

RELATÓRIO ANUAL DO ONS

2010

Índice

1 – Informações Institucionais

- 1.1 – Membros Associados do ONS**
- 1.2 – Conselho de Administração**
- 1.3 – Conselho Fiscal**
- 1.4 – Diretoria do ONS**
- 1.5 – Mensagem do Conselho de Administração**
- 1.6 – Mensagem do Diretor Geral**
- 1.7 – Destaques de 2010**

2 – Resultados Técnicos em 2010

- 2.1 – Desafios Técnicos**
 - 2.1.1 – Medidas Adicionais de Segurança**
 - 2.1.2 – Ações de Articulação com os Agentes**
 - 2.1.3 – O Sistema de Transmissão do Rio Madeira**
 - 2.1.4 – Copa do Mundo 2014**
- 2.2 – Planejamento e Programação da Operação**
 - 2.2.1 – A Operação Energética**
 - 2.2.2 – A Operação Elétrica**
- 2.3 – Indicadores de Desempenho do SIN em 2010**
- 2.4 – A Operação em Tempo Real**
- 2.5 – Evolução dos processos e aprimoramentos metodológicos**
- 2.6 – A Administração da Transmissão**
 - 2.6.1 – Ampliações e Reforços**
 - 2.6.2 – Acesso à Rede Elétrica**
 - 2.6.3 – Análise de Conformidade de Projetos Básicos com os Requisitos Operacionais Estabelecidos nos Editais de Licitação**
 - 2.6.4 – Contratos de Transmissão**
 - 2.6.5 – Apuração Mensal de Serviços e Encargos**

3 - Resultados da Gestão em 2010

- 3.1 – Relacionamento Institucional do ONS**
- 3.2 – Relacionamento com Agentes e Integração de Novas Instalações ao SIN**
- 3.3 – Relacionamento Estratégico Internacional do ONS**
 - 3.3.1 – Very Large Power Grid Operators - VLPGO**
 - 3.3.2 – Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER**
- 3.4 – A Mudança para Novas Instalações**
- 3.5 – Plano de Ação 2010-2013**
- 3.6 – Gestão de Riscos e Gestão dos Procedimentos de Rede**
- 3.7 – Gestão de Pessoas**
- 3.8 – Telecomunicação e Tecnologia da Informação**
- 3.9 – Gestão Econômico-Financeira**

1 – INFORMAÇÕES INSTITUCIONAIS

1.1 – Membros Associados do ONS

AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia

AES Uruguaiana Empreendimentos

Afluentes Geração e Transmissão de Energia

Agro Energia Santa Luzia

Alumar Consórcio de Alumínio

Alumina do Norte do Brasil

Alumínio Brasileiro

Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia

Ampla Energia e Serviços

Anglo American

Anglo American Barro Alto

Anglogold Ashanti Brasil Mineração

Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração

ArcelorMittal Brasil (Belgo)

ArcelorMittal Inox Brasil

Arembepe Energia

Artemis Transmissora de Energia

ATE II – Transmissora de Energia

ATE III – Transmissora de Energia

ATE IV – São Mateus Transmissora de Energia

ATE Transmissora de Energia

ATE V – Londrina Transmissora de Energia

ATE VI – Campos Novos Transmissora de Energia

ATE VII – Foz do Iguaçu Transmissora de Energia

Baguari I Geração de Energia Elétrica

Barra do Braúna Energética

Borborema Energética

Braskem

Braskem Unib-RS
Brasnorte Transmissora de Energia
Brentech Energia
Brilhante Transmissora de Energia
Cachoeira Paulista Transmissora de Energia
Caiuá – Serviços de Eletricidade
Campos Novos Energia
Candeias Energia
Canoas Duke
Caramuru Alimentos
Carbocloro Indústrias Químicas
Castertech Fundação e Tecnologia
CEB Distribuição
CEB Geração
Celg Distribuidora
Celg Geração e Transmissão
Centrais Elétricas Brasileiras
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada
Centrais Elétricas de Pernambuco – Epesa
Centrais Elétricas de Rondônia
Centrais Elétricas de Santa Catarina
Centrais Elétricas do Norte do Brasil
Centrais Elétricas do Pará
Centrais Elétricas do Rio Jordan
Centrais Elétricas Matogrossense
Central Geradora Termelétrica Fortaleza
Cocal Termelétrica
Companhia Brasileira de Alumínio
Companhia Brasileira de Alumínio – Canoas
Companhia de Eletricidade do Acre
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins

Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê
Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
Companhia de Interconexão Energética
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
Companhia Energética Chapecó
Companhia Energética de Alagoas
Companhia Energética de Minas Gerais – Distribuição
Companhia Energética de Minas Gerais – Geração e Transmissão
Companhia Energética de Pernambuco
Companhia Energética de Petrolina
Companhia Energética de São Paulo
Companhia Energética do Ceará
Companhia Energética do Maranhão
Companhia Energética do Piauí
Companhia Energética do Rio Grande do Norte
Companhia Energética Potiguar
Companhia Energética Rio das Antas
Companhia Energética Santa Clara
Companhia Energética São Salvador
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
Companhia Hidroelétrica do São Francisco
Companhia Luz e Força Santa Cruz
Companhia Paraibuna de Metais
Companhia Paulista de Força e Luz
Companhia Paulista de Força e Luz – Geração de Energia
Companhia Piratininga de Força e Luz
Companhia Siderúrgica de Tubarão
Companhia Siderúrgica Nacional
Companhia Transirapé de Transmissão
Companhia Transleste de Transmissão

Companhia Transudeste de Transmissão
Consórcio AHE Funil
Consórcio Candonga
Consórcio Capim Branco Energia
Consórcio Cemig-CEB
Consórcio Empresarial Salto Pilão
Consórcio EnerPeixe
Consórcio Estreito Energia
Consórcio Igarapava
Consórcio Jauru
Consórcio Paraibuna
Consórcio Porto Estrela
Consórcio Serra do Facão
Consórcio UHE Guilman Amorim
Copel Distribuição
Copel Geração
Copel Transmissão
Coqueiros Transmissora de Energia
Corumbá Concessões
Cosan Bioenergia – UTE Costa Pinto
Cosan Bioenergia – UTE Usina Rafard
Coteminas

Dona Francisca Energética
DSM Elastômeros do Brasil
Duke Energy International – Geração Paranapanema

EKA Bahia
Elektro – Eletricidade e Serviços
Eletrobras Termonuclear
Eletrogões
Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo
Eletrosul Centrais Elétricas

Empresa Amazonense de Transmissão de Energia
Empresa Bandeirante de Energia
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema
Empresa de Transmissão de Energia de Santa Catarina
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai
Empresa de Transmissão do Espírito Santo
Empresa Elétrica Bragantina
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul
Empresa Metropolitana de Águas e Energia
Empresa Norte de Transmissão de Energia
Empresa Paraense de Transmissão de Energia
Empresa Produtora de Energia – Enron América do Sul
Empresa Regional de Transmissão de Energia
Enerbrasil – Energias Renováveis do Brasil
Energest
Energética Águas da Pedra
Energética Barra Grande
Energética Camaçari Muricy I
Energia Sustentável do Brasil – UHE Jirau
Energisa Borborema Distribuidora de Energia
Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia
Energisa Paraíba
Energisa Sergipe
Enguia Gen BA
Enguia Gen CE
Enguia Gen PI
Espírito Santo Centrais Elétricas
Espora Energética

Evrecy Participações
Expansion Transmissão de Energia
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo
Fibraplac Chapas de MDF
Foz do Chapecó Energia
Foz do Rio Claro Energia
Furnas Centrais Elétricas
Geração CIII
Geradora de Energia do Norte
Gerdau Aços Longos – Barra dos Coqueiros
Gerdau Aços Longos – Caçu
Gerdau Aços Longos – SP
Goiana Transmissora de Energia
Ijuí Energia
Innova
Integração Transmissora de Energia
Interligação Elétrica de Minas Gerais
Interligação Elétrica Norte e Nordeste
Interligação Elétrica Pinheiros
Interligação Elétrica Serra do Japí
Interligação Elétrica Sul
Investco – Lajeado
Iracema Transmissora de Energia
Itá Energética
Itapebi Geração de Energia
Itiquira Energética
Itumbiara Transmissora de Energia
Jauru Transmissora de Energia
Kinross Brasil Mineração
Lanxess Elastômeros do Brasil

LCD Bioenergia
Light – Serviços de Eletricidade
Light Energia
Linde Gases
Linhas de Transmissão Itatim
LT Triângulo
Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica
Maracanaú Geradora de Energia
Mineração Maracá Indústria e Comércio
Mineração Paragominas
Mirabela Mineração do Brasil
Monel Monjolinho Energética
MPX Energia
Nordeste Transmissora de Energia
Nova Era Silicon
NovaTrans – Enelpower do Brasil
Oxitenor Nordeste Indústria e Comércio
Pedras Transmissora de Energia
Petróleo Brasileiro
Petróleo Brasileiro – Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados FAFEN-SE
PIE-RP Termelétrica
Poços de Caldas Transmissora de Energia
Porto Primavera Transmissora de Energia
Refinaria Presidente Getúlio Vargas-Araucária
Retiro Baixo Energética
Ribeirão Preto Transmissora de Energia
Rio Claro Agroindustrial
Rio Grande Energia
Rio Verde Energia
Rosal Energia

Sadia
Santo Antônio Energia
SE Narandiba
Serra da Mesa Transmissora de Energia
Serra Paracatu Transmissora de Energia
Siderúrgica Barra Mansa
Sistema de Transmissão Catarinense
Sistema de Transmissão Nordeste
Sul Transmissora de Energia

Tangará Energia – Guaporé
Termelétrica Viana
Termo Norte Energia
Termo Pernambuco
Termoaçú
Termocabo
ThyssenKrupp CSA Siderúrgica do Atlântico
Tractebel Energia Suez
Transmissora Porto Alegre de Energia
Transmissora Sudeste Nordeste

UEG Araucária
Uirapuru Transmissora de Energia
Usina Termelétrica de Anápolis
Usina Termelétrica Norte Fluminense
Usina Xavantes
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais
UTE MC2 Camaçari I
UTE MC2 Catu
UTE MC2 Dias Dávila I
UTE MC2 Dias Dávila II

Vale
Vale Potássio Nordeste

Vallourec & Sumitomo Tubos do Brasil
Ventos do Sul Energia
Veracel Celulose
Vila do Conde Transmissora de Energia
Votorantim Cimentos
Votorantim Metais Níquel
White Martins

1.2 – Conselho de Administração

Categoria Produção:

- Valter Luiz Cardeal de Souza (ELETROBRÁS) como titular e Luiz Henrique de Freitas Schnor (CGTEE) como suplente;
- Mozart Bandeira Arnaud (CHESF) como titular e Antonio Bolognesi (EMAE) como suplente;
- Fernando Henrique Schuffner Neto (CEMIG) como titular Alexandre Magno Firmo Alves (CDSA) como suplente;
- Maurício Stolle Bähr (TRACTEBEL) como titular e Alcides Casado de Oliveira Junior (DUKE) como suplente que foi substituído em 09/09/2010 por Armando de Azevedo Henriques (DUKE);
- Xisto Vieira Filho (TERMOPERNAMBUCO) como titular e Maria das Graças Foster (PETROBRÁS) como suplente;

Categoria Transporte:

- Wady Charone Junior (ELETRONORTE) como titular e Rogério Ribeiro Abreu dos Santos (NTE) como suplente que foi substituído em 26/04/2010 por Luciano Paulino Junqueira NTE);
- Ronaldo dos Santos Custódio (ELETROSUL) como titular e Nelson Gravino (ARTEMIS) como suplente que foi substituído por Ramon Sade Haddad PLENA);
- Celso Sebastião Cerchiari (CTEEP) como titular e Moacir Finotti (CELG) como suplente;
- Elmar de Oliveira Santana (TBE) como titular e Paulo Mota Henriques (TAESA) como suplente.

Categoria Consumo

- Delson Martini (CEEE) como titular e Eduardo Carvalho Sitonio (CELESC) como suplente;
- Wilson Pinto Ferreira Junior (CPFL) como titular e Michel Nunes Itkes (ESCELSA) como suplente;
- Britaldo Pedrosa Soares (ELETROPAULO) como titular e Luis Fernando Guimarães (LIGHT) como suplente;
- Marcelo Maia de Azevedo Correa (NEOENERGIA) como titular e José Antonio Sorge (REDE) como suplente;
- Erico Teodoro Sommer (GERDAU) como titular e Vania Lucia Somavilla (VALE) como suplente;

- Ministério das Minas e Energia - Márcio Pereira Zimmermann como titular que foi substituído em 26/04/2010 por Francisco Romário Wojcicki e Ricardo Spanier Homrich como suplente.

