

# **RELATÓRIO ANUAL DO ONS**

**Ano Base 2011**

## **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 2011**

### **2 – Resultados Técnicos em 2011**

- 2.1 – Ações de Articulação com os Agentes**
- 2.2 – Estudos Operativos do Complexo Madeira**
- 2.3 – Copa do Mundo de Futebol de 2014**
- 2.4 – Planejamento e Programação da Operação**
  - 2.4.1 – A Operação Energética**
  - 2.4.2 – A Operação Elétrica**
- 2.5 – Indicadores de Desempenho do SIN em 2011**
- 2.6 – A Operação em Tempo Real**
- 2.7 – Evolução dos processos e aprimoramentos metodológicos**
- 2.8 – A Administração da Transmissão**
  - 2.8.1 – Ampliações e Reforços**
  - 2.8.2 – Acesso à Rede Elétrica**
  - 2.8.3 – Análise de Conformidade de Projetos Básicos com os Requisitos Operacionais Estabelecidos nos Editais de Licitação**
  - 2.8.4 – Contratos de Transmissão**
  - 2.8.5 – Apuração Mensal de Serviços e Encargos**

### **3 - Resultados da Gestão em 2011**

- 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 S/A  
Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê  
AES Uruguaiana Empreendimentos S.A  
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A.  
Afluentes Transmissão de Energia S.A.  
Energética Águas da Pedra  
Alumínio Brasileiro S/A  
Alumar Consórcio de Alumínio SA  
Ampla Energia e Serviços S.A.  
Anglo American Brasil Ltda  
Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração S/A  
Anglogold Ashanti Brasil Mineração Ltda.  
Araraquara Transmissora de Energia S.A.  
Arcelormittal Brasil Sa.  
Arcelormittal Inox Brasil S.A.  
Arembepe Energia S.A.  
Artemis Transmissora de Energia S.A.  
ATE Transmissora de Energia S.A.  
ATE II Transmissora de Energia S.A.  
ATE III Transmissora de Energia S.A.  
São Mateus Transmissora de Energia S.A. - ATE IV  
Londrina Transmissora de Energia S.A - ATE V  
Campos Novos Transmissora de Energia S.A. - ATE VI  
ATE VII - Foz do Iguaçu Transmissora de Energia S.A.  
Energética Barra Grande S.A.  
Baguari I Geração de Energia Elétrica S/A  
Barra Bioenergia S/A Filial Ipaussu  
Barra do Braúna Energética S.A.  
SIDERURGICA BARRA MANSA  
ANGLO AMERICAN BARRO ALTO  
Berneck S.A. Painéis e Serrados  
Bons Ventos Geradora de Energia S.A.  
Borborema Energética S.A  
Brasken S.A.  
BRASKEM UNIB-RS  
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.  
Brentech Energia S.A.  
Brilhante Transmissora de Energia Ltda

CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A  
Energética Camaçari Muricy I S.A  
Candeias Energia S.A.  
Consórcio Candonga  
Companhia Brasileira de Alumínio  
Canoas Duke  
Caramuru Alimentos Ltda.  
Carbochloro S/A Industrias Quimicas  
Castertech Fundação e Tecnologia Ltda  
Catxere Transmissora de Energia S.A  
Cauipe Geradora de Energia S.A  
Companhia Brasileira de Alumínio  
Consórcio Capim Branco Energia  
Corumbá Concessões S/A  
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A  
Companhia Energética de Alagoas  
CEB Distribuição S.A.  
CEB Geração S.A..  
Companhia Energética Chapecó  
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica  
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica  
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A  
CELG Distribuidora S.A.  
CELG Geração e Transmissão S.A.  
Centrais Elétricas do Pará S/A  
Companhia Energética de Pernambuco  
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins  
Companhia Energética do Maranhão  
Centrais Elétricas Matogrossense S/A  
Companhia Energética de Minas Gerais  
Cia. Energética de Minas Gerais  
Cia. de Transmissão Centroeste de Minas  
Companhia Energética Potiguar S.A.  
Companhia Energética do Piauí  
Companhia Energética Rio das Antas  
Centrais Elétricas de Rondônia S/A  
Eolica Cerro Chato I S.A.  
Eolica Cerro Chato II S.A.  
Eolica Cerro Chato III S.A.  
Consórcio Empresarial Salto Pilão  
Companhia Energética Santa Clara  
Companhia Energética de São Paulo  
Companhia Energética São Salvador  
Consórcio Estreito Energia

Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica  
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.  
Companhia Hidroelétrica do São Francisco  
Cia Energética de Petrolina  
Companhia de Interconexão Energética  
Companhia Luz e Força Santa Cruz  
Cocal Termelétrica S/A  
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia  
Companhia Energética do Ceará  
Consórcio UHE Guilman Amorim  
Consórcio CEMIG-CEB  
Consórcio Paraibuna  
COPEL Distribuição S.A  
COPEL Geração S.A  
COPEL Transmissão S.A  
Coqueiros Transmissora de Energia Ltda.  
Companhia Energética do Rio Grande do Norte  
Coteminas S.A.  
Companhia Paulista de Força e Luz  
Companhia Piratininga de Força e Luz Ltda  
CPFL - Geração de Energia S/A  
Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.  
Companhia Siderurgica Nacional  
Companhia Siderúrgica de Tubarão  
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista  
Desa Eólicas S.A.  
Dona Francisca Energética S/A  
DSM Elastômeros Brasil Ltda  
Duke Energy International - Geração Paranapanema  
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia  
Energisa Borborema Distribuidora de Energia S.A.  
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.  
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S/A  
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.  
Empresa Bandeirante de Energia S/A  
Espírito Santo Centrais Elétricas S/A  
Empresa Elétrica Bragantina S/A  
Eka Bahia S.A.  
Elebrás Projetos S.A.  
Centrais Elétricas do Rio Jordan S/A  
Elektro - Eletricidade e Serviços S/A  
Companhia de Eletricidade do Acre  
Centrais Elétricas Brasileiras S.A  
Eletrogóes S/A

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A  
Eletrobrás Termonuclear S.A  
Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo S/A  
Eletrosul Centrais Elétricas S/A  
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A  
Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia S.A.  
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda  
Campos Novos Energia S.A.  
Energest S.A.  
Consórcio EnerPeixe  
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A  
Enguia Gen CE LTDA  
Enguia Gen PI LTDA.  
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.  
Energisa Paraíba  
Empresa Produtora de Energia Ltda - Enron América do Sul Ltda.  
Centrais Elétricas de Pernambuco S.A. - EPESA  
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.  
Energia Sustentável do Brasil S.A  
Empresa Santos Dumont de Energia  
Energisa Sergipe  
Espora Energética Ltda  
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.  
Empresa de Transmissão de Energia de Mato Grosso S.A.  
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda  
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.  
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.  
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S/A  
Evrecy Participações Ltda.  
Expansion Transmissão de Energia S/A  
Petróleo Brasileiro S.A. - Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados, FAFEN-SE  
Fibraplac Chapas de MDF Ltda  
Foz do Chapecó Energia S/A  
Foz do Rio Claro Energia S.A.  
Consórcio AHE Funil  
Furnas Centrais Elétricas S/A  
Consórcio Serra do Facão  
Geração CIII S.A.  
Geradora de Energia do Norte S.A  
Gerdau Aços Longos S.A. Caçu  
Gerdau Aços Longos S.A. SP  
Gerdau Aços Longos S.A.- Barra dos Coqueiros  
Goiás Transmissão S.A.  
Goiânia Transmissora de Energia S.A.

Interligação Elétrica Pinheiros S.A.  
Interligação Elétrica Sul S.A.  
Interligação Elétrica de Minas Gerais  
Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A.  
Interligação Elétrica Serra do Japi S.A.  
Consórcio Igarapava  
Ijuí Energia S.A.  
Innova S/A  
Integração Transmissora de Energia S.A.  
Investco S/A - Lajeado  
Iracema Transmissora de Energia S.A.  
Itá Energética S/A  
Itapebi Geração de Energia S/A  
Linhas de Transmissão do Itatim Ltda.  
Itumbiara Transmissora de Energia Ltda.  
Itiquira Energética S/A  
Consortio Jauru  
Jauru Transmissora de Energia LTDA.  
Kinross Brasil Mineração S.A  
Lanxess Elastômeros do Brasil S.A.  
Light - Serviços de Eletricidade S/A  
Light Energia S.A  
Linde Gases  
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.  
Linhares Geração S.A.  
LT Triângulo S.A.  
Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica  
Macaúbas Energética S/A  
Manaus Transmissora de Energia S.A.  
Maracanaú Geradora de Energia S.A  
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.  
UTE MC2 CAMAÇARI 1 S.A.  
UTE MC2 CATU S.A  
UTE MC2 DIA DAVILA 1 S.A  
UTE MC2 DIAS DAVILA 2 S.A  
UTE MC2 Feira de Santana AS  
UTE MC2 Senhor do Bonfim SA  
MGE Transmissão S.A  
Mineracao Maraca Industria e Comercio S/A  
Mirabela Mineração do Brasil Ltda.  
Monel Monjolinho Energética Ltda  
Linhas de Transmissão de Montes Claros Ltda.  
MPX Energia S.A.  
New Energy Options Geração de Energia S.A.

Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A.  
NOVA ERA SILICON S/A  
NovaTrans / Enelpower do Brasil Ltda  
Nordeste Transmissora de Energia S.A.  
Oxiteno Nordeste S/A Indústria e Comércio  
Mineracao Paragominas SA  
Transmissora Sudeste Nordeste S.A. - PATESA  
Poço de Caldas Transmissora de Energia LTDA.  
Pedras Transmissora de Energia Ltda  
Petróleo Brasileiro S.A.  
PIE-RP Termelétrica S/A  
Consórcio Porto Estrela Ltda  
Porto Velho Transmissora de Energia S.A.  
Porto Primavera Transmissora de Energia Ltda  
Central Eólica Praia do Morgado S.A.  
Retiro Baixo Energética S.A  
Refinaria Presidente Getúlio Vargas - Araucária/PR  
Rio Grande Energia S/A  
Rio Branco Transmissora de Energia S.A.  
Rio Claro Agroindustrial S.A.  
Rio Verde Energia S.A  
Rosal Energia S.A.  
Ribeirão Preto Transmissora de Energia LTDA.  
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S.A.  
Sadia S.A.  
Santo Antônio Energia S.A.  
Salobo Metais SA  
Samarco Mineração S.A.  
SE Naramdiba S.A.  
Serra da Mesa Transmissora de Energia Ltda.  
Companhia Paraibuna de Metais - Sobragi  
Serra Paracatu Transmissora de Energia LTDA.  
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.  
Sul Transmissora de Energia Ltda  
Sistema de Transmissão Nordeste  
Energética Suape II S.A.  
Tangará Energia S.A. - Guaporé  
Transmissora Delmiro Gouveia S/A  
Termo Pernambuco Ltda  
Termocabo Ltda  
Termo Norte Energia Ltda.  
Termelétrica Viana S/A  
ThyssenKrupp CSA Siderurgica do Atlântico  
Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda.

