxo de Potência Ótimo</b> <sup>(1)</sup></p> <p><b>Reprogramação Corretiva</b> <sup>(1)(2)</sup></p>	<p>Manter atualizado o modelo da rede para sua utilização por outro módulos em tempo real (Estimador do Estado, Previsão de Cargas de Barras, Solução da Rede em Tempo Real, Análise da Segurança).</p> <p>Calcular a solução completa do fluxo de potência para a parte observável do sistema interligado.</p> <p>Prever a carga das barras para uma hora determinada.</p> <p>Calcular a solução completa do fluxo de potência para a rede definida no Banco de Dados. Esta solução será utilizada pelos Módulos de Análise de Segurança e da Reprogramação Corretiva.</p> <p>Analisar a segurança do sistema interligado, em regime permanente, sob o critério de contingência simples.</p> <p>Calcular a solução da rede, em regime permanente, para determinadas condições de geração, carga e configuração de rede definidas pelo usuário.</p> <p>Recomendar a estratégia corretiva para eliminar as violações de restrições existentes no sistema de potência.</p>	<p>O método de solução utiliza o algoritmo de ajuste dos mínimos quadrados.</p> <p>Utiliza uma técnica de fluxo de potência especial para calcular a solução da rede externa ao Módulo de Estimador de Estado.</p> <p>Opera sobre a solução de um caso, originado do fluxo de Potência Ótimo, utilizando uma técnica de Fluxo de Potência, de alta rapidez, para simular um conjunto de contingências pré-definidas.</p> <p>Utiliza uma técnica de otimização estática que consiste em minimizar uma determinada função objetivo respeitando, simultaneamente, as equações clássicas de fluxo de potência em corrente alternada e as restrições derivadas de limites de carga dos equipamentos e limites operacionais da rede</p> <p>Utiliza um método generalizado capaz de resolver um ampla gama de problemas operacionais com uma grande variedade de variáveis de controle.</p>

Fonte: AZEVEDO FILHO (2000)

(1) Módulo utilizado nos estudos elétricos de curto prazo.

(2) Módulo utilizado na supervisão em tempo real.