1.3 – Conselho Fiscal

- Silvio Roberto Areco Gomes (CESP) como titular que foi substituído em 28/04/2010 por Vilson Daniel Christofari (CESP) e Pedro José Diniz de Figueiredo (ELETRONUCLEAR) como suplente, representando a Categoria Produção;
- Cesar Ribeiro Zani (FURNAS) como titular e Marcio Szechtman (TAESA) que foi substituído em 04/03/2010 por Domingos Sávio Castro Horta (TAESA) como suplente, representando a Categoria Transporte;
- Rubens Ghilardi (COPEL) como titular, que foi substituído em 26/04/2010 por Ronald Thadeu Ravedutti (COPEL), falecido em 24/11/2010, sem indicação de substituto até 31/12/2010. Antonio de Pádua Gonçalves Novaes (CEB), indicado como suplente, foi substituído em 08/10/2010 por Marcus Sérgio Fontana (CEB), representando a Categoria Consumo.

1.4 – Diretoria do ONS

Hermes J. Chipp – Diretor Geral

Darico Pedro Livi

István Gárdos

Ronaldo Schuck

Roberto José Ribeiro Gomes da Silva

1.5 – Mensagem do Conselho de Administração

Ao rever as atividades em que o Operador Nacional do Sistema elétrico esteve envolvido em 2010, uma característica que salta aos olhos do observador é a singularidade desta organização que, ao mesmo tempo em que se esforça para garantir o suprimento de energia elétrica a todos os consumidores no presente, dia após dia, trabalha com dedicação para que esse mesmo suprimento possa ocorrer no futuro, dentro de padrões adequados de segurança e economicidade.

O foco no presente se mostra nos bons resultados alcançados no exercício de suas atribuições institucionais, na operação elétrica e energética do Sistema Interligado Nacional em 2010, conforme demonstrado neste relatório.

O foco no futuro aparece nas complexas e variadas atividades técnicas desenvolvidas para a integração do sistema de transmissão do Madeira e na preparação para que o atendimento eletroenergético durante a Copa do Mundo de Futebol de 2014 ocorra sem sobressaltos, contribuindo para que o país seja visto positivamente, nesse momento de intensa exposição midiática a nível mundial.

Outro ponto que merece ser destacado em relação ao futuro do Operador é o processo de mudança para novas instalações, trabalho em que o Conselho de Administração vem tendo uma efetiva participação, por meio de uma comissão de conselheiros. As áreas selecionadas para abrigar as novas instalações do ONS nas cidades do Rio de Janeiro, Recife e Florianópolis levaram em consideração diversos aspectos importantes tais como custos de implantação, facilidade de acesso, infraestrutura existente, segurança e condições de meio ambiente. Tudo isso irá reforçar a identidade corporativa do Operador.

Tenho certeza que, aliando a competência e a dedicação dos profissionais do ONS com a experiência de gestão de sua Diretoria e com a equilibrada orientação de um Conselho de Administração representativo de todos os interesses que coexistem no setor, todos os desafios decorrentes da expansão do sistema e do aumento da complexidade de sua operação serão enfrentados e vencidos.

Maurício Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração

1.6 – Mensagem do Diretor Geral

Em 2010, o Operador Nacional do Sistema Elétrico investiu seus esforços na evolução de seus processos técnicos e corporativos, obtendo resultados significativos.

No exercício de suas funções finalísticas, o ONS cumpriu sua missão institucional, ao garantir a continuidade do atendimento energético e a segurança operativa da rede elétrica, em completa conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede.

Dois grandes desafios técnicos marcaram este ano, e a eles as equipes do ONS estão dedicando seu tempo e conhecimento. O primeiro diz respeito à integração do sistema de transmissão do Madeira, particularmente as análises de conformidade dos projetos básicos com os requisitos operacionais estabelecidos nos Editais de Licitação desse sistema. Destacam-se nessa atividade:

- A análise da extensa documentação do projeto, envolvendo relatórios de estudos, desenhos de projeto, características de equipamentos, definição dos sistemas de proteção, comando e controle, sistema de supervisão e telecomunicação. Em 2010, foram finalizadas as análises e confirmada a conformidade dos projetos básicos de quatro dos sete lotes que compõem o empreendimento do Projeto Madeira.
- A capacitação da equipe do ONS na tecnologia de transmissão em corrente contínua e a aquisição e treinamento em novas ferramentas de simulação, como o Real Time Digital Simulator – RTDS, importantes aspectos para o sucesso da integração desse empreendimento.

O segundo importante desafio técnico tem a ver com a preparação do país para sediar a Copa do Mundo de 2014, tarefa complexa que envolve várias áreas da administração. Foi criado pelo CMSE um Grupo de Trabalho proposto pelo ONS para analisar as questões relativas à segurança no atendimento às capitais que serão sedes dos jogos, cujas atividades já foram iniciadas.

Em todos esses desafios, e no cotidiano exercício de suas funções institucionais o ONS trabalhou de forma integrada com a rede de instituições responsáveis pela gestão do setor – MME, ANEEL, EPE e CCEE –, secretarias estaduais de energia, os agentes de geração, transmissão e distribuição, associações setoriais, fornecedores de equipamentos e tecnologias, centros de pesquisa e universidades, o que assegurou o sucesso dos resultados obtidos.

Do ponto de vista corporativo, o grande destaque foi a evolução do processo de mudança das atuais instalações do Operador no Rio de Janeiro, Recife e Florianópolis para prédios exclusivos. Ressalto a participação efetiva do Conselho de Administração do ONS, que instituiu uma comissão de

conselheiros para acompanhamento do projeto. Em 2010, após a definição dos locais e do melhor modelo econômico para os empreendimentos, foram assinados os contratos com as empresas incorporadoras.

As novas instalações terão certificação básica de *green building* e serão construídas com uma clara preocupação com a sustentabilidade, com ambientes ecologicamente corretos, práticas de eficiência energética e reutilização de água, reduzindo o impacto no meio ambiente.

Com relação à gestão de pessoas, continuamos investindo no aprimoramento da capacitação técnica e no desenvolvimento humano, na formulação das trajetórias de carreira, e na promoção de ações para reforçar a integração interna, aumentar o reconhecimento e melhorar o clima organizacional.

Dessa forma, fazendo prevalecer a integração interna e externa, juntamente com a prática cotidiana de nossos valores de transparência, equidade e neutralidade, estaremos criando as bases da sustentabilidade do próprio ONS.

Hermes Chipp

Diretor Geral

1.7 – Destaques de 2010

- São assinados os contratos com as empresas incorporadoras responsáveis pela construção das novas instalações do ONS no Rio de Janeiro, em Recife e em Florianópolis, na modalidade *built to suit*, e com uma clara preocupação com a sustentabilidade, incorporando práticas de eficiência energética e reutilização de água.
- O atendimento energético no SIN e a operação da rede elétrica são conduzidos em conformidade com os critérios de segurança e economicidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede e, em situações especiais, de acordo com as diretrizes do CMSE e da ANEEL.
- O indicador de robustez do sistema elétrico para perturbações com cortes de carga acima de 1.000 MW em 2010 é de 99,8%, valor compatível com os registrados nos anos anteriores.
- O ONS finaliza a análise e assegura a conformidade dos projetos básicos de quatro dos sete lotes que compõem o empreendimento do Projeto Madeira com os requisitos operacionais estabelecidos nos Editais de Licitação, visando à sua integração do sistema de transmissão do SIN.
- É dado um novo direcionamento para o Projeto SIGA, com a interrupção do relacionamento com o provedor contratado e o início da elaboração de um plano de um novo projeto, visando a atender seus objetivos originais.
- Têm prosseguimento as atividades dos Grupos de Trabalho responsáveis pela análise e implementação de medidas que viabilizem a execução do cronograma de novas obras para assegurar o suprimento aos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Ceará, Maranhão, Pará e Rio Grande do Norte.
- É ampliada a participação dos empregados na discussão das políticas de gestão de pessoas, por meio de grupos mistos de gestores e colaboradores que discutiram o Programa Trajetórias de Carreira, o Plano de Gestão de Cargos e Remuneração e o Plano de Ação em resposta aos resultados da Pesquisa de Clima realizada em 2010.
- Em pesquisa de avaliação da imagem corporativa realizada junto a 15 associações setoriais e 21 universidades, o Operador recebe uma avaliação positiva de 93,3% pelas associações e de 71,4% pelas universidades, além de diversas indicações para o aprimoramento do relacionamento com esses públicos.

2 – RESULTADOS TÉCNICOS EM 2010

2.1 – Desafios Técnicos

2.1.1 – Medidas Adicionais de Segurança

Em conjunto com a EPE, o ONS vem trabalhando na definição de critérios mais rigorosos de segurança a serem aplicados a pontos específicos da rede que sejam estratégicos para o desempenho do SIN, ou seja, aqueles cuja interrupção de serviço pode levar à ocorrência de desligamentos com graves impactos econômicos e sociais.

Estão sendo realizados estudos e análises detalhadas para identificar medidas a serem implementadas, tanto em horizonte de planejamento quanto de caráter operacional, para minimizar o impacto de perturbações, evitar sua propagação e diminuir o tempo de restabelecimento, reduzindo, desta forma, o grau de vulnerabilidade do SIN frente a contingências múltiplas.

Em 2010, foram consolidados os critérios para determinação das instalações estratégicas para o desempenho do SIN e identificadas as subestações, troncos de transmissão e usinas consideradas como estratégicas. Para elas, estão sendo tratadas as seguintes questões: as vulnerabilidades existentes, a segurança intrínseca das mesmas, os tipos de problemas associados, as consequências de incidentes envolvendo cada instalação estratégica, as ações para o retorno à operação normal, os meios de se detectar os riscos envolvidos, e como se dá a operação do SIN quando de uma eventual indisponibilidade de uma instalação estratégica.

2.1.2 – Ações de Articulação com os Agentes

Com o objetivo de fazer um acompanhamento sistemático e rotineiro da evolução da implantação das obras de transmissão nos diversos estados do Brasil e, principalmente, para adotar as medidas necessárias para agilizar a implantação e reduzir os efeitos de possíveis atrasos, foram criados Grupos de Trabalho para os estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Ceará, Maranhão, Pará e Rio Grande do Norte.

Esses grupos tem a participação da ANEEL, da EPE, das Secretarias Estaduais de Energia e de Meio Ambiente, do ONS e das empresas de transmissão e distribuição envolvidas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL tem a função de acompanhar os estudos e análises com vistas a viabilizar e agilizar os processos de licitação e/ou autorização das obras recomendadas.

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE tem como principal objetivo acompanhar os estudos, visando compatibilizar as ações identificadas com as soluções estruturais definidas no planejamento da expansão da transmissão.

Por sua vez, o ONS é o coordenador do processo e tem a responsabilidade de realizar estudos e análises com o objetivo de identificar as ampliações, reforços e melhorias porventura necessários para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica nos estados; analisar os impactos no suprimento decorrentes do atraso na entrada em operação dessas obras, propondo as medidas mitigadoras necessárias, e acompanhar o cronograma da entrada em operação de obras nas instalações de transmissão e distribuição nesses estados.

As Secretarias de Estado de Energia e de Meio Ambiente têm o importante papel de participar da elaboração e análises do suprimento de energia elétrica nos estados e promover a coordenação das ações no âmbito estadual relativos ao suprimento, incluindo o envolvimento com as respectivas Secretarias de Meio Ambiente para viabilizar as ações de licenciamento ambiental pertinentes.

Já as Empresas de Transmissão e as Concessionárias de Distribuição, além de encaminhar os dados e cronogramas da entrada em operação de obras para subsidiar os estudos e análises, têm a responsabilidade de implantar as obras sob sua responsabilidade, identificando e comunicando as dificuldades encontradas.

No âmbito desses Grupos são estabelecidos Planos de Ação envolvendo as entidades pertinentes, nos quais estão relacionadas todas as ações e providências necessárias para viabilizar a execução do cronograma de implantação das obras já definidas, ou que necessitam de outorga. Também neste fórum são discutidas e definidas medidas operativas necessárias, até que as obras estruturais sejam concluídas.

2.1.3 – O Sistema de Transmissão do Rio Madeira

Um dos principais destaques de 2010 foram as atividades voltadas à integração do sistema de transmissão do Madeira, particularmente as análises de conformidade dos projetos básicos com os requisitos operacionais estabelecidos nos Editais de Licitação do sistema de transmissão do Rio Madeira.

As usinas do Rio Madeira são consideradas projetos de grande interesse estratégico nacional, pois aumentam a oferta de energia elétrica e contribuem de forma significativa para a continuidade e a segurança do suprimento ao SIN. Ao final de 2007 e início de 2008, foram realizados os leilões para os aproveitamentos hidroelétricos referentes às usinas de Santo Antonio e Jirau, a serem construídos no Rio Madeira, no estado de Rondônia, com capacidades instaladas previstas de 3150 MW e 3300 MW, respectivamente.

As características do leilão já sinalizavam o desafio que viria. O único projeto de transmissão em corrente contínua realizado no país remonta ao início dos anos 80, com a construção da Usina Binacional de Itaipu. Decorridos quase 30

anos desse empreendimento, para enfrentar o novo desafio, agora no Rio Madeira, foi necessário o resgate e a aplicação dos conhecimentos e da *expertise* adquiridos naquela época.