Tractebel Energia Suez S.A.  
Transenergia São Paulo S.A.  
Transenergia Renovável S.A.  
Companhia Transirapé de Transmissão  
Companhia Transleste de Transmissão  
Companhia Transudeste de Transmissão  
Transmissora Sudeste Nordeste S.A.  
U.E.G. Araucária Ltda  
Uirapuru Transmissora de Energia  
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S/A  
Usina Xavantes S.A.  
Usina Termelétrica de Anápolis Ltda.  
Agro Energia Santa Luzia Ltda.  
Cia. Vale do Rio Doce  
Vale Potássio Nordeste S.A.  
Vallourec & Sumitomo Tubos do Brasil Ltda.  
Vila do Conde Transmissora de Energia Ltda.  
Ventos do Sul Energia S.A.  
Veracel Celulose  
Borracha Vipal S.A  
Central Eólica Volta do Rio S.A.  
Votorantim Metais Níquel S/A  
Votorantim Cimentos Ltda  
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 sendo o suplente Antonio Bolognesi (EMAE) substituído em 08/08/2011 por Alcides Casado de Oliveira Junior(EMAE) que também foi substituído em 25/10/2011 por Ricardo Daruiz Borsari(EMAE);
  
- ⇒ Fernando Henrique Schuffner Neto (CEMIG) como titular Alexandre Magno Firmo Alves (CDSA) como suplente;

- ⇒ Maurício Stolle Bähr (TRACTEBEL) como titular e Armando de Azevedo Henriques (DUKE) como suplente;
- ⇒ Xisto Vieira Filho (TERMOPERNAMBUCO) como titular e Maria das Graças Foster (PETROBRÁS) como suplente;

#### **Categoria Transporte:**

- ⇒ Wady Charone Junior (ELETRONORTE) como titular e Luciano Paulino Junqueira (NTE) como suplente;
- ⇒ Ronaldo dos Santos Custódio (ELETROSUL) como titular e Ramon Sade Haddad (PLENA) como suplente;
- ⇒ Celso Sebastião Cerchiari (CTEEP) como titular sendo o suplente Moacir Finotti (CELG) substituído em 18/04/2011 por Humberto Eustáquio Tavares Correa(CELG);
- ⇒ Elmar de Oliveira Santana (TBE) como titular sendo o suplente Paulo Mota Henriques (TAESA) substituído em 02/08/2011 por José Aloise Ragone Filho (TAESA).

#### **Categoria Consumo**

- ⇒ Delson Martini (CEEE) como titular que foi substituído em 13/01/2011: (CEEE) por Sérgio Souza Dias sendo o suplente Eduardo Carvalho Sintonio (CELESC) substituído em 15/04/2011 por Cleverson Siewert (CELESC)
- ⇒ Wilson Pinto Ferreira Junior (CPFL) como titular sendo o suplente Michel Nunes Itkes (ESCELSA) substituído em 11/03/2011 por Donato da Silva Filho (ESCELSA)

- ⇒ Britaldo Pedrosa Soares (ELETROPAULO) como titular sendo o suplente Luis Fernando Guimarães (LIGHT) substituído em 18/08/2011 por Jerson Kelman(LIGHT);
- ⇒ Marcelo Maia de Azevedo Correa (NEOENERGIA) como titular sendo o suplente José Antonio Sorge (REDE) substituído em 19/12/2011 por Lucas Leandro Muller (REDE);
- ⇒ Erico Teodoro Sommer (GERDAU) como titular sendo a suplente Vania Lucia Somavilla (VALE) substituída em 14/04/2011 por Ricardo Batista Mendes(VALE);
- ⇒ Ministério das Minas e Energia - Francisco Romário Wojcicki como titular e Ricardo Spanier Homrich como suplente.

### **1.3 – Conselho Fiscal**

- ⇒ Vilson Daniel Christofari (CESP) como titular que foi substituído em 11/02/2011 por Mauro Guilherme Arce (CESP) e Pedro José Diniz de Figueiredo (ELETRONUCLEAR),como suplente, representando a Categoria Produção;
- ⇒ Cesar Ribeiro Zani (FURNAS) como titular e Domingos Sávio Castro Horta (TAESA) como suplente, representando a Categoria Transporte;
- ⇒ Lindolfo Zimmer (COPEL) como titular que substituiu, a partir de 24/01/11, Ronald Thadeu Ravedutti (COPEL) falecido em 24/11/2010 e Sérgio Fontana (CEB) como suplente, 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

### Pronto para o futuro

Uma das principais características do trabalho do Operador Nacional do Sistema Elétrico é seu foco no presente, pois coordena a cada instante, permanentemente, a energia produzida pelo parque gerador, que transita pela rede de transmissão para que seja entregue às distribuidoras e aos consumidores livres dentro de padrões técnicos adequados de segurança e economicidade.

Mas, para que esse trabalho possa ser feito com efetividade, é preciso antever o futuro, cuidando para que não falem os recursos para que a operação seja realizada da melhor forma possível. O termo *recurso*, neste caso, deve ser visto em sua forma mais abrangente, pois compreende recursos de infraestrutura de ativos de geração e transmissão; recursos físicos de escritórios e salas de controle; recursos de TI para suporte de suas atividades; sistemas de supervisão e controle; recursos de modelos computacionais e metodologias para sua utilização; e, por fim, recursos humanos com o conhecimento necessário para o exercício de suas funções.

Ao me debruçar sobre o relato das atividades desenvolvidas pelo ONS em 2011, sinto que a organização está se preparando diligentemente para o futuro e destaco as seguintes atividades:

- O trabalho de análise das condições de suprimento às cidades que serão sedes da Copa do Mundo de Futebol de 2014.
- A avaliação da conformidade dos projetos básicos do sistema de transmissão do Complexo do rio Madeira em relação aos requisitos operacionais estabelecidos nos Editais de Licitação, para sua integração ao SIN.
- A continuidade do projeto e implantação da Rede de Gerenciamento de Energia – REGER, com a conclusão dos testes e a instalação dos sistemas e equipamentos nos Centros de Operação.
- A continuidade da implantação das novas instalações do Operador no Recife, em Florianópolis e no Rio de Janeiro.
- O foco da gestão de pessoas na renovação e capacitação das equipes e na preservação dos conhecimentos estratégicos para o desempenho das atribuições finalísticas.

Tenho certeza de que a evolução dessas atividades, conduzida com competência pela equipe técnica, pela eficiente gestão da Diretoria do ONS, pela implantação de uma política de remuneração adequada, que vise à valorização dos profissionais e à preservação do reconhecido conhecimento de sua equipe, bem como pelas orientações estratégicas de seus Conselhos de Administração e Fiscal, contribuirá positivamente para a sustentabilidade da organização.

**Maurício Stolle Bähr**

**Presidente do Conselho de Administração**

## 1.6 – Mensagem do Diretor Geral

### Continuar trabalhando

Ao analisar os resultados alcançados em 2011, noto que talvez *continuidade* seja a palavra que melhor resume tudo que fizemos no Operador nesse período. Não a continuidade da inação, mas a continuidade produtiva, de seguir em frente, de vencer etapas, de somar resultados.

Quanto às atividades finalísticas, continuamos a cumprir nossa missão institucional, coordenando de forma eficiente a operação do SIN e garantindo o suprimento de energia com segurança, ao menor custo. Tiveram continuidade em 2011 grandes projetos do Operador, que preparam o sistema para que nossa missão possa ser desempenhada com maior efetividade no futuro. Destaco entre eles a análise das condições de suprimento às cidades-sede da Copa do Mundo de Futebol de 2014; a avaliação da conformidade dos projetos básicos do sistema de transmissão do Madeira aos requisitos dos editais de licitação, fundamental para sua integração ao SIN; as atividades de implantação da Rede de Gerenciamento de Energia do ONS (REGER); a adoção de um ciclo regular de revisão de todos os Procedimentos de Rede com a participação dos Agentes; e o trabalho dos grupos técnicos responsáveis por estudar as ações e providências para a implantação das obras já definidas e das medidas operativas necessárias para assegurar o suprimento a diversos estados da federação. Em especial, foi dado um tratamento diferenciado para as instalações consideradas estratégicas, visando a minimizar os efeitos das contingências múltiplas no sistema de transmissão. Todos são projetos de longa duração, que se estendem além das fronteiras do ano civil.

Do ponto de vista corporativo, continuam sendo desenvolvidos os projetos que permitirão, em curto prazo, a mudança do Operador para novas instalações em Florianópolis, no Recife e no Rio de Janeiro. Quanto à gestão de pessoas, continuamos a investir no aprimoramento da capacitação técnica e no desenvolvimento humano, criando sempre oportunidades para a participação das pessoas na definição das iniciativas que têm impacto direto sobre suas vidas, visando à sustentabilidade da organização.

Para os bons resultados apresentados neste Relatório Anual, tivemos a necessária e valiosa colaboração de todas as instituições responsáveis pela gestão do setor elétrico: o Ministério de Minas e Energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica e as demais agências reguladoras, a Empresa de Pesquisa Energética, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, as Secretarias Estaduais de Energia, cada um dos 282 agentes associados e as associações que os representam.

Além do permanente aprimoramento da integração externa, é na integração interna que encontramos justificativa para a longa trajetória de sucesso que tem marcado a história do ONS. A dedicação e o comprometimento com os resultados de todos que formam o Operador, aliados à prática cotidiana de nossos valores, são o combustível que nos move adiante.

A todas essas instituições, que representam os principais pilares do setor elétrico brasileiro, às pessoas que as integram e ao nosso quadro de colaboradores, nosso agradecimento, em nome da Diretoria do ONS.

**Hermes Chipp, Diretor Geral**

## 1.7 – Destaques de 2011

O atendimento energético no SIN e a operação da rede elétrica são conduzidos conforme os critérios de segurança e economicidade dos Procedimentos de Rede e, em situações específicas, com base em propostas formuladas pelo ONS, de acordo com as diretrizes do CMSE e da ANEEL.

As forças-tarefa que tratam do suprimento de energia às cidades-sede da Copa do Mundo de 2014 estabelecem um Plano de Ação coordenado por grupo de trabalho no âmbito do MME, com participação da Aneel, das Secretarias dos Estados, do ONS, da EPE e das empresas de geração, transmissão e distribuição envolvidas, para que as obras que abrangem a rede básica, a rede básica de fronteira, as demais instalações de transmissão, a rede de distribuição e as obras do Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico sejam concluídas dentro dos prazos previstos.

Os dez Grupos de Trabalho, que analisam as condições de suprimento aos estados, definem as medidas operacionais mitigadoras, bem como as ações e providências para acelerar o licenciamento ambiental e a execução do cronograma de implantação das obras estruturais necessárias.

É aprovada a conformidade dos projetos básicos da transmissão associada às estações conversoras *back to back* e ao primeiro bipolo em corrente contínua, que fazem parte do sistema de transmissão do Complexo do rio Madeira, em relação aos requisitos operacionais estabelecidos nos Editais de Licitação, visando à sua integração ao SIN.

É realizada pela primeira vez a integração dos processos de elaboração dos estudos do PAR e do PEL, mediante a racionalização dos esforços das equipes técnicas do ONS e o aprimoramento da interação com os agentes, permitindo a obtenção de produtos mais concisos e resultados e recomendações mais robustos.

É realizada a exportação de 2.547 GWh de energia para os sistemas elétricos do Uruguai e da Argentina, empregando recursos de geração térmica não utilizados para atender aos requisitos do SIN.