Durante o ano de 2010, o ONS envolveu-se com muitas atividades relativas à integração deste empreendimento, destacando:

- Análise da conformidade dos projetos básicos aos requisitos operacionais estabelecidos no edital de licitação, envolvendo aproximadamente 550 documentos, entre relatórios de estudos, desenhos de projeto, características de equipamentos, definição dos sistemas de proteção, comando e controle, sistema de supervisão e telecomunicação. O ONS iniciou a análise de toda esta documentação, sendo realizadas diversas reuniões de esclarecimentos com a participação da EPE, ANEEL, Transmissoras e fabricantes envolvidos. Destaca-se que, durante ao ano de 2010, foram finalizadas as análises e confirmada a conformidade dos projetos básicos de quatro dos sete lotes que compõem o empreendimento do Projeto Madeira (lotes B, D, E e G). Com relação aos lotes A e C, estima-se que já foram realizados 90% da análise e confirmação das conformidades dos respectivos projetos básicos, restando algumas pendências não impeditivas à continuidade do projeto executivo e aquisição e testes de fábrica dos equipamentos. Para o Lote F, que compreende as conversoras do bipolo 2, cuja entrada em operação está prevista para abril de 2012, há ainda cerca de 60% de documentos do projeto básico para serem analisados e atestados.
- A capacitação da equipe do ONS na tecnologia de transmissão em corrente contínua e a aquisição e treinamento em novas ferramentas de simulação foram aspectos de vital importância para o sucesso da integração deste empreendimento. Neste período, foram também realizadas as seguintes ações:
 - Recebimento através da ETE/ABB de 8 licenças do programa PSCAD/EMTDC, fundamental para a simulação no domínio do tempo de conversores em corrente contínua. Em seguida foi ministrado pela Manitoba Hydro treinamento para o uso deste aplicativo, envolvendo cerca de 20 profissionais do ONS. Estas licenças encontram-se hoje instaladas em microcomputadores específicos nas diversas áreas do ONS;
 - Realização do segundo treinamento tutorial em tecnologia HVDC, ministrado pela AREVA, ocorrido em outubro de 2010, com a participação de aproximadamente 35 profissionais de diversas áreas do ONS;
 - Início das providências para instalação do simulador/RTDS que deverá ser entregue ao ONS no final de 2011. Este simulador RTDS permitirá ao ONS desenvolver simulações com a utilização de uma réplica em verdadeira grandeza dos controles dos conversores empregados no sistema de transmissão do Madeira.

Foi estruturada uma equipe de três engenheiros que se dedicarão em tempo integral a esta tarefa. Inicialmente, foi realizada uma visita à fábrica da ABB na Suécia. Posteriormente, estes engenheiros deverão acompanhar os testes de fábrica dos controles a serem empregados no simulador RTDS.

2.1.4 – Copa do Mundo 2014

Considerando que o Brasil sediará a Copa do Mundo de 2014 e que a preparação do país para esse evento é uma tarefa bastante complexa, pois envolve várias áreas da administração e requer grandes investimentos, o ONS propôs ao CMSE a criação de um grupo de trabalho específico para analisar as questões relativas ao sistema elétrico, objetivando a garantia e a segurança no atendimento às capitais que serão sedes dos jogos.

A criação do GT Copa do Mundo foi aprovada pelo CMSE em 26/7/2010, tendo por base o Termo de Referência proposto pelo ONS. Em 30 de agosto, o MME criou e assumiu a coordenação do grupo, com a finalidade específica de conduzir a realização das atividades necessárias à elaboração do Plano de Ação da Copa 2014, bem como acompanhar a sua implantação.

A primeira reunião do grupo foi realizada em 14 de outubro, tendo-se aprovado a sua estrutura, o Plano de Ação e o cronograma geral de suas atividades. Além do MME, dele participam o ONS, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a ANEEL, as concessionárias de distribuição com áreas de concessão envolvendo as cidades sedes, as Empresas de Transmissão proprietárias de instalações com impacto no suprimento a essas cidades e os Secretários Estaduais de Energia dos estados correspondentes.

Esse grupo deverá apresentar, a cada reunião do CMSE, um relato do andamento dos trabalhos, bem como propostas para tratamento das eventuais dificuldades que venham a ser identificadas.

Para desenvolvimento das suas atividades, serão utilizadas oito Forças-Tarefas, cuja função principal será realizar todos os estudos e análises necessárias. As Forças-Tarefas de 1 a 4 (Porto Alegre, Rio de Janeiro, São Paulo e Salvador/Recife/Natal/Fortaleza) serão coordenadas pelo ONS e as Forças-Tarefas de 5 a 8 (Brasília/Cuiabá, Manaus, Curitiba e Belo Horizonte) serão coordenadas pela EPE.

O diagrama a seguir apresenta a estrutura do GT e as empresas responsáveis pela coordenação dos trabalhos em cada cidade sede.



2.2 – Planejamento e Programação da Operação

2.2.1 – A Operação Energética

Horizonte de Médio Prazo

Em junho, o ONS emitiu o Plano Anual da Operação Energética de 2010 – PEN 2010. As avaliações apontam para uma situação favorável de atendimento ao mercado nos próximos cinco anos, de maio de 2010 a dezembro de 2014, com base em análises probabilísticas utilizadas nesse tipo de abordagem. O critério de garantia de suprimento adotado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – riscos de déficit de energia abaixo de 5% – é atendido com folga em todas as regiões durante o quinquênio, mesmo considerando um crescimento do mercado da ordem de 7% ao ano, superior às previsões atuais, que são em torno de 5%. Ainda que ocorram condições hidrológicas adversas, o atendimento ao mercado está assegurado pela aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP, aprovados pelo CMSE, que empregam despacho adicional de geração térmica e maximização de intercâmbios para garantir estoques de segurança nos reservatórios.

Esta situação favorável de atendimento deve-se, principalmente, à oferta agregada pelos leilões de energia e de linhas de transmissão realizados desde 2005, englobando oito leilões de energia nova, um leilão de fontes alternativas, dois leilões de energia de reserva e os leilões das usinas do Rio Madeira, Santo Antônio e Jirau. Considerando ainda as diversas pequenas usinas hidráulicas e térmicas autorizadas pela ANEEL, as usinas do PROINFA, e a interligação Tucuruí-Manaus-Macapá a partir de janeiro de 2013, nos próximos cinco anos deverão ser disponibilizados da ordem de 27.000 MW (cerca de 50% provenientes de fontes térmicas), evoluindo a potência instalada no Sistema Interligado Nacional, de aproximadamente 104.000 MW, em dezembro de 2009, para 130.000 MW, em dezembro de

2014. A usina hidroelétrica de Belo Monte (11.283 MW) está fora do horizonte de análise do PEN 2010, pois iniciará a sua produção de energia apenas a partir de 2015.

Destaca-se ainda que, para o último biênio em análise (2013/2014), poderá haver oferta adicional de energia proveniente dos leilões A-3 e de energia de reserva a serem realizados em 2011. Essa oferta adicional poderá ser importante para a redução dos custos de produção de energia nesse horizonte.

O PEN 2010 traz diversas recomendações, como a realização de estudos para a ampliação da Interligação Norte-Sul e da capacidade de exportação de energia da região Nordeste, devido à grande concentração da expansão da oferta térmica nessa região. Esse fato aponta para a necessidade de uma avaliação cuidadosa da localização da oferta proveniente dos futuros leilões. Além disso, a expressiva participação nesta nova oferta de usinas térmicas indica a necessidade de atenção especial tanto aos aspectos de logística de suprimento de combustíveis como às necessidades de atendimento à demanda máxima, de modo que o dimensionamento da capacidade instalada para atendimento à ponta seja o mais econômico possível.

Os estudos apontam também que, para o pleno aproveitamento da oferta térmica localizada na região Nordeste, é necessário minimizar as restrições de defluência mínima nas usinas do Rio São Francisco, possibilitando a redução da geração mínima obrigatória nessas usinas em situações hidrológicas críticas e, conseqüentemente, maximizando a alocação na curva de carga do SIN da geração proveniente das usinas térmicas.

Horizonte de Curto Prazo

Com relação à implementação no curto prazo das políticas e diretrizes para a operação eletroenergética do SIN, cabe destacar a heterogeneidade das afluições observadas em 2010 nos subsistemas do SIN. Enquanto a região Sul apresentou elevada média anual, da ordem de 141% da média histórica e significativa variabilidade ao longo do ano entre afluições de 50 a 300% da média, as regiões Norte e Nordeste tiveram afluições abaixo da média, da ordem de 86% e 62% da média histórica, respectivamente, com períodos secos extremamente desfavoráveis. Na região Sudeste a média anual das afluições foi de 104% da média histórica, com valores relativamente estáveis ao longo do ano.

Na aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP durante este ano foi identificada a necessidade de despacho térmico complementar a gás na região SE/CO, a partir de maio, e na região NE, a partir de julho.

Com base na previsão climática elaborada em setembro pelo CPTEC/INPE e pelo INMET, foi apontada a expectativa de atraso do início do período úmido

das regiões SE/CO, N e NE, devido à configuração do fenômeno La Niña, corroborando as indicações dos Institutos de Meteorologia, consolidadas pelos estudos feitos pelo ONS. Estudos prospectivos realizados a partir deste cenário hidrológico desfavorável nas regiões Norte e Nordeste sinalizaram que o armazenamento da região Nordeste não deveria atingir o Nível Meta estabelecido para o final do mês de novembro.

Diante deste contexto, o ONS, visando à preservação da segurança ao menor custo, propôs ao CMSE uma política operativa diferenciada, em caso de não atingimento do Nível Meta na região Nordeste ao final de novembro. Essa política de operação consistia em se efetuar o despacho de geração térmica a gás, de menor custo de operação, nos meses subsequentes ao mês de novembro de forma a compensar o afastamento entre o nível de armazenamento observado e o Nível Meta em 30/11, evitando-se o despacho de geração térmica a óleo, de custo significativamente mais elevado. Essa geração térmica seria mantida, restabelecendo os níveis de segurança, caso a evolução das condições hidroenergéticas não fosse suficiente para compensar a referida diferença de armazenamento.

Entretanto, ainda no decorrer do mês de dezembro, em razão da recuperação das condições de afluência, não houve necessidade dessa compensação

A energia armazenada nos reservatórios da região SE/CO atingiu, ao final de dezembro, 44,7% do armazenamento máximo. Na região Nordeste, o armazenamento alcançou 45,2% no final do ano.

Como nos anos anteriores, houve oportunidade em 2010 para a integração energética com os sistemas elétricos do Uruguai e da Argentina, tendo sido efetivada a exportação de energia para estes países, com recursos de origem térmica não utilizados para atender aos requisitos do SIN.

2.2.2 – A Operação Elétrica

Horizonte de Médio Prazo

O Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo – PEL 2011/2012, concluído em setembro de 2010, apresentou as avaliações do desempenho elétrico do SIN para o período compreendido entre os meses de janeiro de 2011 e abril de 2012. Os estudos do PEL foram desenvolvidos visando avaliar principalmente o desempenho das interligações regionais, a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do sistema.

A partir dessas avaliações, os resultados dos estudos do PEL 2011/2012 apontam para propostas de adequação do cronograma das obras programadas (linhas de transmissão, transformadores, etc.) às

necessidades do SIN; a implantação de Sistemas Especiais de Proteção – SEP face à mudança de topologia da rede; estratégias operativas que serão utilizadas na operação eletroenergética do SIN neste horizonte.

Dentre as principais recomendações, destacam-se ações de caráter gerencial por parte do Poder Concedente, da Agência Reguladora ou do próprio Operador, visando:

- EPE/MME-ONS - definição de soluções estruturais para problemas importantes, cujos impactos podem comprometer a segurança ou o custo operativo do SIN;
- CMSE, Secretarias de Energia, Órgãos Ambientais e Empreendedores - implantação antecipada ou, no mínimo, dentro dos prazos contratuais, de obras já outorgadas pela ANEEL;
- ONS e Agentes - implantação e/ou modificação de Sistemas Especiais de Proteção – SEPs, em função das alterações topológicas do SIN, ou crescimento de carga, de forma a adequá-los;
- ANEEL - agilização de outorgas que devem ser priorizadas em função de benefícios diretos para o desempenho das interligações regionais e/ou para os sistemas de suprimento às áreas elétricas analisadas.

Quanto aos aspectos relacionados com a segurança elétrica operacional, o ONS tem coordenado diversas ações, em conjunto com os Agentes de Transmissão, Geração e Distribuição, de modo a identificar as principais fragilidades do SIN e, com base nesse diagnóstico, indicar as providências que devem ser tomadas com o objetivo de revitalizar as instalações existentes, adequando-as aos padrões de segurança estabelecidos nos Procedimentos de Rede,

O ONS emite, com periodicidade anual, o Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistêmico – PMIS, relacionando as melhorias necessárias em instalações de transmissão de interesse sistêmico e também em instalações relevantes pertencentes a concessionárias e autorizadas de Geração e concessionárias ou permissionárias de Distribuição, referentes às melhorias e aos reforços.

O PMIS elaborado no ano de 2010, correspondente à quinta edição do plano, contempla o período compreendido entre 2010 e 2013 e, recomenda a implantação de 564 melhoramentos, com algumas instalações de pequeno porte, sendo 489 para as empresas de Transmissão, 70 para as empresas de Distribuição e cinco para as empresas de Geração.

Na visão de médio prazo e com atenção a grandes eventos, o ONS também participou de Grupos de Trabalho em conjunto com os agentes envolvidos e a ANEEL, visando equacionar as questões relativas à confiabilidade de atendimento às áreas que sediarem a Copa 2014, conforme já descrito.

Horizonte de Curto Prazo

Ao longo de 2010, o ONS desenvolveu estudos e implantou medidas que possibilitaram a operação da rede elétrica em conformidade com os critérios de continuidade, confiabilidade e qualidade de suprimento estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Dentre os trabalhos realizados, merecem destaque os seguintes:

- A ativação de diversos religamentos automáticos de linhas de transmissão do SIN, de forma a garantir a continuidade de serviço com aumento da confiabilidade. Destaca-se a ativação do religamento automático da interligação Acre-Rondônia, cuja taxa de sucesso foi satisfatória;
- A concepção da utilização da chamada “House Load Operation” para aplicação nas usinas term nucleares de Angra dos Reis, evitando-se a sua parada total quando de distúrbios de maior gravidade, permitindo uma recomposição significativamente mais rápida.

Em 2010, foram desenvolvidos trabalhos para otimizar os sistemas de controle de geradores, do ponto de vista sistêmico, com o objetivo de assegurar o adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas, com vistas a evitar a perda de sincronismo quando de perturbações.

O SIN é dimensionado segundo o critério de segurança N-1, ou seja, mesmo com a perda de qualquer elemento (contingência simples), o sistema deve ser capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade do sistema, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão, dentro da faixa operativa) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações. Entretanto, na operação em tempo real, o sistema está sujeito a contingências múltiplas, envolvendo a perda de dois ou mais elementos da rede. A ação adequada dos SEPs (Sistemas Especiais de Proteção), associada ao bom desempenho dos sistemas de controle, garantiu a segurança operativa do SIN, mesmo na ocorrência de contingências múltiplas.

Com o objetivo de acelerar a normalização do suprimento após perturbações, foram definidos novos corredores de recomposição fluente do SIN, ou mesmo atualizados os existentes, com o objetivo de reduzir ao máximo o tempo de desligamento das cargas. Destaca-se a atualização dos corredores do tronco de 765 kV de Itaipu, corredores de recomposição das áreas São Paulo e área

Rio de Janeiro, além de novos corredores da região Sul. Todas as atualizações valeram-se das lições obtidas após o distúrbio de 10/11/2009.

Nas emergências de longa duração, medidas operativas devem ser o mais rapidamente implementadas, de modo a reduzir o impacto da contingência na operação do sistema. Por exemplo, na ocorrência de outubro de 2010, devido às condições climáticas, houve queda de torres de LTs 440 kV provenientes da UHE Ilha Solteira, e o conseqüente desligamento total do setor de 440 kV da subestação Ilha Solteira. O retorno de poucos circuitos limitava a geração no sistema de 440 kV.

Considerando a rede alterada, foram analisadas as condições de limite de geração das usinas conectadas ao sistema de 440 kV, de forma que o SIN atendesse aos padrões de desempenho em regime permanente e diante de contingências. Outras ações foram adotadas em conjunto com a CTEEP no sentido de implantar barramentos provisórios para possibilitar o retorno de alguns dos circuitos desligados na ocorrência. As alterações de configuração foram implantadas em 4 a 5 dias, minimizando as conseqüências adversas em termos de redução na disponibilidade de geração.

Ao longo do ano, foram executadas as intervenções programadas para a realização de manutenções nas instalações e equipamentos da rede, assim como para a integração ao sistema de novas instalações, sem comprometer a segurança operacional do SIN.

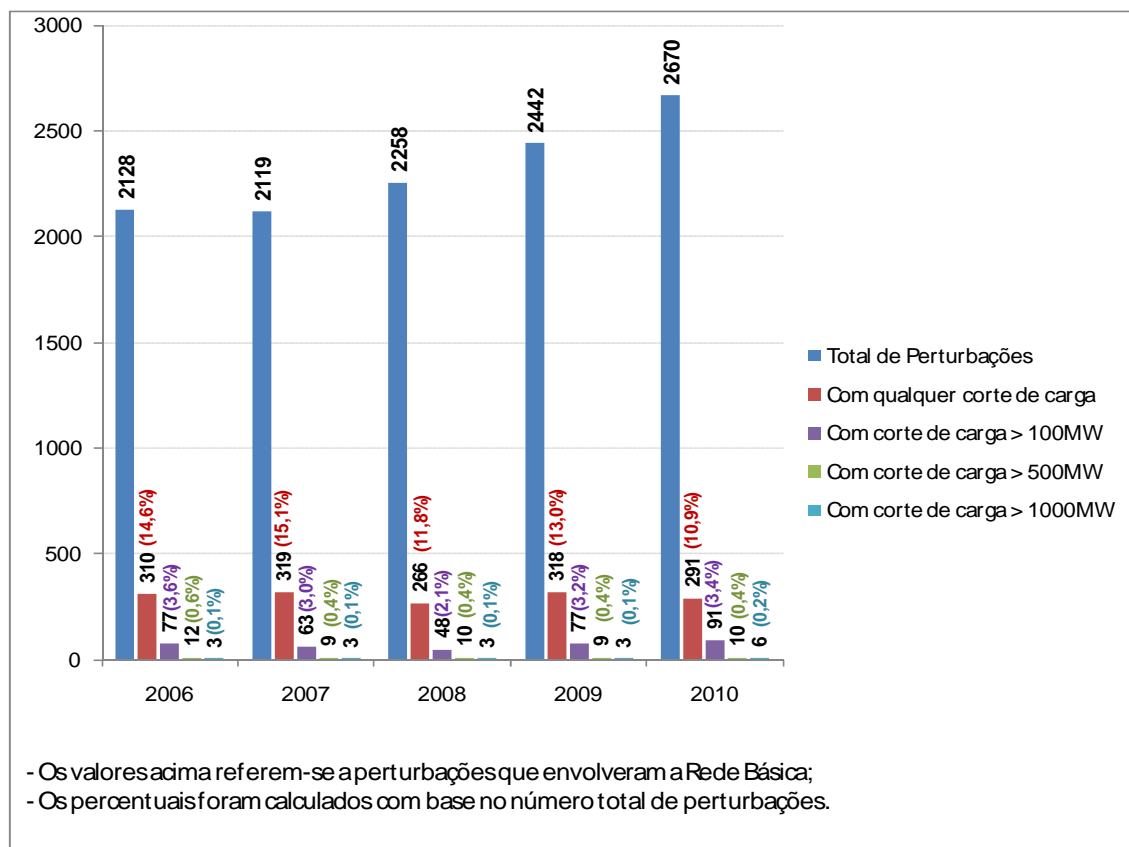
As intervenções solicitadas pelos Agentes nos equipamentos da Rede de Operação foram adequadamente administradas pelo Operador. Além do controle eficiente dos desligamentos de equipamentos e dos testes necessários à entrada em operação de novas instalações no SIN, o Sistema de Gestão de Intervenções – SGI permitiu manter todos permanentemente informados sobre os serviços programados e realizados. Em 2010, foi analisado um total de 22.635 intervenções, sendo 901 para realização de testes para entrada em operação de novos empreendimentos.

2.3 – Indicadores de Desempenho do SIN em 2010

Do total de 2.670 perturbações apuradas ao longo de 2010, em 291 destas (10,9% do total) foram verificados cortes de carga. Entretanto, cabe destacar que em apenas seis (0,2% do total) ocorreu corte de carga superior a 1000 MW. Com relação a perturbações com corte de carga superior a 500 MW, ocorreram 10 eventos dessa natureza (0,4% do total). No que se refere a perturbações nas quais se verificou corte de carga superior a 100 MW, houve 91 casos (3,4% do total de 2670).

Os montantes selecionados correspondem, por exemplo, à demanda diária máxima de uma cidade do porte de Uberaba, em Minas Gerais, que é da ordem de 100 MW; do município de Recife, em Pernambuco, que é de cerca de 500 MW; e de Brasília, no Distrito Federal, que corresponde a 1000 MW.

Evolução do número de perturbações e de seu impacto sobre o SIN



A despeito do aumento do número total de perturbações no período 2006-2010, justificado pelo crescimento do SIN, permanece em uma mesma ordem de grandeza a relação entre o número total de perturbações e o número de perturbações com corte de carga, quaisquer que sejam os patamares. Observam-se apenas duas exceções:

- Ano 2008 - o percentual de perturbações com corte de carga maior que 100 MW foi excepcionalmente menor, quando comparada aos demais anos do período.
- Ano 2010 - o percentual de perturbações com corte de carga maior que 1000 MW teve elevação de 0,1% para 0,2%, sobretudo devido à ocorrência de perdas triplas na Interligação Norte-Sudeste, motivadas por alta incidência de queimadas.

Indicador de Robustez do SIN

A segurança no atendimento elétrico alcançada em 2010 pode ser traduzida pelos indicadores de desempenho do SIN. Um indicador bastante representativo é o de Robustez, pois relaciona as perturbações no SIN com o suprimento às cargas. O valor desse indicador é dado pela relação entre o número de perturbações sem corte de carga e o número total de perturbações.

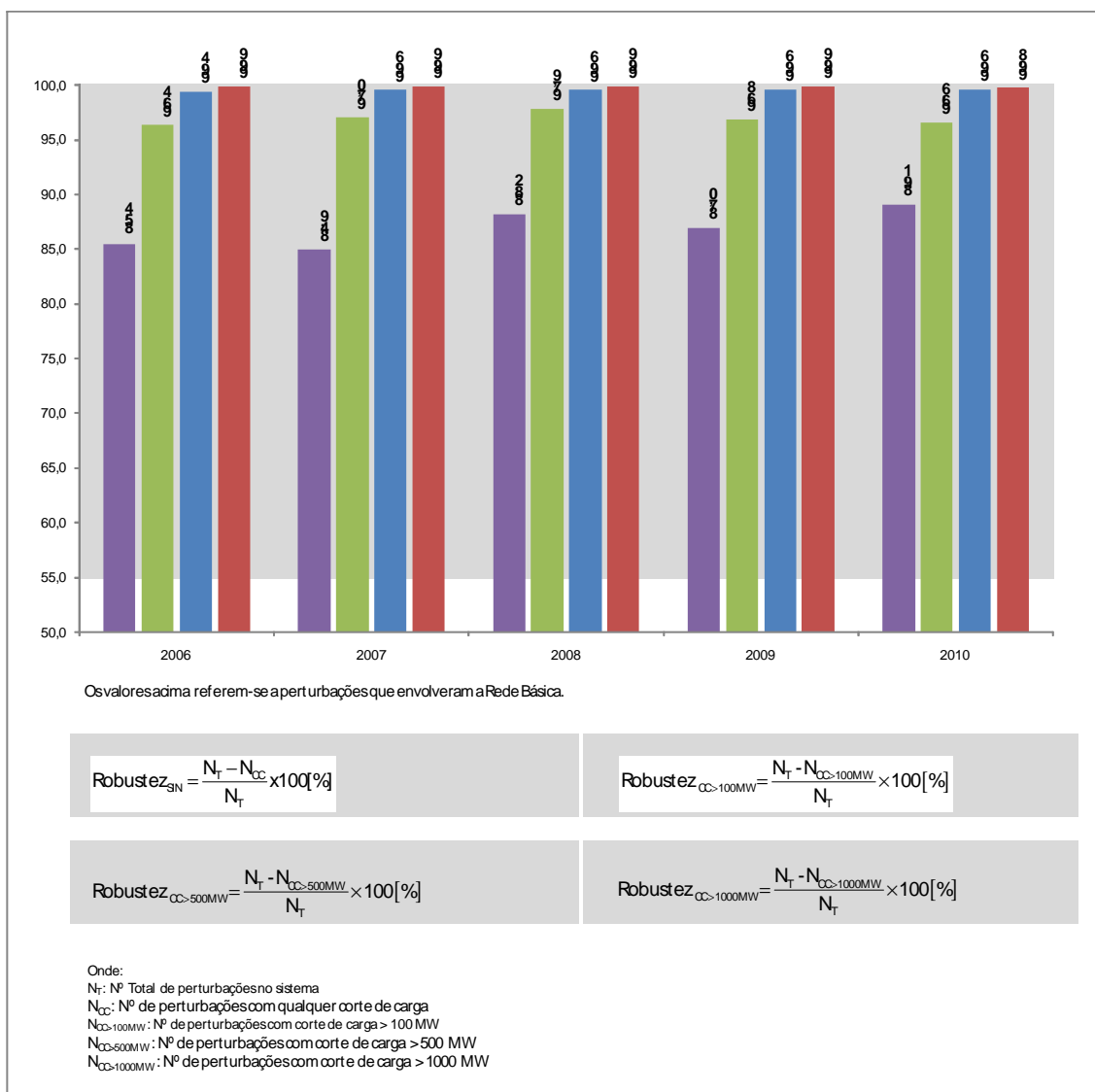
Tendo em vista que o total de perturbações (NT) em 2010 foi de 2670 e o número de perturbações com qualquer corte de carga (NCC) foi de 291, verifica-se que o número de perturbações sem corte de carga foi de 2379. Deste modo, **a robustez do sistema em 2010, a perturbações com qualquer nível de corte de carga, foi de 89,1%** ($2379/2670 \times 100$ [%]). Somando-se o percentual de perturbações com qualquer corte de carga ($291/2670 \times 100$ [%] = 10,1%) à referida robustez (89,1%), obtém-se 100% das perturbações ocorridas no sistema em 2010.