Tem início a implantação das políticas e procedimentos estabelecidos no Plano de Gestão da Comunicação em Situações de Crise, que têm como objetivo o nivelamento e uniformização das informações divulgadas para a sociedade na ocorrência de interrupções do suprimento de energia. São considerados os procedimentos internos ao Operador, bem como a articulação com outros participantes do processo, como o MME, a ANEEL, os Agentes e a mídia.

É implantada a sistemática de revisão regular e periódica de todos os Procedimentos de Rede, visando a assegurar a sua permanente consistência com a regulamentação vigente e a incorporação de aprimoramentos propostos pelo ONS e por todos os Agentes.

É concluída a estrutura básica do Programa Trajetórias de Carreira, que irá proporcionar maior visibilidade para os empregados sobre as perspectivas de

evolução profissional no ONS, de acordo com a sua formação e experiência. O enquadramento preliminar dos empregados nos eixos de carreira e a integração dos Valores Organizacionais às Competências são dois relevantes resultados alcançados no ano.

Com a participação dos empregados, da Diretoria, de uma comissão de Conselheiros e dos Sindicatos, é elaborada uma proposta de revisão estrutural do Plano de Gestão de Cargos e Salários – PGCR. Ela engloba a revisão da política de remuneração e da estrutura de cargos e salários, de modo a proporcionar maior aderência do PGCR as práticas do mercado e a obter maior competitividade para captação e retenção de profissionais com elevado nível de qualificação.

O Diretor Geral do ONS é eleito para a Presidência da Comissão de Integração Elétrica Regional – Cier, no período entre novembro/2011 e novembro/2013, com a missão de reforçar as alianças em direção à promoção da integração elétrica regional, em especial no âmbito dos países do Mercosul.

## **2 – RESULTADOS TÉCNICOS EM 2011**

### **2.1 – Ações de Articulação com os Agentes**

As dificuldades para a implantação das obras necessárias para assegurar o suprimento de energia elétrica aos estados da federação dentro dos cronogramas estabelecidos nos contratos de concessão são uma preocupação constante de todo o setor elétrico. Neste contexto, o ONS tem criado e conduzido Grupos de Trabalho específicos para desenvolver estudos de avaliação das condições de suprimento e propor soluções para os problemas identificados, além de acompanhar a implantação dessas obras no SIN. Também participam desses grupos o MME, a ANEEL, a EPE, as Secretarias Estaduais de Energia e de Meio Ambiente e as empresas de transmissão e distribuição envolvidas.

A ampliação das discussões com a participação de todas as instituições públicas e privadas envolvidas tem permitido o melhor equacionamento dos problemas que dificultam ou mesmo impedem o cumprimento dos cronogramas dos empreendimentos. Os dez Grupos de Trabalho que funcionaram em 2011 contemplaram os estados do Rio Grande do Sul, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Goiás/Brasília, Bahia/Sergipe, Alagoas/Pernambuco/ Paraíba/Rio Grande do Norte, Ceará/Piauí, e Pará/Maranhão/Tocantins. Com seu trabalho, foram estabelecidas as ações e providências necessárias para acelerar a obtenção do licenciamento ambiental e a execução do cronograma de implantação das obras já definidas. Foram também definidas medidas operacionais mitigadoras, até que as obras estruturais sejam concluídas. Tais ações representaram avanços significativos para o equacionamento do suprimento a esses estados, evidenciando a efetividade dessa iniciativa.

### **2.2 – Estudos Operativos do Complexo Madeira**

O Complexo do Rio Madeira é composto pelas usinas hidroelétricas de Santo Antônio e Jirau, que têm uma potência instalada total de cerca de 6500 MW em sua fase final. Para o escoamento da energia produzida por essas usinas foi concebido um sistema de transmissão composto por dois bipolos da corrente contínua em  $\pm 600$  kV, que cobrem uma distância de 2.375 km até São Paulo, e duas conversoras back to back, de 2 x 400 MW, instaladas em Porto Velho para o suprimento local.

O projeto incorporou novas tecnologias, tanto na geração, com a utilização de turbinas do tipo bulbo, como nas estações conversoras para a transmissão em corrente contínua. Como em todo grande projeto, a entrada em operação de seus componentes processa-se em etapas, sendo necessário avaliar cada uma delas detalhadamente, de forma a garantir a segurança elétrica do SIN, como também a integridade dos equipamentos envolvidos, tanto os novos como os existentes.

O trabalho inicia-se com a 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. Em 2011, foi aprovada a conformidade dos projetos básicos dos lotes A (back to back) e C (bipolo 1).

Os estudos operacionais foram inicialmente realizados para a configuração anterior à entrada em operação da transmissão em corrente contínua. Nesse contexto, a antecipação da entrada em operação das primeiras unidades geradoras na usina de Santo Antônio trouxe um grande desafio para a operação do sistema, dado que essas unidades entrarão em funcionamento com um sistema de transmissão incompleto, com apenas um dos três circuitos de 230 kV previstos entre as subestações de Vilhena e Samuel. Essa configuração incompleta limita as condições de intercâmbio de energia entre a área Acre–Rondônia e o restante do SIN, tornando um grande desafio garantir a integração da usina de Santo Antônio, com sua geração máxima, sem reduzir a confiabilidade do suprimento de energia aos estados desta área.

Os estudos operacionais realizados para esta etapa inicial tiveram como objetivo a definição de faixas de segurança operativa, considerando a combinação das diversas variáveis envolvidas: intercâmbios com o restante do SIN; patamares da carga; geração das usinas locais; implantação de novos Sistemas Especiais da Proteção; procedimentos de recomposição; e os ajustes dos controladores das unidades geradoras conectadas na área Acre–Rondônia.

A implantação das medidas operativas apontadas nos estudos proporcionará benefícios para o suprimento à área, permitindo explorar com segurança a energia gerada na usina de Santo Antônio e, desta forma, reduzir a dependência da geração térmica local, aumentar a flexibilidade operativa, além de propiciar melhores condições de suprimento em regime normal de operação e em condições de emergência.

Os estudos operacionais continuarão com a análise das etapas seguintes, até a implantação completa das usinas e do sistema de transmissão associado. Neste sentido, já estão em andamento os estudos para a próxima etapa, que contempla o comissionamento e a entrada em operação das conversoras back to back de Porto Velho, prevista para o primeiro semestre de 2012.

Em 2011, foi dada continuidade à capacitação da equipe do ONS na tecnologia de transmissão em corrente contínua, envolvendo cerca de 150 profissionais e contando com a participação de especialistas da ANEEL, da EPE e do MME. Também teve prosseguimento a instalação do simulador digital em tempo real, abordada no item 2.7.

### **2.3 – Copa do Mundo de Futebol de 2014**

A realização da Copa do Mundo de Futebol no Brasil em 2014 envolve vários setores da economia e da gestão pública e privada, demandando o planejamento de sua infraestrutura e a coordenação de sua logística, de modo a garantir sua realização com sucesso.

Com base em deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o MME coordena um grupo de trabalho, criado em 2010, constituído por oito forças-tarefa. Coordenadas pela EPE e pelo ONS, as forças-tarefa são responsáveis por elaborar um Plano de Ação com as medidas necessárias para assegurar o fornecimento de energia elétrica às cidades onde serão realizados eventos durante a Copa do Mundo de 2014.

Em 2011, as forças-tarefa realizaram um diagnóstico do desempenho dos sistemas de suprimento às cidades-sede, considerando as obras já previstas pelo planejamento para 2014 e os critérios convencionais de expansão utilizados pelo setor elétrico.

Um workshop específico sobre previsão de carga foi realizado, por ser esta uma informação fundamental para a avaliação do desempenho elétrico do sistema. Na ocasião, foi analisada a experiência de outros países que sediaram Copas do Mundo com relação ao impacto do evento na demanda de eletricidade. Foram também avaliados com as concessionárias de distribuição diferentes cenários de demanda, em função da expectativa de aumento das atividades socioeconômicas em decorrência da maior ocupação da rede hoteleira nas cidades, durante o período de realização dos jogos.

Devido à repercussão mundial da Copa do Mundo de Futebol, foram realizadas análises e avaliações com critérios diferenciados para garantir maior segurança ao suprimento de energia às cidades envolvidas, suportando inclusive contingências múltiplas. Para atendimento a essa situação, foram priorizadas medidas operativas, incluindo despacho térmico. Levando em conta uma avaliação econômica, foi decidido que apenas as cidades de São Paulo, Belo Horizonte, Rio de Janeiro e Curitiba terão reforços estruturais em suas redes. Deve ser ressaltado que foi considerado um horizonte de análise estendido, de modo a garantir que as soluções apontadas estivessem coerentes com a evolução do sistema no médio e longo prazo.

Para alcançar esse nível de segurança diferenciado, foi proposto um conjunto de medidas operativas, com foco na programação da operação elétrica e energética, as quais deverão ser consolidadas até 2013, a fim de dotar o sistema das condições operativas mais adequadas no período da Copa do Mundo.

Em julho de 2011 foi produzido um Relatório Síntese das atividades das forças-tarefa, contendo o conjunto de obras consideradas estratégicas para garantir as condições de atendimento desejadas para cada cidade-sede, cuja execução será acompanhada de forma especial pelo MME.

Como resultado dos trabalhos das forças-tarefa, um Plano de Ação estabelece as medidas a ser adotadas pelo MME, a Aneel, as Secretarias estaduais, o ONS e as empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras, para que as obras que abrangem a rede básica, a rede básica de fronteira, as demais instalações de transmissão, a rede de distribuição e as obras do Plano de Modernização de Instalações de Interesse Sistêmico sejam concluídas dentro dos prazos previstos.

## **2.4 – Planejamento e Programação da Operação**

O planejamento da operação é atualizado em um ciclo anual de planejamento, com a participação dos agentes associados. É composto pelo planejamento da operação energética, que avalia as condições de atendimento energético do SIN para o horizonte de cinco anos, de janeiro do ano em curso a dezembro do quinto ano à frente, e pelo planejamento da operação elétrica, que avalia as condições operativas da rede elétrica para o horizonte de dezesseis meses, de janeiro do ano em curso a abril do segundo ano à frente.

### **2.4.1 – A Operação Energética**

#### **Horizonte de Médio Prazo**

O processo de planejamento da operação energética, no contexto do ciclo anual de planejamento da operação, resulta em dois produtos básicos. O Plano Anual da Operação Energética (PEN), cujo horizonte compreende o período de maio do ano em curso (final da estação chuvosa) a dezembro do quinto ano à frente, foi emitido pelo ONS em julho/2011, no relatório intitulado Plano Anual da Operação Energética – PEN 2011. O segundo produto corresponde ao cálculo, a cada mês, das funções de custo futuro, com a utilização do modelo de otimização de médio prazo Newave. Este trabalho permite o acoplamento das estratégias de operação de médio prazo com o modelo de curto prazo Decomp, que produz as políticas da operação energética de cada semana do mês em curso, no Programa Mensal de Operação.

O PEN 2011 sinaliza uma situação bastante favorável de atendimento energético ao mercado dos próximos cinco anos, conforme já havia sido detectado no ciclo anual de planejamento anterior.

A análise das condições de atendimento à carga com base na avaliação probabilística dos riscos de déficit de energia indica a adequação ao critério de suprimento estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), na medida em que os riscos de déficit são bem inferiores a 5% em todos os subsistemas no horizonte 2011-2015, apresentando valores nulos na região Nordeste.