O total de perturbações com corte de carga superior a 100 MW (NCC>100MW) em 2010 foi de 91. Subtraindo-se este valor do número total de perturbações (NT = 2670), encontra-se o número de perturbações que não incorreram em cortes de cargas superiores a 100 MW (NT – NCC>100MW = 2670 – 91 = 2579). Com efeito, **a robustez do sistema em 2010, a perturbações com corte de carga superior a 100 MW, foi de 96,6%** ($2579/2670 \times 100$ [%]). A soma do percentual de perturbações com corte de carga superior a 100 MW ($91/2670 \times 100$ [%] = 3,4%) com a robustez mencionada (96,6%) representa 100% das perturbações observadas no sistema em 2010.

No ano de 2010, verificaram-se 10 perturbações com corte de carga maior que 500 MW (NCC>500MW). Subtraindo-se este valor do número total de perturbações (NT = 2670), obtém-se o número de perturbações que não implicaram cortes de cargas superiores a 500 MW (NT – NCC>500MW = 2670 – 10 = 2660). **A robustez do sistema em 2010, a perturbações com corte de carga superior a 500 MW, portanto, foi de 99,6%** ($2660/2670 \times 100$ [%]). O percentual de perturbações com corte de carga superior a 500 MW ($10/2670 \times 100$ [%] = 0,4%) e a citada robustez (99,6%) somados equivalem a 100% das perturbações do sistema apuradas em 2010.

Por fim, as ocorrências com corte de carga maior que 1000 MW (NCC>1000MW) perfizeram um total de 6 perturbações 2010. O resultado da subtração deste valor do número total de perturbações (NT = 2670) representa o número de perturbações que não provocaram cortes de cargas superiores a 1000 MW (NT – NCC>1000MW = 2670 – 6 = 2664). Utilizando o mesmo método de cálculo dos casos anteriores, tem-se que **a robustez do sistema em 2010, a perturbações com corte de carga superior a 1000 MW, foi de 99,8%** ($2664/2670 \times 100$ [%]). Adicionando-se o percentual de perturbações

com corte de carga superior a 1000 MW ($6/2670 \times 100 [\%] = 0,2\%$) à robustez calculada (96,6%), encontra-se 100% das perturbações verificadas no sistema em 2010.



Cumprе ressaltar que, em 2010, o indicador de robustez manteve-se no mesmo nível dos anos anteriores (2006 a 2009).

2.4 – A Operação em Tempo Real

Em conformidade com o Plano Diretor de Supervisão e Controle do ONS, prosseguiram as atividades do projeto e implantação da Rede de Gerenciamento de Energia do ONS - REGER. Durante o ano de 2010, foi concluída a instalação da Plataforma de Teste de Fábrica, contemplando os quatro sistemas de supervisão componentes do REGER, definidos padrões gerais do sistema, especificações funcionais, especificações de testes e iniciadas as atividades de pré-testes de fábrica. Prosseguiram também as

atividades de preparação de dados e telas, integração com a Base de Dados Técnica do ONS, desenvolvimento do software do sistema, treinamento e preparação da infraestrutura nos Centros.

Em fevereiro de 2010, foi realizado Workshop de Segurança Cibernética no ONS para avaliação do conjunto de ações de mitigação de risco para a rede operativa atual, em função dos horizontes do novo sistema REGER.

Em outubro de 2010 foi realizado o 1º Workshop interno sobre o impacto do REGER, no qual os profissionais do ONS discutiram os impactos e necessidades de ajustes nos processos e produtos da área de operação em Tempo Real.

O Projeto do Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade – SINOCON atingiu em 2010 a marca de implantação de 99 das 116 unidades terminais remotas (UTRs) previstas para sua Fase Emergencial. Ao longo de 2010, foi realizada a transferência de 97 UTRs. Os resultados alcançados com a aprovação de projetos, testes de aceitação em fábrica, entrega de equipamentos e testes de aceitação em campo nas usinas e subestações indicam que, ao final de 2010, o Projeto SINOCON cumpriu 88% de sua meta de realização física.

Em 2010, teve início a operação comercial do sistema histórico, PI da OsiSoft, nos Centros de Operação do ONS. Este sistema tem como diferencial a facilidade de acesso aos dados e a disponibilização de um substancial conjunto de ferramentas para a elaboração de relatórios. As informações estão disponíveis para todos através da integração com as ferramentas do pacote Office (Word, Excel, PowerPoint).

Em 2010, foram também realizados seis exercícios simulados de recomposição do SIN, com a participação dos cinco Centros de Operação do ONS e 19 agentes convidados, envolvendo um total de 60 profissionais que atuam nas áreas de transmissão, geração e distribuição. Neste ano, os exercícios tiveram evolução com melhorias no acesso dos agentes aos simuladores no ONS, bem como treinamento *in company* para os agentes participantes. Realizados sistematicamente desde 2006, com o objetivo de simular um possível cenário de ocorrência na operação do SIN, esses exercícios permitem avaliar o desempenho das equipes, os processos, os procedimentos e a adequação dos recursos. Servem como instrumento de desenvolvimento dos profissionais envolvidos, que utilizam ambientes similares às salas de controle dos Centros de Operação, com todos os seus recursos de infraestrutura, de modo a dar mais realismo ao processo simulado.

Na área de pós-operação, os destaques do ano foram para as seguintes atividades:

- A operacionalização dos procedimentos para apuração de valores verificados de uso do sistema de transmissão, para atendimento da Resolução ANEEL nº 399 de 13/04/2010.
- A elaboração de Relatório de Análise de Perturbação para Fins de Responsabilidade Civil – RAR para as ocorrências dos dias 28/04/2009 e 29/04/2009, que afetaram consumidores da Energisa-PB, e para a ocorrência de 11/11/2009, que afetou consumidores de diversas distribuidoras do SIN.
- A implantação de consistência de dados de hidrologia, em 2º nível, nos COSR-S e COSR-SE.
- A revisão e atualização de registros de restrições de operação de todas as usinas termelétricas despachadas pelo ONS, para uso das equipes técnicas do Operador em suas variadas atividades.
- O desenvolvimento e utilização de uma ferramenta para o monitoramento de variáveis de tempo real e/ou variáveis históricas (Reconstrução no Tempo - RECON), que facilita a busca por informações, além de aprimorar o processo de diagnóstico das análises.

2.5 – Evolução dos processos e aprimoramentos metodológicos

Em 2010, o ONS deu prosseguimento ao processo permanente de aperfeiçoamento das metodologias, critérios e modelos computacionais utilizados no planejamento e na programação da operação. Um dos avanços mais significativos alcançados pelo ONS nesse ano foi a aprovação pela Força Tarefa de validação do modelo NEWAVE e a homologação pela ANEEL da técnica de amostragem seletiva dos cenários utilizados no cálculo da estratégia de operação, para uso na cadeia de modelos energéticos para determinação do CMO.

O estado atual de armazenamento do sistema e a perspectiva futura de aflúências são as variáveis consideradas pela estratégia de operação energética para a determinação de intercâmbio de energia entre as regiões e da geração térmica. A consideração pelo modelo computacional NEWAVE da amostragem seletiva de cenários hidrológicos para representar a perspectiva futura de aflúências possibilitou alcançar maior robustez nos resultados, mesmo para uma amostra de tamanho reduzido. Com isto, ganhou-se em qualidade mantendo-se os mesmos parâmetros já praticados e com benefícios imediatos para o setor elétrico e, em especial, para os processos do ONS, no que se refere à gestão da segurança energética do SIN.

Neste ano, mais uma vez, foram obtidos avanços na modelagem hidrológica para a previsão de vazões, adotada como ferramenta de suporte ao planejamento e programação da operação do SIN. Foram implantados o modelo Neuro3M, baseado em técnica de redes neurais, para o aproveitamento de Três Marias no Rio São Francisco, e uma nova aplicação do modelo SMAP – *Soil Moisture Accounting Procedure* a todo o sistema de aproveitamentos hidroelétricos da bacia do Rio Paranapanema. Com a implantação operacional destes modelos, a cobertura com a modelagem chuva-vazão alcançou em 2010 a marca de 41% da ENA do SE/CO e de 23% da ENA do NE. Na região Sul, os modelos chuva-vazão já são responsáveis pela previsão de 90% da ENA desta região. Ainda em 2010, foram iniciados os desenvolvimentos de novas aplicações do modelo SMAP às bacias dos Rios Grande e Paranaíba que, quando concluídas e implantadas, levarão estas bacias a terem 100% de sua área coberta por modelagem chuva-vazão.

Visando a ampliar os recursos para a gestão eletroenergética do SIN, o ONS deu continuidade ao processo de implantação do ORGANON, um modelo para avaliação da segurança de redes elétricas, que se aplica indistintamente aos processos de planejamento, programação e de operação em tempo real, possibilitando uma maior integração entre essas atividades.

Um dos destaques do ORGANON é o cálculo de regiões de segurança, também chamadas de radares, através das quais são identificadas regiões de operação segura, abrangendo a avaliação automática de diversos cenários operativos do sistema. Essa funcionalidade faz da ferramenta um recurso valioso para os processos de planejamento, programação e de operação em tempo real, colocando o ONS no estado da arte, em âmbito mundial, no que diz respeito a aplicações para a operação de sistemas elétricos.

Dando continuidade ao “Plano de Implementação da Sistemática de Utilização das Regiões de Segurança do ORGANON nos Processos de Planejamento e Programação e da Operação em Tempo Real” foram verificados avanços na utilização do modelo no ambiente da programação mensal e na definição dos procedimentos para utilização da região de segurança para a área de Minas Gerais na operação em tempo real. Os resultados obtidos com a utilização do programa ORGANON mostraram o ganho em produtividade proporcionado pela ferramenta e a conformidade de resultados entre estudos e ocorrências no SIN.

Também em 2010, deu-se início a utilização do “Sistema de Coleta e Consolidação de Aperfeiçoamentos e Customizações no ORGANON (SISCAO/ORGANON)”, ferramenta cuja proposta é aperfeiçoar os procedimentos de gestão da manutenção deste modelo, integrando de forma mais direta a equipe de Metodologias e Modelos Elétricos do ONS com os usuários do modelo ORGANON.

2.6 – A Administração da Transmissão

2.6.1 - Ampliações e Reforços

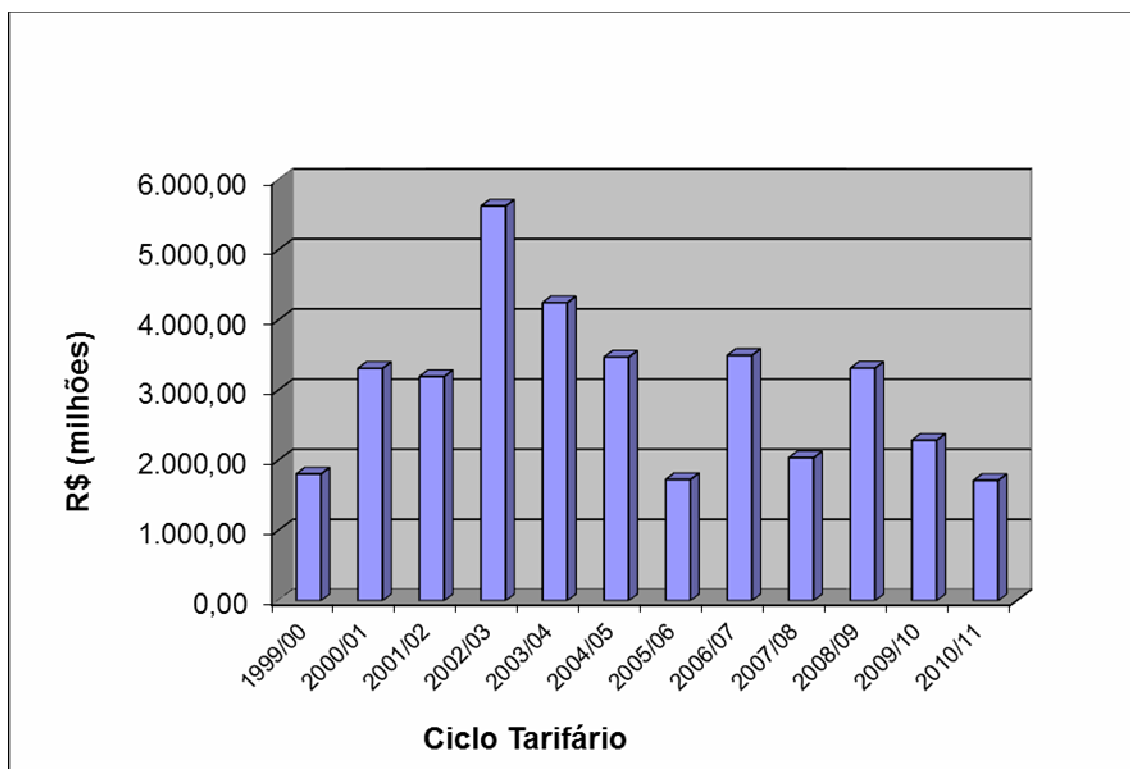
Em 2010 foi emitido o Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – PAR e o Plano Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica – PAR/DIT, que apresentam a visão do ONS sobre as ampliações e reforços da Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão - DIT, necessários para preservar o adequado desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso aos interessados em atuar nesse mercado, dentro do horizonte 2011-2013.