Esse resultado decorre, principalmente, do crescimento da oferta de energia nova agregada pelos leilões de geração e de linhas de transmissão. No período de maio de

2011 a dezembro de 2015, está prevista a entrada em operação de 243 novas usinas, das quais 19 hidroelétricas, 69 termoelétricas, 141 usinas eólicas e 14 pequenas centrais hidroelétricas, além de usinas remanescentes do PROINFA e outras pequenas centrais autorizadas pela ANEEL.

Em relação à participação das diferentes fontes de energia, a matriz de energia elétrica brasileira passará nos próximos cinco anos por uma sensível transformação. A energia termoelétrica aumentará dos atuais 16.897 MW (15,6%) para 27.305 MW (19,8%). A energia eólica terá um crescimento de 535%, aumentando dos atuais 826 MW (0,8%) para 5.248 MW (3,8%). A energia produzida a partir de biomassa terá um aumento de 59%, passando de 4.577 MW (4,2%) para 7.272 MW (5,3%).

A evolução dessa matriz, com a manutenção da atual tendência de expansão da hidroeletricidade com baixa ou nenhuma regularização plurianual, faz com que as termoelétricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade, com custos de operação moderados e com baixo grau de incerteza no suprimento de combustível – gás natural, gás natural liquefeito e carvão –, passem a ter um papel fundamental na seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova. Da mesma forma, pequenas centrais e as fontes alternativas de geração complementar durante o período seco, como eólicas e biomassa, também passam a desempenhar papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que funcionam como “reservatórios virtuais”, complementando a geração hidráulica nos períodos secos de cada ano.

Também merece destaque a análise do atendimento da demanda máxima, em que o balanço estático de ponta indica que a capacidade líquida disponível prevista no horizonte do PEN 2011 é sempre superior à demanda projetada. Entretanto, a tendência é de que seja cada vez mais necessário o despacho de geração térmica no horário de ponta acima das inflexibilidades declaradas pelos agentes proprietários, dependendo da severidade das perdas de ponta por deplecionamento dos reservatórios e/ou das restrições internas na malha de transmissão.

A necessidade de despacho térmico adicional poderá ser reduzida caso ocorra disponibilidade de geração eólica superior à considerada de forma conservadora no balanço de ponta (fator de capacidade de 30%), bem como por maior disponibilidade de geração hidroelétrica, associada a armazenamentos mais elevados nos reservatórios do SIN, o que reduz as perdas por deplecionamento. Esses níveis de armazenamento mais elevados podem resultar tanto de afluências mais favoráveis quanto das políticas de segurança operativa, através da aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP). Além desses recursos, a geração hidroelétrica de ponta também pode ser aumentada pela implantação de novas unidades geradoras em poços provisionados em algumas usinas hidroelétricas existentes (em torno de 5 GW, segundo inventário da ABRAGE).

As principais recomendações do PEN 2011 são listadas a seguir:

- Os resultados das avaliações energéticas indicam ser necessário desenvolver estudos de viabilidade econômica de ampliação da capacidade das interligações Norte-Sul e Sul-SE/CO;
- Os estudos de planejamento da expansão da oferta devem passar a levar em conta as necessidades para o atendimento à demanda máxima do SIN, para que o dimensionamento da capacidade instalada para este atendimento seja o mais econômico possível;
- Nesse sentido, o MME e a ANEEL devem avaliar a criação de mecanismos regulatórios que estimulem a instalação de potência hidráulica no SIN, seja pela motorização dos poços existentes em usinas em operação, seja pela repotenciação de usinas existentes, ou mediante a possibilidade de contratação de potência e/ou encargos de capacidade;
- Deve ser avaliada pelo MME a viabilidade da realização de leilões de energia por fonte e região.

### **Horizonte de Curto Prazo**

Em 2011, o período de janeiro a abril foi caracterizado por aflúências elevadas nas regiões Sudeste/Centro Oeste, alcançando 128% da média histórica do mês (MLT), Norte, com 113% da MLT, e Sul, com 203% da MLT. No Nordeste, as aflúências foram abaixo da média, atingindo 86% da MLT. Esse cenário hidrológico favorável permitiu que, ao final do mês de abril, o nível de armazenamento da região SE/CO atingisse 88% de sua energia armazenada máxima e, mesmo com aflúências abaixo da média, fosse possível à região Nordeste atingir cerca de 90% do máximo, em função da transferência dos excedentes energéticos do SIN para esta região.

A situação hidrometeorológica favorável no SE/CO tornou necessária a operação integrada de controle de cheias nos reservatórios das bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tietê e Paraná. Coordenada pelo ONS, esta operação possibilitou amortecer o pico de cheia natural, de cerca de 24.500 m<sup>3</sup>/s, reduzindo-o para valores próximos a 16.000 m<sup>3</sup>/s junto à usina de Jupia.

Nos demais meses do ano, as regiões SE/CO, Norte e Sul permaneceram com um quadro hidrológico favorável, com aflúências acima da média, representando 112%, 114% e 145% das respectivas médias históricas. Na região Nordeste, foram observadas aflúências abaixo da média, atingindo 82% da MLT.

Em função do cenário de aflúências elevadas, a aplicação dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo em 2011 não identificou a necessidade de despacho térmico complementar no SIN para garantir que os níveis-meta estabelecidos para as regiões SE/CO e Nordeste no final de novembro, correspondendo a 42% e 25% das respectivas capacidades máximas de armazenamento, fossem atingidos. A operação

otimizada do sistema hidrotérmico ao longo do ano possibilitou chegar ao final da estação seca, em novembro, com 57% da energia armazenada na região SE/CO e com 46% no Nordeste.

Em 2011, o Operador iniciou a emissão semanal do Relatório Executivo do PMO, que publica as diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, bem como uma visão futura do atendimento, com horizonte anual. Esse documento oferece aos agentes pleno acesso aos principais dados e resultados do PMO, possibilitando-lhes efetuar suas próprias análises de sensibilidade para a definição de suas estratégias de atuação no SIN.

A integração energética com os sistemas elétricos do Uruguai e da Argentina foi realizada com a exportação de 2.547 GWh de energia para estes países, empregando geração térmica não utilizada para atender aos requisitos do SIN.

## **2.4.2 – A Operação Elétrica**

### **Horizonte de Médio Prazo**

O processo de planejamento da operação elétrica, no contexto do ciclo anual de planejamento da operação em 2011, resultou em dois produtos básicos. O Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo, PEL 2012/2013, apresenta as avaliações do desempenho elétrico do SIN para o período compreendido entre os meses de janeiro de 2012 e abril de 2013. O segundo produto é composto pelos Estudos Elétricos Quadrimestrais (QEL), que detalham, a cada quadrimestre do ano em curso, as medidas operativas para que a operação atenda aos padrões e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, de forma a compatibilizar as restrições elétricas e o atendimento à carga com as políticas energéticas, visando ao menor custo da operação e à máxima segurança operativa do SIN.

As avaliações realizadas têm como referência as previsões de carga informadas pelos agentes e consolidadas pelo ONS, bem como o programa de obras apresentado no Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica (PAR) para o período 2011/2013 e no trabalho de Consolidação das Obras de Rede Básica para o Período 2011/2013, que considera as datas atualizadas pelo Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE/MME) para os cronogramas das obras de transmissão e geração autorizadas pela ANEEL.

Os estudos do PEL 2012/2013 foram desenvolvidos para avaliar principalmente o desempenho das interligações regionais, a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do SIN.

A partir dessas avaliações, destacam-se como principais resultados dos estudos do PEL 2012/2013: propostas de adequação do cronograma das obras programadas às necessidades do SIN; soluções operativas, como a implantação de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) e a mudança de topologia da rede; além de estratégias operativas que serão utilizadas na operação eletroenergética do SIN neste horizonte.

Em 2011, em paralelo com os estudos do PEL e do QEL, o ONS realizou análises com foco específico no suprimento a alguns estados, por meio de Grupos de Trabalho específicos cujos resultados foram abordados no item 2.1.2.

O ponto de destaque neste ciclo anual de planejamento da operação elétrica foi a integração dos processos de elaboração dos estudos do PAR e do PEL, que ocorreu pela primeira vez em 2011. Essa integração de processos trouxe uma nova forma de abordar os horizontes dos estudos do ONS, por meio da qual foi possível racionalizar os esforços das equipes técnicas e obter uma melhor adequação dos horizontes aos prazos para implantação das recomendações resultantes de cada estudo. Além disso, para os agentes, houve um aprimoramento de sua interação com o ONS, uma vez que a tarefa de fornecimento de dados para os estudos do PAR e do PEL passou a ser realizada de uma única vez. A integração desses processos resultou na eliminação de zonas de sombras, produtos mais concisos e resultados e recomendações mais robustos.

Além de subsidiar os estudos elétricos de curto prazo com horizonte mensal no âmbito da Programação da Operação, os estudos trimestrais avaliam o desempenho dos Sistemas Especiais de Proteção em operação, indicando a necessidade de revisão ou desativação dos existentes e a instalação de novos SEPs; definem a necessidade de geração térmica por restrições elétricas, bem como os limites de transmissão nas interligações regionais e para as áreas geolétricas. O QEL também subsidia a elaboração das instruções de operação utilizadas pelo ONS para o cumprimento de suas atribuições de coordenação da operação do SIN em tempo real.

Os resultados do Planejamento Anual da Operação Elétrica de 2011 também subsidiaram a participação do ONS nos grupos de trabalho e forças-tarefa que tratam do suprimento de energia as cidades-sede da Copa do Mundo de 2014, cujos resultados foram abordados no item 2.1.4.

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 diagnosticar as principais fragilidades do SIN e 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.

Através da Resolução Normativa nº 443, de 26/07/2011, a ANEEL estabeleceu uma nova sistemática a ser adotada pelo ONS e pelos Agentes para a elaboração do Plano de Modernização de Instalações (PMI), o qual deverá ser encaminhado anualmente à agência reguladora. Este Plano indica as obras de revitalizações e as melhorias necessárias para manter adequada a prestação do serviço pelas concessionárias de transmissão. Adicionalmente ao conjunto de obras de melhorias em instalações sob responsabilidade das concessionárias de transmissão, o PMI também relaciona as intervenções de melhorias e reforços que devem ser implementadas pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição, e concessionárias ou autorizadas

de geração. Nesse novo formato de trabalho, os reforços das transmissoras passaram a ser consolidados no Plano de Ampliações e Reforços (PAR).

O PMI elaborado em 2011 contempla o período compreendido entre 2011 e 2014 e recomenda a implantação de 232 revitalizações, com algumas instalações de pequeno porte, sendo 202 para as empresas de transmissão, 25 para as empresas de distribuição e cinco para as empresas de geração.

## **Horizonte de Curto Prazo**

Ao longo de 2011, o ONS desenvolveu estudos e implantou medidas conjunturais que possibilitaram operar a rede elétrica em conformidade com os critérios de continuidade, confiabilidade e qualidade de suprimento estabelecidos nos Procedimentos de Rede, conforme destacado a seguir.

A entrada em operação da linha de transmissão 525 kV Foz do Iguaçu-Cascavel Oeste em dezembro aumentou a capacidade de transferência de energia entre os subsistemas Sudeste e Sul, bem como permitiu ampliar a utilização da geração em 60 Hz da usina de Itaipu para o atendimento da demanda do SIN.