Para permitir o tratamento das particularidades do SIN, os estudos que resultam na proposição do PAR e do PAR-DIT são realizados pelos Grupos Especiais, com a participação de todos os agentes, abrangendo as regiões Sul, Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste, além da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, visando dotar o processo de transparência e permitir a participação de todos os interessados.

O PAR e o PAR-DIT são encaminhados ao MME para que venham a ser compatibilizados com o planejamento indicativo da expansão elaborado pela EPE. A proposta de ampliações e reforços na Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão, após a compatibilização e validação pelo MME, são consolidados em documentos específicos e encaminhados para a ANEEL conduzir o processo de outorga da concessão ou de autorização para o desenvolvimento dos empreendimentos de transmissão.

Para a implantação das Ampliações e Reforços na Rede Básica previstas no PAR para o triênio 2011-2013 estima-se um investimento da ordem de R\$ 3 bilhões, considerando-se os custos de referência disponibilizados pela ANEEL. No período de 1999 a 2011, o valor total de investimentos no sistema de transmissão corresponde a R\$ 36 bilhões, sendo os montantes anuais mostrados no gráfico a seguir, em valores atualizados para abril/2011.

Investimentos Anuais no Sistema de Transmissão (1999-2011)



Para o triênio 2011-2013, as ampliações e reforços correspondem a um total aproximado em novos acréscimos - obras sem outorga de concessão definida - de linhas de transmissão da ordem de 2.200 km e de 20.000 MVA na capacidade de transformação, no período em referência, discriminados nos quadros a seguir:

LINHAS DE TRANSMISSÃO		TRANSFORMADORES	
Tensão kV	TOTAL km	Tensão kV (*)	TOTAL MVA
500/525	584	500/525	4.980
440	----	440	300
345	----	345	2.550
230	1.623	230	11.762
Total	2.207	Total	19.592

(*) Refere-se à tensão do lado de alta do transformador

Dentre as principais obras propostas neste PAR, para a Rede Básica, destacam-se:

I – Região Sul e Mato Grosso do Sul

- LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2 (PR/SC)
- LT 525 kV Ita – Nova Santa Rita C2 (SC/RS)
LT 230 kV Porto Alegre 9 – Nova Santa Rita
LT 230 kV Porto Alegre 9 – Porto Alegre 8
- LT 230 kV Nova Santa Rita – Quinta. Seccionada na Nova SE Camaquã 3
SE 230 kV Anastácio – Compensador Estático ± 50 Mvar

II – Regiões Sudeste/Centro Oeste

- SE Itapeti 345 kV– Implantação de pátio de 88 kV com 2 bancos de AT
345/88 kV $-(6+1)\times 133,3$ MVA
- SE Mirassol II 440/138 kV - 20 banco TR 440/138 kV, 3x100 MVA
LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu, circuito simples, 231 km
SE Nova Iguaçu (Nova) 500/138 kV – 900 MVA
LT Xavantes – Pirineus C2, circuito simples
SE Rio Branco 230/69 kV, 30 TR trifásico 230/69/13,8 kV, 100 MVA
SE Rio Branco 230/138/13,8 kV, 20 AT trifásico 230/138/13,8 kV, 55 MVA

III – Regiões Norte/Nordeste

- SE Miramar (Nova) – 2 TR 230/69 kV, 150 MVA
SE Vila do Conde 230/69 kV – 1º e 2º TR 230/69 kV – 150 MVA e conexões, em substituição aos 4 TR 230/69 kV – 33 MVA existentes na subestação
SE Teresina III (Nova) – 2 TR 230/69 kV, 200 MVA
SE Milagres 500/230 kV – 2º AT 500/230 kV, 600 MVA
SE Natal III 230/69 kV – 3º TR 230/69 kV, 150 MVA
LT 500 kV Recife II – Suape C2, 41 km
SE Suape II 500/230 kV – 2º e 3º bancos de AT 500/230 kV, 6x200 MVA
- LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV C1, 106 km
SE Sapeaçu – 1 Compensador Estático (-150,+250) Mvar/230 kV

Os quantitativos das Ampliações e Reforços nas Demais Instalações de Transmissão - DIT sem concessão definida ou sem autorização prévia propostas neste PAR-DIT, para o triênio 2011-2013, são discriminados nos quadros a seguir:

Quantitativos de linhas novas	
Tensão - kV	km
138	1.338
69	1.050
34,5	336
Total	2.724

Quantitativos de subestações e transformadores		
Subestações novas	Transformadores (total)	MVA
20	51	1.154

Síntese da Proposta de Obras	Total
Construção de novas LT	65
Recapitação/Reconstrução/Recondutoramento/Seccionamento de LT existentes	56
Adequação de Barramentos/Bays	52
Instalação de Bays (*)	356
Instalação/Adequação de Pátio de SE	24
Instalação de Compensação Reativa Capacitiva [Mvar]	1.000
Instalação de Compensação Reativa Indutiva [Mvar]	30
Instalação/Substituição de Transformadores [MVA]	1.154
Instalação de demais Equipamentos (**)	41

(*) Inclui 130 bays das novas LT

(**) Chaves seccionadoras, proteção, reatores limitadores, entre outros

2.6.2 - Acesso à Rede Elétrica

Em 2010 foram emitidos 72 Pareceres de Acesso, sendo 32 para usinas (12 para UHE, 16 para UTE e 4 para usinas eólicas), 14 para consumidores livres, 24 para distribuidores e 2 para interligações internacionais.

Destaca-se ainda que neste ano foram elaborados 346 documentos de acesso, sendo 332 para usinas eólicas e 14 para usinas a biomassa, para possibilitar a

habilitação técnica desses empreendimentos, para participar de Leilões de Energia de Reserva e de Fontes Alternativas, realizados respectivamente em 25 e 28 de agosto de 2010.

2.6.3 - Análise de Conformidade de Projetos Básicos com os Requisitos Operacionais Estabelecidos nos Editais de Licitação

A participação do ONS na proposição à ANEEL dos requisitos técnicos das instalações de transmissão que serão objeto de leilões, e também na análise da conformidade dos projetos básicos com os requisitos estabelecidos nos editais, tem se caracterizado, cada vez mais, como de fundamental importância para a garantia não apenas do desempenho operacional futuro do SIN, mas também para garantir a perfeita integração das novas instalações ao sistema existente.

A proposição dos requisitos técnicos engloba, além da definição das características básicas dos equipamentos e instalações, os sistemas de proteção, comando e controle, e, também os sistemas de supervisão e de telecomunicações. Essa atividade reveste-se de grande importância para o processo de integração das novas instalações ao SIN.

Durante esse ano, o ONS participou da definição dos requisitos técnicos para as instalações de transmissão licitadas nos Leilões 001, 006 e 008 do ano de 2010.

Em 2010 foram também efetuadas 65 análises de conformidade de projetos básicos de instalações de transmissão licitadas nos Leilões 004/2007, 004/2008, 006/2008 e 001/2009.

2.6.4 - Contratos de Transmissão

O ano de 2010 foi marcado pela publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 399/2010, que estabeleceu e regulamentou a contratação do uso da transmissão em caráter permanente, flexível e temporário, as formas de cálculo dos encargos para os períodos de ponta e fora ponta, as condições para antecipação, postergação e alteração dos montantes de uso.

A REN 399/2010 acarretou a revisão dos Módulos 3 e 15 dos Procedimentos de Rede, das rotinas internas dos processos de contratação dos serviços e do uso dos sistemas de transmissão e de apuração mensal dos serviços e encargos, assim como dos sistemas computacionais que suportam os citados processos. Também se fez necessária a elaboração de rotina operacional para a verificação dos montantes de uso contratados no âmbito da pós-operação.

Com objetivo de permitir a implantação deste novo regulamento, sanar dúvidas e facilitar a transição para as novas regras de contratação, o ONS promoveu diversas reuniões que envolveram ANEEL, associações de agentes e todos os

distribuidores, geradores e consumidores diretamente conectados à Rede Básica.

Com relação à celebração de contratos, em 2010, foram assinados 19 novos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST totalizando 125 CPST; 35 novos Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão – CUST totalizando 281 CUST e 58 novos Contratos de Conexão aos Sistemas de Transmissão – CCT e Contratos de Compartilhamento de Instalações – CCI totalizando 516 CCT e CCI.

2.6.5 - Apuração Mensal de Serviços e Encargos

Em 2010, a apuração de serviços e encargos de transmissão totalizou um montante de R\$ 10.285,0 milhões, sendo R\$ 9.048 milhões relativos à Rede Básica (88%), R\$ 1.237 milhões da rede de fronteira (12%).

3 – RESULTADOS DA GESTÃO EM 2010

3.1 – Relacionamento Institucional do ONS

Com o objetivo de intensificar o relacionamento e a comunicação com seus públicos externos prioritários, o ONS participou em 2010 de diversos eventos técnicos setoriais, colocando em destaque assuntos relacionados à operação integrada do SIN, seja por meio de palestras de seus dirigentes, apresentação de trabalhos de suas equipes técnicas, ou pela divulgação de seus resultados em estandes institucionais.

Um dos mais significativos resultados obtidos em 2010 foi a avaliação positiva da imagem corporativa do Operador em pesquisa realizada junto a 15 associações setoriais e 21 universidades. A pesquisa, que empregou técnicas qualitativas e quantitativas, analisou diversos aspectos: nível de conhecimento e avaliação espontânea do ONS, avaliação da imagem do ONS por meio de associação a atributos, avaliação da importância dos atributos, avaliação da comunicação do ONS e do grau de confiança na organização. Os resultados mostraram uma avaliação positiva de 93,3% pelas associações e de 71,4% pelas universidades, além de fornecerem diversas indicações para o aprimoramento do relacionamento com esses públicos, que serão consideradas em um plano de ação a ser desenvolvido em 2011.

O Operador também estreitou em 2010 seu relacionamento com a imprensa, prestando contas à sociedade sobre as condições de suprimento eletroenergético, sobre a operação do SIN e seu impacto sobre os consumidores. O Diretor Geral do ONS participou de diversos fóruns setoriais, estando sempre disponível para prestar esclarecimentos e para conceder entrevistas. O espaço favorável de exposição do ONS na mídia alcançou a média de 94,8% no ano.

Em 2010, no Escritório Central do ONS, foram recebidas delegações de visitantes da Energy Regulatory Commission of Thailand, do Ministério de Minas e Energia de Moçambique, e da Hubei Electric Power Company of China, além da participação institucional do Operador no Seminário Internacional de Integração Energética Brasil-Bolívia, organizado pela Eletrobras. Em Brasília, o Centro Nacional de Operação do Sistema e o Centro Regional de Operação do Norte/Centro-Oeste receberam 24 visitas às suas instalações, num total de 358 visitantes, tendo como destaque a visita da delegação chinesa da State Grid International Development, da delegação da Agência Reguladora Nigeriana – NERC, de representantes da AIE – Agência Internacional de Energia e da delegação do System Operator for the United Power System, da Rússia. No Centro Regional de Operação Sul, foi realizada uma palestra institucional para visitantes da usina hidrelétrica de Salto Pilão.

O *website* do ONS recebeu em média 2.265 visitas externas por dia durante o ano, comprovando ser um importante instrumento de divulgação das atividades técnicas do Operador e de relacionamento com os internautas. A seção Fale Conosco do *síte* recebeu em média 140 mensagens de visitantes por mês.