Dentre os estudos realizados, destacam-se:

- A implantação e o acompanhamento do desempenho de esquemas de religamento automático de linhas de transmissão do SIN, de forma a garantir a continuidade do serviço com aumento da confiabilidade.
- A otimização dos sistemas de controle de geradores, para assegurar o adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas e evitar a perda de sincronismo na ocorrência de perturbações.
- A calibração dos Sistemas Especiais de Proteção, de modo a garantir a segurança operativa do SIN, mesmo na ocorrência de contingências múltiplas.
- A definição de novos corredores de recomposição fluente do SIN, bem como a atualização dos existentes, de modo a acelerar a normalização do suprimento após perturbações.

Dentre os resultados obtidos, destaca-se a viabilização do atendimento a cargas prioritárias no centro da cidade de São Paulo nos processos de recomposição do sistema, em função da revisão do corredor fluente da usina hidroelétrica de Luiz Carlos Barreto.

As medidas operativas conjunturais adotadas tiveram como objetivo evitar condições inaceitáveis em regime normal de operação, bem como reduzir os impactos da ocorrência de emergências.

Por exemplo, a abertura do barramento de 230 kV da subestação Aimorés permitiu reduzir sobrecargas nos equipamentos da rede de transmissão em 138 kV da Escelsa

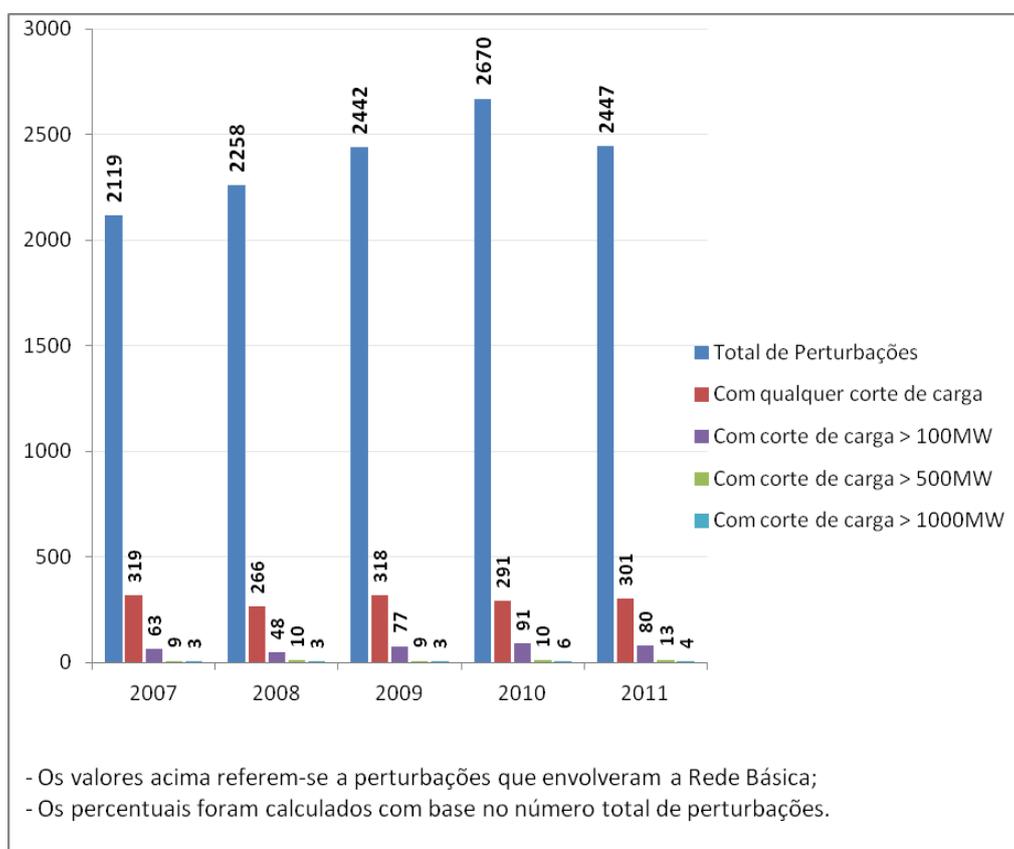
e também minimizar vertimentos na usina hidrelétrica Aimorés, evitando o alagamento de áreas a jusante, com risco para a população ribeirinha.

Outro exemplo dessas medidas aconteceu no estado de Goiás. A elevação da carga em decorrência de altas temperaturas, simultaneamente à indisponibilidade de um dos transformadores da subestação Bandeirantes, que atende grande parte da carga do estado, resultou em sobrecarga na transformação em regime normal, sendo necessário despacho térmico de alto custo para seu controle. Nesta situação, o ONS determinou a abertura do barramento de 230 kV da subestação Cachoeira Dourada, direcionando grande parte da geração de Cachoeira Dourada para o atendimento das cargas de Goiás, aliviando a transformação de Bandeirantes e minimizando ou eliminando a necessidade de despacho térmico.

## 2.5 – Indicadores de Desempenho do SIN em 2011

Do total de 2.447 perturbações registradas em 2011, cabe destacar que em apenas quatro (0,2%) os cortes de carga foram superiores a 1.000 MW. No gráfico a seguir, pode-se observar que houve treze eventos (0,5%) com corte de carga superior a 500 MW, e ainda um total de oitenta (3,3%) com corte de carga superior a 100 MW.

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



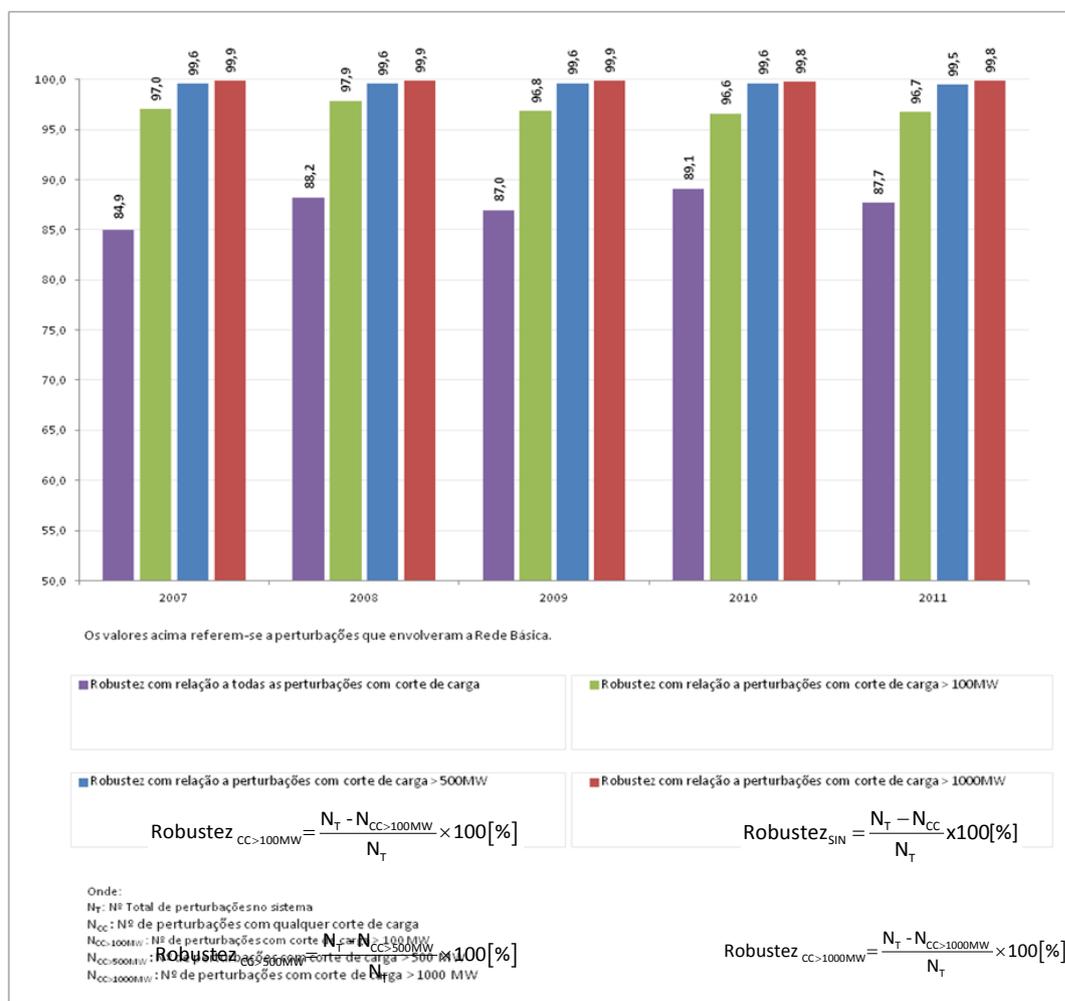
## Indicador de Robustez do SIN

A segurança no atendimento elétrico alcançada em 2011 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 com determinado nível de corte de carga e o número total de perturbações.

Considerando que o total de perturbações em 2011 foi de 2.447, têm-se os seguintes valores para o índice de robustez:

- para qualquer corte de carga – a robustez foi de 87,7%;
- para cortes de carga acima de 100 MW – a robustez foi de 96,7%.
- para cortes de carga acima de 500 MW – a robustez foi de 99,5%.
- para cortes de carga acima de 1.000 MW – a robustez foi de 99,8%.

Vale ressaltar que os indicadores de robustez apurados em 2011 mantiveram-se no mesmo nível dos anos anteriores, de 2007 a 2010.



## 2.6 – A Operação em Tempo Real

Em conformidade com o Plano Diretor de Supervisão e Controle do ONS, prosseguiram as atividades do projeto de implantação da Rede de Gerenciamento de Energia - REGER. Durante 2011, foram concluídos os testes de fábrica, transportados e instalados os equipamentos nos Centros de Operação e iniciados os testes de campo dos subsistemas de *hardware* e rede. Prosseguiram também as atividades de preparação de dados e telas, integração com a Base de Dados Técnica do ONS e treinamento das equipes.

Em junho, foi celebrado com a Embratel o contrato para implantação da Rede Operativa do REGER (ROP-REGER), que entrará em funcionamento a tempo de suportar os testes funcionais. No mesmo mês, foi celebrado contrato com a Siemens Enterprise para modernização da comunicação por voz no âmbito da operação, que passará a usar tecnologia IP.

O Projeto do Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade – SINOCON atingiu em 2011 a marca de implantação de 101 das 116 unidades terminais remotas (UTRs) previstas para sua Fase Emergencial. Até o final do ano, foram realizadas as transferências de 97 UTRs para os respectivos agentes. Os Lotes 1, 2 e 3 estão concluídos. No Lote 4 duas instalações foram concluídas em 2011 e 15 instalações estão em andamento. 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 2011, o Projeto SINOCON cumpriu 89% de sua meta de realização física.

Em 2011, foram realizados cinco exercícios simulados de recomposição do SIN, com a participação dos cinco Centros de Operação do ONS e 10 agentes convidados, envolvendo um total de 50 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 no 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:

- Início da apuração de valores verificados de uso do sistema de transmissão - MUST, para atendimento da Resolução ANEEL nº 399 de 13/04/2010.
- Participação na revisão dos Procedimentos de Rede, com destaque para os submódulos 15.6 e 15.7.
- Consolidação da auditoria de dados de geração encaminhados pelo CNOS à CCEE.

- Conclusão da fase de desenvolvimento do novo Sistema de Apuração de Dados de Hidrologia – SADHI WEB e início da homologação.
- Conclusão do desenvolvimento e homologação do Sistema de Divulgação de Resultados da Operação – SDRO.
- Início das atividades para contratação do Sistema de Apuração da Geração – SAGER.
- Elaboração de Relatórios de Análise de Perturbação para Fins de Responsabilidade Civil – RAR para diversas ocorrências na fronteira entre empresas de transmissão e de distribuição.

Na área de Normatização, foi realizada a revisão do Módulo 10 dos Procedimentos de Rede, contemplando várias melhorias, como: texto mais objetivo, eliminação de redundâncias, padronização e inclusão de requisitos técnicos visando à ampliação da segurança operativa do SIN.

Em 2011, a área de Normatização da Operação ultrapassou a marca de mil documentos normativos elaborados e em vigência, desde o início das atividades do ONS, tendo sido realizadas mais de 1.500 revisões nesses documentos apenas neste ano.

Em março, foi realizada a pesquisa de satisfação de clientes relativa aos processos e produtos dos Centros de Operação, com um resultado global de 98,5% de satisfação, considerando uma amostragem de 100 agentes (geração, transmissão, distribuição e consumidores livres).

## **2.7 – Evolução dos processos e aprimoramentos metodológicos**

Em 2011, o ONS obteve significativos avanços no aperfeiçoamento da modelagem computacional utilizada no planejamento e programação da operação energética, contando com parcerias estabelecidas em convênios com diversas universidades nacionais e estrangeiras.

Neste contexto, destaca-se a realização em maio de um workshop sobre análise multicritério para apoio à decisão e suas aplicações no setor elétrico brasileiro, com a participação da Universidade de Coimbra.

No âmbito do convênio com a Universidade da Georgia, dos Estados Unidos, que visa a investigar e propor aperfeiçoamentos no uso do algoritmo de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) utilizado para resolver o problema de planejamento da operação, a análise da estratégia de solução numérica resultou na proposta de avanços que podem trazer uma redução para até 1/7 do tempo no esforço computacional exigido para solução do problema da otimização energética, sem perda de precisão.

Ainda neste convênio, no campo metodológico, foi desenvolvida uma proposta de abordagem mais robusta para representação da aversão a risco, por meio da

minimização de uma combinação linear do custo esperado de operação, conforme atual premissa do modelo, com o custo representativo de cenários críticos, consistindo em alternativa para as abordagens já utilizadas no planejamento e programação da operação para segurança energética, que são a curva de aversão a risco e os Procedimentos Operativos de Curto Prazo.

O ONS também acompanhou as cinco linhas de pesquisa desenvolvidas por universidades para o aperfeiçoamento da modelagem utilizada no planejamento da operação energética, em atendimento a uma chamada pública da ANEEL para orientar a utilização de parte dos recursos de P&D que são recolhidos dos consumidores de energia elétrica.

Foi incorporado ao processo de programação da operação hidráulica para controle de cheias o sistema Hydroexpert, cuja aplicação aos reservatórios da bacia do rio Paraná foi coordenada pelo ONS, em apoio à definição da operação hidráulica durante a cheia ocorrida nesta bacia no mês de março. Foi também iniciado o projeto de aprimoramento do Hydroexpert para sua aplicação à bacia do rio Iguaçu.

Na área de controle de cheias, foi desenvolvido um aprimoramento do modelo OPCHEN, com a implantação da alternativa de recuperação dos armazenamentos ao final do período úmido, com base na previsão hidrometeorológica, sem prejuízo para a proteção contra cheias e com ganhos para o atendimento energético.

Na área de previsão hidrometeorológica, foram concluídos os estudos de aplicação e testes com modelagem chuva-vazão nas bacias dos rios São Francisco e Grande. Na bacia do rio São Francisco, no trecho incremental entre as usinas de Três Marias e Sobradinho, o modelo empregado foi o NEUROSF, submetido à ANEEL no final do ano para a autorização de seu uso no PMO. Na bacia do rio Grande, nos trechos incrementais às usinas de Marimbondo e Água Vermelha, foi expandida a aplicação do modelo SMAP, já implantado para a previsão de vazões nas usinas localizadas no trecho de montante dessa bacia. Foi também iniciado o estudo de aplicação do modelo SMAP para a bacia do rio Paranaíba, a montante da usina de Itumbiara.

Destaca-se também o início de um projeto de avaliação de novas alternativas para a previsão meteorológica, as quais compreendem uma nova parametrização do modelo ETA, atualmente em uso no processo de previsão de vazões para o PMO, e o novo modelo BRAMS, que dispõe de uma caracterização do tipo e uso do solo adaptado às condições do Brasil.

Como parte das ações necessárias para disponibilização de recursos para a gestão de segurança eletroenergética, o ONS deu continuidade à ação estratégica de implantação do Organon como uma ferramenta de avaliação da segurança da operação do SIN. Em 2011, foram revistos modelos e adicionadas melhorias neste programa, com foco especial na utilização de Sistemas Especiais de Proteção nas simulações eletromecânicas para avaliação do uso do Organon na monitoração dos limites de recebimento pela região Sudeste/Geração através do tronco de Itaipu 60 Hz.

O Manual do Usuário do programa Organon foi revisado, assim como o banco de dados de modelos de componentes para simulações eletromecânicas, o que resultou em resultados compatíveis com as demais ferramentas de simulação utilizadas no

planejamento e programação da operação. Foi demonstrado que a versão atual do programa já permite a correta representação dos Sistemas Especiais de Proteção nas simulações eletromecânicas.

A utilização do programa Organon nos processos de planejamento para o cálculo dos limites envolvendo a geração de Itaipu em 60 Hz e o recebimento da região Sudeste mostrou-se bastante vantajosa, reduzindo o tempo de análise e possibilitando a exploração de um maior número de cenários energéticos, incluindo mesmo aqueles de menor probabilidade de ocorrência. Os resultados indicaram que a região de segurança desenvolvida para cálculo do recebimento Sudeste, em função da geração da usina de Itaipu 60 Hz, foi compatível com os resultados obtidos nos processos de planejamento da operação, comprovando a suficiência da representação da rede de supervisão para estudos envolvendo a interligação Sul-Sudeste.

A viabilidade da funcionalidade de monitoração da região de segurança em dispositivos portáteis com recursos de acesso à internet foi demonstrada através de protótipo.

Como ação complementar à implantação do programa Organon foi desenvolvido um amplo programa de treinamento interno cuja continuidade está prevista para 2012, incluindo agentes potencialmente interessados na utilização do programa.

Ao longo de 2011, foram executadas atividades programadas na implantação do Simulador RTDS (*Real Time Digital Simulator*) para suporte à operação do sistema de transmissão das usinas do rio Madeira. Foi definida uma equipe de dois engenheiros, responsável pela implantação e operação do simulador em tempo real, e adaptação e aprimoramento da infraestrutura de *software* para suporte às atividades do simulador e estudos *off-line*.

Foram realizadas visitas à ABB em Ludvika, na Suécia, para o treinamento nas rotinas de configuração e teste dos cubículos-réplica dos conversores *back to back*, fabricados pela ABB, assim como o acompanhamento de simulações com o RTDS associadas ao ajuste dos parâmetros dos referidos controladores. Também foram realizadas visitas técnicas aos principais fornecedores dos simuladores de sistemas de potência em escala de tempo real e simulador *off-line* aplicado a estudos elétricos de elos de corrente contínua no Canadá.

## 2.8 – A Administração da Transmissão

### 2.8.1 - Ampliações e Reforços

Em 2011 foram emitidos 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 2012-2014.

Para permitir o tratamento das particularidades do SIN, os estudos que dão origem ao PAR e ao 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 a dar transparência ao processo e a 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 da expansão elaborado pela EPE. As propostas de ampliações e reforços na rede básica e nas Demais Instalações de Transmissão, após a compatibilização e validação pelo MME, são consolidadas em documentos específicos e encaminhadas à ANEEL, a qual irá 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 2012-2014 estima-se um investimento da ordem de R\$ 10 bilhões, considerando-se os custos disponibilizados pela ANEEL.

No triênio 2012-2014, 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 8.700 km e de 23.000 MVA na capacidade de transformação, discriminados nos quadros a seguir. Esses valores são resultantes do acréscimo de 29 linhas e de 97 novas unidades transformadoras:

LINHAS DE TRANSMISSÃO		TRANSFORMADORES	
Tensão kV	TOTAL km	Tensão kV (*)	TOTAL MVA
500/525	7.462	500/525	12.819
440	----	440	----

345	----	345	1.325
230	1.316	230	9.101
Total	8.778	Total	23.245

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

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

### **Região Sul e Mato Grosso do Sul**

- LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2 (PR/SC)
- LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2 (RS/SC)
- LT 525 kV Curitiba – Curitiba Leste (PR)
- SE Nova Santa Rita 525/230 kV: 4º AT 672 MVA (RS)
- SE Abdon Batista 525/230 kV – 672 MVA (SC)
- LT 230 kV Umbará – Uberaba C2 (PR)
- SE Cascavel Norte 230/138 kV – 2x150 MVA (PR)
- LT 230 kV Umuarama – Guáira (PR)
- LT 230 kV Cascavel Oeste – Cascavel Norte (PR)
- LT 230 kV Lajeado 2 – Garibaldi (RS)
- LT 230 kV Nova Santa Rita – Camaquã 3 (RS)
- LT 230 kV Camaquã 3 – Quinta (RS)
- LT 230 kV Candiota – Bagé 2 (RS)

### **Regiões Sudeste/Centro Oeste**

- LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu C1 (SP/RJ),
- LT 500 kV Araraquara 2 – Campinas (SP)
- LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano (MG)
- SE Zona Oeste 500/138 kV – 900 MVA, novo pátio de 138 kV (RJ)
- LT 230 kV Barro Alto – Itapaci C2 (GO)
- SE Luziânia 500/138 kV – 225 MVA (GO)
- SE Nobres 230/138 kV- 2x100 MVA, novo pátio de 138 kV (MT)

### **Regiões Norte/Nordeste**

- LT 500 kV São João do Piauí – Milagres C2 (PI/PE/CE)

LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí (PI)  
 SE Gilbués 500 kV (Nova) (PI)  
 LT 500 kV Gilbués – Barreiras (Pi/BA)  
 LT 500 kV Miracema – Gilbués C1 e C2 (TO/PI)  
 SE Barreiras 500 kV (Nova) (BA)  
 LT 500 kV Barreiras – Bom Jesus da Lapa II (BA)  
 LT 500 kV Bom Jesus Da Lapa II – Ibicoara C2 (BA)  
 LT 500 kV Ibicoara – Sapeçu C2 (BA)  
 LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres C2 (PE/CE)  
 LT 500 kV Milagres – Açú III (CE/RN)  
 LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C3 (MA/PI)  
 LT 500 kV Teresina II– Sobral III C3 (PI/CE)  
 LT 230 kV Pituaçu – Pirajá (BA)  
 LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá (BA)  
 SE Pirajá 230/69 kV – 2x180 MVA (BA)

As Ampliações e Reforços nas Demais Instalações de Transmissão – DIT sem concessão definida ou sem autorização prévia – propostas neste PAR-DIT, para o triênio 2012-2014, são discriminados nos quadros a seguir:

Novas linhas de transmissão	
Tensão - kV	km
138	316
88	1
<b>Total</b>	<b>317</b>

Novas subestações e transformadores		
Subestações	Transformadores	MVA
3	4	200

<b>Síntese da Proposta de Obras</b>	<b>Total</b>
Construção de novas linhas de transmissão	4
Recapitação/reconstrução/recondutoramento/seccionamento de linhas existentes	26
Adequação de barramentos/ <i>bays</i>	16

Instalação de <i>bays</i> (*)	117
Instalação/adequação de pátio de subestação	7
Instalação de compensação reativa capacitiva (Mvar)	320
Instalação de compensação reativa indutiva (Mvar)	11
Instalação/substituição de transformadores (MVA)	333
Individualização de transformadores	8
Instalação de demais equipamentos (**)	31

(\*) Inclui bays das novas LT

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

### 2.8.2 - Acesso à Rede Elétrica

Em 2011 foram emitidos 92 Pareceres de Acesso e foram revisados 68 Pareceres. Esses números foram, respectivamente, 27% e 33% superiores aos realizados em 2010. Os 92 Pareceres de Acesso emitidos em 2011 foram, respectivamente, para conexão de:

- 4 usinas hidráulicas;
- 2 usinas térmicas;
- 5 usinas eólicas;
- 5 consumidores livres;
- 55 distribuidoras e
- 2 interligações internacionais.