3.2 – Relacionamento com Agentes e Integração de Novas Instalações ao SIN

Em 2010, o total de Agentes Associados ao ONS alcançou 254 associados (número 8,1 % superior ao ano anterior, de 235 agentes), demonstrando a crescente responsabilidade do Operador como gestor da rede de instituições e instalações envolvidas na operação do SIN e o aumento da complexidade dos processos conduzidos nessa atividade.

Foram emitidos, nesse ano, 452 Termos de Liberação para Entrada em Operação, para instalações de transmissão, e 482 Declarações de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede, para instalações de geração.

As avaliações técnicas conduzidas ao longo de 2009 indicaram a necessidade de um novo direcionamento para a continuidade do Projeto SIGA. Em função do exposto, foram iniciados em 2010, com o suporte de consultoria especializada, entendimentos com o fornecedor do sistema, para identificar os requisitos técnico-comerciais para a conclusão do projeto, considerando os condicionantes definidos pela direção do ONS. A proposta final apresentada pelo fornecedor do SIGA, com base no conjunto de itens imprescindíveis à conclusão do sistema, acompanhados de controles para mitigação de risco, não atendeu à expectativa do ONS quanto às bases comerciais e aos requisitos técnicos especificados, representando assim riscos elevados para a organização. O processo de negociação foi considerado encerrado em janeiro de 2011 e a interrupção do processo foi comunicada formalmente ao fornecedor, ao Conselho de Administração do ONS e à ANEEL. Ao longo do primeiro semestre de 2011, será contratada consultoria especializada para elaboração de plano e suporte à gestão de novo projeto visando a atender seus objetivos originais, considerando, inclusive, a possibilidade de aproveitamento de partes e artefatos elaborados no projeto anterior.

3.3 – Relacionamento Estratégico Internacional do ONS

3.3.1 - Very Large Power Grid Operators – VLPGO

Em 2010, o ONS intensificou sua participação nos trabalhos desenvolvidos no âmbito do VLPGO, cuja presidência foi exercida até outubro pelo Midwest ISO

e, a partir da sétima reunião, realizada em Madri nesse mês, pela Red Eléctrica de España.

O ONS participou de Comitês e Grupos de Trabalho do VLPGO, acompanhando a evolução de temas que são de seu interesse estratégico: integração de fontes renováveis; sistemas de corrente contínua em alta tensão; a questão segurança versus custo na avaliação da confiabilidade; melhores práticas para a recomposição de sistemas de grande porte; superação de níveis de curto circuito; e avaliação da aplicação de *Phasor Measurement Units* (PMU).

Há outros assuntos em desenvolvimento cuja evolução é acompanhada pelo ONS, como: o impacto para a operação da inserção dos veículos elétricos; automação de subestações; técnicas e modelos de visualização de centros de operação.

O VLPGO é o fórum no qual o ONS está se mantendo atualizado sobre os rebatimentos do tema *smart grid* para a área de operação. Faz parte ainda da agenda do grupo a identificação dos principais indicadores de avaliação do desempenho dos sistemas elétricos de grande porte.

3.3.2 - Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER

A atuação do ONS na CIER vem se intensificando, principalmente a partir de sua representação no Projeto CIER 15 – Estudo de Transações de Energia entre as regiões Andina, América Central e Cone Sul, tendo sido anfitrião das reuniões do grupo de trabalho ocorridas em 2009.

O ONS participou como palestrante em seminários internacionais patrocinados pela CIER, oportunidades em que aproveitou para estreitar relações com os demais representantes de Operadores da América Latina, bem como para integrar os trabalhos que vêm sendo elaborados no âmbito do VLPGO com aqueles da CIER.

3.4 – A Mudança para Novas Instalações

O Operador Nacional deu início em 2009 ao processo de mudança de suas instalações do Rio de Janeiro, Recife e Florianópolis. Como ponto de partida, foi feito um detalhado estudo da estrutura disponível nos prédios atuais e realizadas diversas reuniões de planejamento para a elaboração e validação de um plano de necessidades do ONS, considerando projeções sobre o seu futuro e estimativas de crescimento para o horizonte de 2020, em um amplo

levantamento junto a todas as diretorias. As novas estruturas atenderão às premissas definidas pelo Conselho de Administração, que instituiu uma comissão de conselheiros para acompanhamento do projeto.

No fim de 2009, foram definidos os locais das novas sedes: o bairro de Cidade Nova, no Rio de Janeiro, o bairro de Santo Amaro, em Recife e o complexo Office Park, em Florianópolis. Esses locais foram definidos levando em conta não apenas as projeções referentes ao futuro do ONS e seus limites econômicos e orçamentários, mas também o futuro das localidades selecionadas, em aspectos como segurança e adequação técnica.

Foi também definido o melhor modelo econômico para os empreendimentos e selecionados os parceiros. A partir de então, passou-se à fase de elaboração, negociação e assinatura dos protocolos de intenções com os empreendedores e foi dado início à produção de um memorial descritivo. Este documento registrou detalhadamente as características das futuras instalações, descrevendo inclusive os tipos e qualidades de materiais usados.

Em junho de 2010, foi assinado o contrato com a empresa incorporadora responsável pelo empreendimento no Rio de Janeiro. Em novembro, foram formalizados os contratos com as empresas encarregadas pelas sedes de Recife e Florianópolis, e criada a Assessoria de Infraestrutura Predial (AIP). As contratações foram realizadas na modalidade *built to suit*, uma forma de contratação, ainda pouco comum no Brasil, cujas cláusulas envolvem peculiaridades técnicas, jurídicas e negociais.

As novas instalações serão construídas com uma clara preocupação com a sustentabilidade, com ambientes ecologicamente corretos, reduzindo o impacto no meio ambiente. Práticas de eficiência energética e reutilização de água também agregarão valor aos projetos, tais como:

- Será adotada a solução de condicionamento de ar controlado localmente (tipo central de água gelada, reforçada por *fan-coils*), com insuflamento pelo piso elevado nas áreas de escritórios.
- Os prédios receberão certificação de *green building*, categoria básica, cuidando, principalmente, dos requisitos de economia de energia.

3.5 – Plano de Ação 2010-2013

O ONS anualmente elabora seu Plano de Ação para os três próximos ciclos com a finalidade de assegurar as condições técnicas e corporativas apropriadas para cumprir suas atribuições de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

O Plano de Ação é estruturado em dois volumes, sendo que o Volume I apresenta as Orientações Estratégicas e o Volume II os Programas e Projetos.

Para o ciclo iniciado em 2010, o ONS contava com 51 projetos agrupados em 10 Programas, visando a alcançar os objetivos e desafios definidos no Planejamento Estratégico.

Dentre os resultados alcançados durante o ano de 2010, podem ser destacados:

- Formulação do Plano de Comunicação do Projeto Trajetórias de Carreira;
- Conclusão do projeto de gestão orçamentária integrada com o Planejamento Estratégico e custos.
- Implementação e customização do Sistema de Automatização Tributária;
- Conclusão do Projeto relativo à Implantação dos Esquemas de Controle de Segurança – ECS;
- Conclusão do projeto de Reestruturação do Sistema de Aquisição e Tratamento de Dados Meteorológicos;
- Conclusão do Sistema de Acompanhamento e Monitoramento das Condições Meteorológicas;
- Conclusão do projeto de Aperfeiçoamento dos modelos de previsão de vazão com incorporação de precipitação;
- Consolidação e documentação do ferramental para cálculo dos dados meteorológicos para a determinação da capacidade sazonal e do banco de dados meteorológicos do projeto metodologia para determinação de carregamento de linhas de transmissão considerando a sazonalidade;
- Desenvolvimento e de aprimoramentos no programa de Fluxo de Potência Ótimo – FLUPOT, referente ao projeto customização de aplicativos de simulação para a aplicação na cadeia de estudos elétricos.

3.6 – Gestão de Riscos e Gestão dos Procedimentos de Rede

A gestão de riscos e a gestão dos Procedimentos de Rede envolvem atividades cujo objetivo é aperfeiçoar continuamente os processos realizados pelo ONS, de modo a torná-los mais seguros e eficientes, preservando os requisitos de transparência e equidade.

Em 2010, no que se refere à Gestão dos Procedimentos de Rede, destacam-se os trabalhos visando a sua compatibilização com resoluções recentes da ANEEL, tais como a REN 349/2009, a REN 376/2009 e a REN 399/2010. As revisões dos Procedimentos de Rede decorrentes dessa compatibilização encontram-se atualmente na ANEEL para aprovação.

No que se refere à Gestão de Riscos, destaca-se, na área técnica, o início dos trabalhos de auditoria independente dos dados de entrada do Programa Mensal de Operação - PMO e suas revisões, e dos dados apurados e sistemas utilizados pelo Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS com impacto no planejamento eletroenergético e na contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Essa auditoria passou a ser realizada em atendimento à REN 366/2009 e vem sendo conduzida pela empresa Deloitte, com o acompanhamento da área de gestão de riscos. Na área corporativa, ressalta-se o levantamento de vulnerabilidades associadas aos processos corporativos do ONS. Essas vulnerabilidades estão relacionadas aos processos de aquisições e contratações, à apuração e retenção de tributos e ao atendimento à legislação trabalhista. Além da identificação, foram definidas ações visando à mitigação de tais vulnerabilidades e introduzida uma sistemática para monitoramento regular do grau de exposição do ONS em matérias corporativas, possibilitando uma atuação preventiva mais efetiva.

3.7 – Gestão de Pessoas

A gestão de pessoas no ONS procura o permanente alinhamento à sua estratégia de desenvolvimento organizacional e tem como desafios principais: Atrair, Desenvolver e Reter os empregados. Essa atuação tem o compromisso com o cumprimento da missão e a realização da visão, diante dos cenários econômicos e da escassa oferta de profissionais qualificados no mercado.

Busca-se desenvolver pessoas e incentivar talentos, implementando ações educacionais e de saúde, além de oferecer remuneração alinhada à complexidade das funções, ao desempenho dos empregados e ao mercado de trabalho.

Em 2010, o quadro de pessoal próprio foi composto de 728 empregados, além de *trainees* e estagiários, distribuídos pelas cinco diretorias nas localidades de Brasília, Recife, Florianópolis e Rio de Janeiro.

Durante o ano, a Diretoria do ONS buscou investir no crescimento dos seus empregados, visando à sustentabilidade do Operador, com destaque para as ações empreendidas nas três dimensões abaixo indicadas:

ATRAIR:

Programa Construir – O Programa de Estágio e *Trainee* do ONS.

O Programa *Trainee*, realizado anualmente, recruta e seleciona *trainees* de nível superior e técnico que permanecem na organização pelo período de dois anos. Os *trainees* participantes do Programa desenvolvem-se por meio de um estruturado programa de capacitação direcionado para o setor e pautado na troca de experiências com profissionais diferenciados da organização.

Programa SINERGIA – O Programa de Integração com as Instituições de Ensino.

O Programa Sinergia é uma iniciativa para influenciar o cenário de escassez de mão de obra qualificada, proporcionando sintonia entre o meio acadêmico e o mercado de trabalho. Para isso, foram realizadas palestras de apresentação do ONS em Universidades e Escolas Técnicas, que contribuem para a capacitação e a orientação profissional dos jovens estudantes, seu melhor aproveitamento pelo mercado de trabalho, e seu futuro profissional.

RETER:

Programa de Gestão de Saúde

Em 2010, foi implantado o Programa Gestão de Saúde, que busca promover o equilíbrio físico, mental e social dos empregados e de seus familiares. O programa tem três pilares, a Prevenção, o Gerenciamento das Informações de Saúde e a Otimização Assistencial.

Previdência Privada

Em janeiro de 2010 foi aprovado pela SPC, Secretaria de Previdência Complementar, novo modelo de custeio do Plano CD ONS, com percentual de contribuição variável, que teve grande adesão dos empregados.

Reconhecer +

Foi realizado o segundo ciclo do Programa de Reconhecimento. Neste ano, foram inscritas ações nas categorias: Integração, Gestão do Conhecimento e Inovação, categoria esta que foi dividida em duas subcategorias: Desenvolvimento Tecnológico e Melhoria de Processo.

Houve oito ações vencedoras, das 17 finalistas, distribuídas da seguinte forma: duas na categoria Integração, duas na categoria de Gestão do Conhecimento e quatro na Inovação (duas em Desenvolvimento Tecnológico e duas em Melhoria de Processos).