Destacam-se ainda a elaboração de 469 Documentos de Acesso para possibilitar a habilitação técnica de empreendimentos para participar do Leilão LER e A-3 de 2011 e, até 31 de dezembro de 2011, a emissão de 452 documentos para habilitação na participação do Leilão A-3 de 2012.

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

O Ministério de Minas e Energia, com base no conjunto de empreendimentos indicados pela consolidação de obras realizada pela EPE e pelo ONS, define as novas instalações de transmissão que serão licitadas ou autorizadas pela ANEEL.

Responsável pelo processo de licitação de novos empreendimentos da transmissão, a ANEEL prepara a documentação que compõe o edital, na qual se inclui o “Anexo Técnico”. Este anexo é de grande importância para o Operador, pois define as características técnicas das novas instalações da Rede Básica, cuja operação é de responsabilidade do ONS. Desta forma, a regulação em vigor prevê que o ONS defina requisitos técnicos para as novas instalações, visando a sua adequação à rede existente e garantindo seu desempenho sistêmico.

Ainda dentro do processo de integração de novas obras ao SIN, o ONS é também responsável pela verificação da conformidade do projeto básico das novas instalações leiloadas ou autorizadas com os Procedimentos de Rede e os Anexos Técnicos dos respectivos editais.

Estas atribuições correspondem a dois processos do ONS previstos no Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede:

- Definição de requisitos mínimos de desempenho para as novas instalações de transmissão, que, do ponto de vista da operação do sistema, devam constar dos instrumentos técnicos de outorga das novas instalações;
- Certificação de que as novas instalações de transmissão atendem aos requisitos técnicos mínimos estabelecidos no instrumento técnico de outorga (anexo técnico) e nos Procedimentos de Rede.

Esses processos revestem-se de grande importância para a integração de novas instalações ao SIN e no ano de 2011 corresponderam a proposições de requisitos técnicos para 25 lotes de empreendimentos leiloados, assim como um total de 42 análises de conformidade de projetos básicos de novas instalações de transmissão.

#### **2.8.4 - Contratos de Transmissão**

Destacam-se em 2011 as alterações na regulamentação associada às instalações de interligação internacional promovidas pelas Portarias MME nº 210 e 211, pelo Despacho do Diretor Geral da ANEEL nº 1.871 e pela Resolução Normativa ANEEL nº 420. Tais regulamentos equipararam, para efeitos técnicos e comerciais, aos concessionários de transmissão, as instalações do Sistema de Transmissão Garabi 1 e 2, necessárias aos intercâmbios internacionais de energia elétrica. Também alteraram as regras de contratação dos serviços e do uso da transmissão e introduziram o adicional de tarifas de uso específico das instalações de interligações internacionais para exportação e importação de energia elétrica – ADTUE, visando à modicidade tarifária dos usuários do sistema de transmissão.

Ainda em 2011, foi dada continuidade à operacionalização da Resolução Normativa ANEEL nº 399/2010, que aperfeiçoou a regulamentação de contratação do uso da transmissão, estabelecendo que os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST de todas as centrais de geração fossem adequados até 30 de abril de 2011, o que foi cumprido no prazo regulamentar para todos os 127 contratos.

Nos meses de abril e maio de 2011, foi permitida a adequação dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST das concessionárias e permissionárias de distribuição e das unidades consumidoras conectadas à Rede Básica em decorrência da publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 429/2011, que alterou a Resolução Normativa ANEEL nº 399/2010, criando um período de transição para a aplicação das tarifas de uso do sistema de transmissão no período fora de ponta.

Com relação à celebração de contratos, foram assinados 18 novos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, 57 novos Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão – CUST, 95 novos Contratos de Conexão aos Sistemas de Transmissão – CCT e Contratos de Compartilhamento de Instalações – CCI além de cinco novos contratos e dois termos aditivos aos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares – CPSA.

### **2.8.5 - Apuração Mensal de Serviços e Encargos**

A Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão – AMSE envolve basicamente, o cálculo dos valores das receitas a serem pagas aos prestadores do serviço da Transmissão (concessionárias de transmissão e ONS) e os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST e Setoriais a serem cobrados de cada usuário da Rede Básica e Rede de Fronteira.

O processo da AMSE considera todos os parâmetros necessários aos cálculos das receitas (Receita Anual Permitida, Parcela de Ajuste de Ciclos Anteriores, dentre outros), encargos (tarifas, demandas e gerações contratadas), bem como, todas as variáveis envolvidas (Parcela Variável devido à Indisponibilidade de Instalações, Adicionais Financeiros devido à Ultrapassagem de Demanda, Novos Agentes, Orçamento Modulado do ONS, Receita de Novas Obras).

A AMSE finalizou o ano com 90 concessionárias de transmissão e 234 usuários, sendo 228 permanentes e seis temporários. O total de encargos cobrados e receitas pagas no ano atingiu o valor de R\$ 11,622 bilhões.

Deu-se início nesse ano à apuração dos adicionais financeiros associados à ultrapassagem dos valores contratados pelos agentes de distribuição, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 399/2010, que aperfeiçoou a regulamentação de contratação do uso da transmissão. Outro fato relevante de 2011 foi o início do cálculo dos encargos de uso associados ao posto tarifário fora de ponta para agentes de distribuição e consumidores livres.

### **2.8.6 - Sistema de Medição para Faturamento - SMF**

Em 2011 foram emitidos cerca de 2400 pareceres técnicos relativos a projetos básicos e de relatórios de comissionamento de instalações de medição para faturamento, o que corresponde a uma média mensal durante o ano de mais de aproximadamente 200 documentos.

### **3 – RESULTADOS DA GESTÃO EM 2011**

#### **3.1 – Relacionamento Institucional do ONS**

Em 2011, o ONS deu continuidade ao relacionamento institucional com a sociedade, concentrando seu foco no setor elétrico.

Desenvolvido para sistematizar o relacionamento com os agentes associados, entrou em operação no final do ano o Cadastro de Dados para Relacionamento Externo (CDRE), um portal *web* que unifica e concentra as informações sobre os agentes associados e seus representantes nos processos técnicos elaborados pelo ONS. O CDRE possibilita a divulgação de reuniões e eventos, a consulta aos produtos emitidos e a automatização da troca de informações entre os agentes e as equipes do ONS. Ao longo do segundo semestre, foi feita a inserção e a consolidação das informações existentes em diversas áreas da organização, além do treinamento das equipes nas diferentes localidades. No primeiro semestre de 2012, toda a rede de agentes passará a ter acesso ao CDRE.

As associações setoriais também foram foco das ações de relacionamento do ONS. Foram realizadas palestras pela direção do Operador nas principais associações setoriais – ABDIB, ABRACE, ABRACEEL, ABRAGET, APINE e COGEN – para apresentar os resultados dos estudos desenvolvidos, bem como para discutir outros assuntos de mútuo interesse. Um dos principais fóruns para o relacionamento com as associações foi o 8º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico, importante evento do setor elétrico em que o ONS esteve presente.

Foi também tratado com muita atenção o relacionamento com as universidades, com a entrada em funcionamento no final do ano, no ambiente do CDRE, do Espaço UNI-ONS, especificamente dedicado à troca de informações com os representantes das Universidades.

O ONS participou em 2011 de outros eventos que permitiram reforçar o relacionamento com segmentos específicos do público externo:

- 4º Seminário de Conselhos de Consumidores;
- 2º TOPSEP – Taller Latinoamericano de Operación de Sistemas Eléctricos de Potência;
- Workshop IBAMA;
- Seminário na Câmara dos Deputados sobre Modicidade Tarifária, Concessões e Qualidade do Fornecimento;
- Audiência Pública na Câmara dos Deputados sobre condições de suprimento no SIN;
- Energy Summit 2011

- Encontro com o Comitê Olímpico Internacional sobre as condições de suprimento em 2016

Houve ainda um intenso relacionamento com o Tribunal de Contas da União, no sentido do fornecimento de informações sobre a continuidade do suprimento ao mercado de energia elétrica.

Foi concluído em 2011 o Plano de Gestão da Comunicação em Situações de Crise, que tem como objetivo aprimorar a comunicação do Operador com os seus públicos de interesse em momentos críticos, visando a preservar sua imagem e sua reputação. O Plano estabelece políticas e procedimentos a serem seguidos na ocorrência de interrupções temporárias do suprimento de energia elétrica ao mercado consumidor. Está em curso o detalhamento dos procedimentos internos ao Operador, bem como a articulação externa com outros participantes do processo, como o MME, a ANEEL e os Agentes. Sua implantação efetiva ainda depende da aprovação dessas instituições. O Plano foi construído após um trabalho de *benchmarking* realizado com empresas nacionais de grande porte e com os Operadores de Sistemas participantes do VLPGO.

Com o objetivo de manter a sociedade informada sobre as condições de suprimento de energia e sobre os resultados da operação do SIN, o ONS manteve estreito contato com a mídia, tanto por meio de entrevistas de seu Diretor Geral, quanto com os esclarecimentos prestados pela equipe de comunicação externa. O percentual de exposição favorável do ONS na mídia impressa em 2011 foi de 94%.

O *website* do ONS recebeu em média 1.460 visitas externas por dia durante o ano, comprovando sua importância como instrumento de divulgação das atividades técnicas do Operador e de relacionamento com os internautas. A seção Fale Conosco do site recebeu em média 94 mensagens de visitantes por mês.

As atividades do ONS na operação centralizada do SIN despertaram o interesse de outros segmentos do público externo, especialmente de estudantes, técnicos do setor e técnicos estrangeiros, atendidos pelo Programa de Visitação Institucional. Diversas delegações estrangeiras foram recebidas no Escritório Central. No Centro Nacional de Operação do Sistema, em Brasília, foram realizadas 25 visitas, com 428 visitantes. No Centro Regional de Operação Sudeste, no Rio de Janeiro, houve 20 visitas técnicas, totalizando 300 visitantes. Em Florianópolis, houve seis visitas técnicas no ano e no Recife, oito.