RETER e DESENVOLVER:

Gestão do Conhecimento

Como o ONS é, por natureza, uma organização que faz utilização intensiva do conhecimento, ao longo de 2010, o processo de gestão do conhecimento foi desenvolvido através da implantação de três Projetos Piloto, que abordaram os conhecimentos definidos pela Diretoria como sendo de foco prioritário para a organização:

- Organon (ênfase: disseminar/reter): foram elaborados dois vídeos: um utilizando a técnica *storytelling* (10' duração) e outro sintetizando a entrevista com o criador do programa (46' duração), além de um Relato de Caso detalhando a motivação, desenvolvimento e utilização do Programa;
- Proteção (ênfase: disseminar/reter): em continuidade ao desdobramento do Mapa de Conhecimentos de Foco Prioritário, foi elaborada a taxonomia específica e, a partir desses resultados, foi realizada a Análise da Rede Social referente a este conhecimento, por meio de pesquisa com cerca de 60 engenheiros, abrangendo todas as diretorias técnicas do ONS;
- Gás Natural (ênfase: criar): foram organizadas todas as informações referentes à participação de empregados em seminários sobre o tema GN e, também, organizada uma matriz que ancorou a modelagem de GN, pelo Cepel, bem como orientações/proposições estratégicas para continuidade do Piloto.

Programa de Mentoria

Com foco específico na transferência de conhecimentos e visando à orientação de carreira para uma nova geração de técnicos do ONS, em agosto de 2010, foi implantado o Programa de Mentoria do ONS, com o objetivo de promover orientação no desenvolvimento de carreira dos mentorandos, além de fortalecer a disseminação de valores organizacionais por meio do compartilhamento de conhecimentos e experiência adquiridos pelos mentores durante sua trajetória profissional. O Projeto Piloto contemplou a formação de um grupo de 17 mentorandos (ocupantes de cargos de nível sênior representando todas as diretorias) e 17 mentores (a partir da indicação dos Mentorandos com ratificação da Diretoria). As próximas turmas incluirão empregados mais novos, que tenham se destacado na organização.

Trajetórias de Carreira

Em 2010, foi concluída a estrutura do Programa Trajetórias de Carreira, com a definição dos eixos de carreira, os requisitos de acesso na carreira e a definição das políticas de mobilidade. O conteúdo e a formatação do Projeto foram validados por um grupo misto, composto por gestores e colaboradores, e amplamente divulgados por uma campanha que mobilizou todos na organização. A implantação do Programa ocorrerá em 2011.

Identificação de Potencial

O processo de identificação de potencial contribui para a organização como uma ferramenta de apoio à gestão e tomada de decisão e sua metodologia tem se mostrado presente nos seguintes processos: planejamento do desenvolvimento individual (PDI); avaliação de desempenho / feedback; recrutamentos internos e no suporte ao planejamento das carreiras dos empregados. Implantado em novembro de 2005, este processo já mapeou 100% dos atuais gestores. Em 2010, esse processo foi aplicado a quatro turmas, atendendo ao público de profissionais seniores/especialistas, e mais uma de profissionais plenos.

Os resultados do programa de Avaliação de Potencial têm sido utilizados como importante subsídio para a definição de potenciais sucessores na carreira gerencial.

PDG – Programa de Desenvolvimento Gerencial

Em 2010, o PDG foi estruturado com ênfase no tratamento da dimensão Transparência, tema que emergiu a partir dos resultados da pesquisa de clima. Para lidar com esta temática foram realizadas ações envolvendo a capacitação dos gestores no aperfeiçoamento do *feedback*, visto como uma ferramenta básica na relação com as equipes, e no seu desenvolvimento na competência Comunicação. Além disso, foram tratados os temas Trajetórias de Carreira e o módulo de Gestão Econômico-financeira. Contou com a participação dos 119 gestores, abrangendo Diretores, assistentes, assessores, gerentes executivos, gerentes e seniores II, em um total de 36 horas de capacitação.

DESENVOLVER:

CAISE – Capacitação em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico

Realizado desde 2005 em parceria com a PUC-RIO, tem foco no desenvolvimento de gestores e profissionais seniores. Em 2010, foi realizada a 6ª. Turma com a participação de 33 alunos.

Programa COMPARTILHAR

Tem como objetivo promover a disseminação de conhecimento sobre temas relacionados ao negócio do ONS por meio de palestras, ampliando assim o acervo de informação técnica e gerencial, na medida em que tais conhecimentos e informações são também registrados e passam a fazer parte do acervo da biblioteca do ONS. Deste modo, este programa contribui para a integração e para compartilhar informações, experiências e conhecimento.

Programa de Desenvolvimento de Operadores

Entre janeiro e abril de 2010, foram realizados os workshops previstos no Módulo III, a última etapa do Programa, para os 104 operadores dos Centros de Operação do ONS, visando ao aprimoramento em aspectos comportamentais fundamentais para o desempenho de suas funções na Sala de Controle, tais como equilíbrio emocional, atenção, capacidade de adaptação e flexibilidade. Este programa integra o Processo de Certificação - ação homologada pelo MME/ANEEL, e é resultado de uma ação conjunta DAC-DOP, que teve início em agosto de 2009;

Foram também realizadas reuniões com Gerentes de Tempo Real e Grupo Focal de Operadores para avaliação do trabalho e sugestão de ações para sua

continuidade. Na sequência, foram realizadas reuniões em Brasília com o Instituto PIERON e grupo focal de operadores, para alinhamento de ações em 2011, no Programa de Desenvolvimento Individual com avaliação de competências, quando 93 operadores serão recertificados, considerando a implantação de Trajetórias de Carreira. No final de abril, foi realizada reunião para apresentação de resultados e alinhamento de Plano de Ação 2010-2011;

Programa de Desenvolvimento de Secretárias (PDS)

O público alvo deste programa são assistentes administrativos de diretoria e de gerência executiva. Os objetivos no desenvolvimento de uma secretária são: compreender a importância do trabalho para a boa imagem da empresa, aprimorar habilidades como: etiqueta empresarial, comunicação oral e escrita, administração do tempo e assessoramento ao gestor. Em 2010, foi realizado o treinamento “Técnicas de Ensino para Multiplicadores” dentro do PDS com o objetivo de ensinar as 29 assistentes administrativas a multiplicarem conhecimento em suas atividades profissionais.

Programa Mais Valor

O Mais Valor é um programa de desenvolvimento interno, voltado à promoção de cursos de capacitação para os empregados do Operador Nacional, ministrados por seus próprios colaboradores, sobre temas de interesse da organização alinhados ao seu Planejamento Estratégico. Seus principais objetivos são: oferecer aos empregados conteúdos não disponíveis ou sobre os quais a expertise interna do ONS destaca-se no mercado; valorizar os empregados detentores desta expertise; formar um acervo de conhecimento interno, além de otimizar recursos. O lançamento do Programa ocorreu em 19 de outubro de 2010, e neste ano foram realizados dois cursos, Fundamentos para o Planejamento e Operação Eletroenergética e Tarifação da Transmissão (Metodologia), com participação total de 43 empregados.

Além dessas iniciativas, O ONS estabeleceu no ano de 2010 uma parceria bem sucedida com o Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL/ UFRJ), no intuito de formatar um curso direcionado aos jovens oriundos do Programa Trainee de nível superior e ao grupo de profissionais Engenheiros Juniores da empresa. O curso tem como objetivos: ampliar e consolidar conhecimentos basilares sobre o setor elétrico brasileiro, a partir de uma ótica e abordagem econômica do corpo técnico do ONS, contribuir para os processos de integração e contribuir para o aumento da produtividade e retenção destes profissionais.

3.7 – Telecomunicação e Tecnologia da Informação

Os sistemas de informação do ONS são recursos estratégicos para a execução dos seus processos técnicos e administrativos e contribuem significativamente para o cumprimento da Missão do Operador. Com base nessa percepção, o CDI - Comitê Diretor de Informática, composto por representantes de todas as Diretorias juntamente com a área de Tecnologia da Informação e Telecomunicações do ONS, vem tratando as questões de desenvolvimento de software com a adoção de uma política de priorização das iniciativas, tendo o cuidado permanente de manter o alinhamento com os objetivos estratégicos da organização.

A área de Tecnologia da Informação Corporativa atuou fortemente no desenvolvimento da integração de informações corporativas, sistema de cadastro de equipamentos, apoio à infraestrutura, itens fundamentais do projeto REGER (modernização dos sistemas de supervisão e controle dos centros de operação do ONS). Além disso, estruturou-se na modelagem do uso eficaz de tecnologia para apoio a soluções de TI, com a implantação da disciplina de arquitetura corporativa, aprimorou a área de serviços de operação e suporte de TI com base nas disciplinas do modelo de referência de boas práticas de TI (ITIL- *Information Technology Infrastructure Library*) e avançou em ações ligadas a segurança cibernética, dentro do contexto de desenvolvimento de aplicações.

Podem-se elencar os principais resultados das ações empreendidas pela TI Corporativa em 2010:

- implantação do aplicativo exportador CIM/XML (padrão internacional que viabiliza a comunicação entre diferentes aplicações e repositórios de dados) e permite a troca de informações de dados entre a Base de Dados Técnica (BDT) e a base de dados do sistema REGER, integração ao sistema historiador PI, implantação da salvaguarda dos dados históricos do PI, contratação da nova rede de telecomunicações operativas de dados e voz de missão crítica, com características únicas no Brasil, além da especificação do sistema de cadastro de equipamentos do sistema de Supervisão e Controle REGER;
- avanços na implantação da disciplina de arquitetura corporativa com a implementação de modelos de alto nível de negócio, informações e infraestrutura do ONS, que habilitaram o desenvolvimento de novas aplicações em linha com os padrões tecnológicos definidos;

- aquisição de software próprio para apoiar a central de serviços de TI, totalmente orientado e integrado com base no modelo ITIL;
- implantação do processo de desenvolvimento seguro de aplicações corporativas, com a preparação de guias e workshops sobre o tema.
- atendimento às Resoluções Normativas 399 e 400, emitidas pela ANEEL, que tratam do cálculo da ultrapassagem de demanda e de encargos adicionais.

3.8 – Gestão Econômico-Financeira

A Gestão Econômico-Financeira do ONS no exercício de 2010 deu continuidade ao processo de aprimoramento do controle orçamentário, resultando na melhor utilização dos recursos financeiros provenientes dos encargos de uso da transmissão e da contribuição de seus associados.

Com o advento do processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes nas normas internacionais de contabilidade, novas normas e pronunciamentos técnicos contábeis foram expedidos em consonância com os padrões internacionais de contabilidade pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

No exercício de 2010, o ONS elaborou suas primeiras demonstrações financeiras cumprindo os preceitos previstos nos pronunciamentos e interpretações emitidos pelo CPC.

Desta forma, em atendimento ao CPC 30 – Receitas, ao Despacho ANEEL nº 4.722/2009, ratificados pelo Ofício nº 1.027/2010-SFF/ANEEL, o ONS procedeu à descontinuação da sistemática de diferimento das Receitas de Contribuições oriundas dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão a partir de 1º de janeiro de 2009.

Orçamento do Exercício

O orçamento econômico-financeiro do ONS aprovado pela ANEEL, através da Resolução nº 1.982, de 25 de junho de 2009, para o período compreendido entre julho de 2009 a junho de 2010, foi de R\$356.187 mil.

O orçamento relativo ao período compreendido entre julho de 2010 a junho de 2011, aprovado pela Resolução ANEEL nº 2.459, de 29 de junho de 2010, foi de R\$366.883 mil.

Extraindo-se desses orçamentos os valores previstos para os dois semestres de 2010, o orçamento previsto para o período de janeiro a dezembro de 2010 correspondeu ao montante de R\$355.560 mil e a realização orçamentária alcançou R\$324.779 mil, perfazendo uma realização de 91,3% no exercício.

Em 13 de janeiro de 2011, a ANEEL, por intermédio do Ofício nº 047/2011-SFF/ANEEL, autorizou a alteração da periodicidade do ciclo orçamentário, que até então correspondia ao período de julho a junho do ano subsequente, para o período de janeiro a dezembro, em consonância com o exercício fiscal.

Desta forma, visando à compatibilização do ciclo orçamentário para o próximo período, o ONS deverá encaminhar até o dia 30 de abril de 2011, proposta orçamentária consolidada para o ciclo orçamentário de 18 meses, compreendendo o período de julho de 2011 a dezembro de 2012.

Fontes de Recursos do ONS

Nos termos do artigo 34 do Estatuto Social, alterado pela Resolução ANEEL nº 1.888, de 22 de abril de 2009, são fontes de recursos do ONS:

I. Contribuições de seus membros associados, proporcional ao número de votos na Assembléia Geral, incluídas na Parcela “A” para fins de repasse tarifário e recolhidos por outros associados e agentes do setor elétrico que não estão sujeitos a repasse tarifário.

II. Recursos decorrentes do orçamento elaborado pelo ONS e aprovado pela ANEEL:

- a) Repassados pelos associados e agentes do setor elétrico conectados à Rede Básica, cujos valores são incluídos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Parcela “A” das Tarifas do Serviço de Energia Elétrica;
- b) Recolhidos por outros associados e agentes do setor elétrico que não estão sujeitos a repasse tarifário;
- c) Outras receitas autorizadas pela ANEEL.

Para viabilização de seu orçamento, o ONS utilizou recursos dos encargos de uso da transmissão e da contribuição dos associados recolhidos, tendo faturado R\$322.000 mil e R\$12.437 mil, respectivamente, durante o exercício de 2010.