No âmbito das relações institucionais do ONS com a CCEE e com a EPE, merece destaque o crescimento da integração e da cooperação na realização das atividades, estudos e projetos, através dos Acordos Operacionais existentes com essas organizações, e que contribuem com o aumento da eficiência do setor elétrico brasileiro.

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

Em 2011, o total de Agentes Associados ao ONS alcançou 282 associados (número 11 % superior ao ano anterior, de 254 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. Para nivelar estes Agentes Associados a cerca das atividades desenvolvidas, o ONS realizou seis Encontros Técnicos ONS/Agentes.

Foram emitidos, nesse ano, 452 Termos de Liberação para entrada em operação de instalações de transmissão, e 453 Declarações de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede para instalações de geração. Foi também realizada a classificação da Modalidade de Operação de 156 usinas, sendo 64 classificadas como Tipo I, 29 como Tipo II e 63 como Tipo III.

Durante o ano foram implementadas ações de captação visando principalmente a uma maior aproximação com os agentes cujas obras estavam compreendidas no horizonte de doze meses à frente, provendo assim, o suporte necessário para que o processo ocorra de forma eficiente. Foram realizadas seis reuniões com a participação dos novos agentes que estavam se integrando ao setor elétrico, e também de agentes já integrados, que estavam implantando novas instalações ao SIN. As reuniões contaram com a participação dos Núcleos e Centros Regionais e das áreas técnicas do ONS.

### **3.3 – Relacionamento Estratégico Internacional do ONS**

#### **3.3.1 - Very Large Power Grid Operators – VLPGO**

Considerando que o VLPGO é um fórum privilegiado para o tratamento de assuntos de interesse para a operação do sistema elétrico brasileiro, o ONS manteve em 2011 sua participação neste grupo. Nesse ano, a presidência foi exercida pelo Diretor Geral da Red Eléctrica de España, sendo aprovado na reunião anual do VLPGO, em novembro, que a presidência será exercida em 2012 pelo Presidente da Reseau de Transport de Electricité, da França.

O ONS participou diretamente dos trabalhos desenvolvidos a respeito dos temas que foram considerados prioritários, tendo assumido a coordenação em alguns desses assuntos:

- Integração de fontes renováveis;
- Sistemas de corrente contínua em extra-alta tensão (800 kV);
- Segurança *versus* custo na avaliação da confiabilidade;
- Melhores práticas para a recomposição de sistemas de grande porte;

- Superação de níveis de curto circuito em equipamentos e instalações;
- Especificação e avaliação da aplicação de Phasor Measurement Units (PMU);  
e
- Comunicação.

Considerando a evolução prevista na composição da oferta e da demanda de energia elétrica no mundo, o ONS acompanha ainda assuntos que terão certamente rebatimentos importantes para a operação do SIN no futuro, como:

- Desenvolvimento e penetração dos veículos elétricos;
- Sistemas de armazenamento de energia;
- Evolução do conceito e da aplicação do SmartGrid; e
- Novos modelos para a previsão de carga.

Cabe destacar que, em 2011, o VLPGO continuou sendo um dos fóruns mais importantes em que o ONS está se mantendo atualizado sobre evoluções tecnológicas de interesse dos maiores operadores do mundo.

### 3.3.2 - Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER

O ONS participou como palestrante em diversos 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.

Nesse contexto, destacam-se o II Seminário de Operação de Sistemas de Potência em Estado de Emergência, realizado na República Dominicana, e a 46ª Reunião de Altos Executivos da CIER, em Santiago do Chile.

Além disso, como representante brasileiro no Grupo de Trabalho de Operadores e Administradores de Mercado, o ONS vem participando do desenvolvimento de importantes projetos, tal como a concepção do Projeto SIGER/Atlas, que tem por objetivo desenvolver um sistema gestor de dados para integração energética regional e um atlas geográfico regional georreferenciado.

Destaca-se ainda em 2011 a eleição do Diretor Geral do ONS para a Presidência da CIER, no período compreendido entre novembro/2011 e novembro/2013, com a missão de reforçar as alianças em direção à promoção da integração elétrica regional, em especial no âmbito dos países do MERCOSUL.

### 3.4 – A Mudança para Novas Instalações

O ONS deu início em 2009 ao processo de mudança de suas instalações no Rio de Janeiro, em Recife e em Florianópolis, considerando projeções sobre o seu futuro e estimativas de crescimento para o horizonte de 2020. 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 da organização.

Os locais das novas instalações foram escolhidos: o bairro da Cidade Nova, no Rio de Janeiro, o bairro de Santo Amaro, em Recife, e o complexo Office Park, em Florianópolis. Os prédios estão em construção segundo contratos de locação que o ONS assinou com seus proprietários-empresendedores.

As novas instalações abrigarão ambientes de estudos, no Escritório Central e nos Núcleos Regionais, e ambientes operativos, nos Centros Regionais de Operação, o que impõe requisitos especiais de redundância e confiabilidade para assegurar condições adequadas de funcionamento. Os prédios serão construídos com a utilização de ambientes ecologicamente corretos, reduzindo o impacto no meio ambiente, sendo conferida aos prédios a certificação de *green building*, na categoria básica. Práticas de eficiência energética e de reutilização de água também contribuirão para a redução dos custos de operação e manutenção, em prol da modicidade tarifária.

As contratações foram realizadas na modalidade *built to suit*, uma forma de contratação cujas cláusulas envolvem peculiaridades técnicas, jurídicas e negociais. Essas transações são regidas por Contratos de Locação Atípica (CLA), que têm como anexo um Memorial Descritivo em que estão estabelecidos os detalhes do fornecimento básico, adequados às necessidades do Operador. Complementando o fornecimento básico, o ONS necessita para seu funcionamento que vários outros requisitos sejam atendidos, denominados itens de enxoval. Qualitativamente, esses itens são bastante semelhantes para cada um dos três novos prédios.

Levando em conta a importância de que o ONS cumpra as responsabilidades contratuais assumidas, assegure a aderência do fornecimento ao que foi contratado e tenha todos os seus requisitos atendidos, tanto no fornecimento básico quanto nos itens do enxoval, foram realizadas contratações de serviços adicionais, uma vez que o Operador não dispõe em seus quadros do conhecimento específico nesse assunto.

Para a gestão da implantação das novas instalações nas três localidades foi estabelecido um modelo de assessoramento que incluiu a identificação da estrutura de suporte para o acompanhamento e controle dos eventos e etapas contratuais para a construção dos prédios, execução dos itens especiais de infraestrutura, gestão da mudança física para os novos prédios e devolução dos prédios atualmente ocupados aos seus proprietários. Essa estrutura compreende três funções específicas: o Gestor do Fornecimento do Enxoval, o próprio empresário de cada prédio, evitando diluição de responsabilidades; o Gestor do Comissionamento, responsável pela

análise técnica e econômica das obras e pelo aceite das instalações; e o Project Manager Officer (PMO), assessorando ao ONS na gestão global dos processos.

### **Características funcionais dos empreendimentos**

Os prédios foram concebidos observando a horizontalidade dos espaços de escritórios, privilegiando a integração dos grupos de trabalho e a funcionalidade, com o apoio de infraestrutura direcionada à eficiência energética e sustentabilidade, aliadas ao conforto dos usuários.

A eficiência energética será garantida pelos revestimentos de fachadas, sistemas de ar condicionado com modernos *chillers*, insuflamento pelo piso elevado e controle local de temperatura e umidade, sistemas de iluminação dimerizados e com lâmpadas de alto rendimento (*led*), elevadores automáticos e com controle de chamadas. Estas facilidades estão alinhadas com a certificação *green building*, alcançada por projetos especializados, sem aumento de custos de investimento.

O objetivo de sustentabilidade será alcançado por meio de sistemas que resultam em economia de energia elétrica e reutilização de água.

Uma vez que em todas as localidades as instalações incluirão ambientes de escritório e ambientes operativos, as novas instalações terão funcionalidades comuns e dimensões diversas, em função do número de empregados em cada localidade.

Estes atributos irão garantir custos futuros de O&M, por área ocupada, bem abaixo dos atuais. Também contribui para essa redução de custos o fato de que toda a infraestrutura necessária para suportar as funcionalidades que serão instaladas nos prédios, independentemente de suas datas de implantação, já está sendo considerada desde o início do projeto, com o objetivo de evitar retrabalho.

O Plano de Ocupação privilegia a continuidade do funcionamento das atividades finalísticas do ONS e, por conta disso, a infraestrutura predial foi projetada dentro do critério de dualidade e confiabilidade da norma internacional Uptime, no nível TIER III, seguindo práticas adotadas internacionalmente em instalações de operadores de sistemas.

Em dezembro de 2011 no prédio do Rio de Janeiro 70% da etapa de infraestrutura já havia sido implantada. Nos prédios de Florianópolis e de Recife, na mesma ocasião, já estavam sendo instalados os acabamentos elétricos, hidráulicos e de ar condicionado e finalizadas as obras civis e acabamentos. Os prédios de Recife e Florianópolis deverão estar disponíveis para ocupação no final de 2012. O prédio do Rio de Janeiro deverá ter sua ocupação iniciada no primeiro semestre de 2013.

### 3.5 – Plano de Ação 2010-2013

O ONS anualmente elabora seu Plano de Ação para os três próximos ciclos orçamentários, com a finalidade de assegurar as condições técnicas e corporativas apropriadas para cumprimento de suas atribuições na 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 conformidade com as orientações estratégicas, bem como os programas e projetos correlatos, considerando os seguintes aspectos:

- Os objetivos estratégicos e seus respectivos desafios e ações prioritárias;
- Os dispêndios relativos aos programas e respectivos projetos a serem desenvolvidos no período, dando continuidade ao aperfeiçoamento e à atualização constante do Operador em termos tecnológicos, corporativos de seus processos e procedimentos técnicos;
- As diretrizes para elaboração dos programas de trabalho de cada uma das áreas do Operador.

Os objetivos estratégicos aprovados pela Diretoria para o ciclo são:

- I. Dispor dos recursos para a gestão da segurança eletro-energética do SIN
- II. Aumentar a capacidade para prevenção e gestão de situações de crise
- III. Aperfeiçoar a atuação como gestor das redes de agentes e de suas instalações e participante da rede de instituições
- IV. Aprimorar a capacidade de gestão para o pleno exercício das funções finalísticas.
- V. Obter o reconhecimento pelos resultados e benefícios alcançados

Para o alcance dos objetivos estratégicos, o Plano de Ação atual contempla uma carteira de 55 projetos, agrupados em 9 programas.

Dentre os resultados alcançados durante o ano de 2011, devem ser destacados os seguintes projetos:

- Continuidade da execução do Projeto Novas Instalações do ONS em Florianópolis, Recife e Rio de Janeiro.
- Consecução do Projeto REGER, cujo objetivo principal é a disponibilização do sistema de gerenciamento de energia para instalação nos Centros de Operação do Sistema do ONS.
- Desenvolvimento do Projeto Básico do Sistema de Transmissão do Madeira.
- Evolução do Programa Trajetórias de Carreira.

- Desenvolvimento e implantação de melhorias prioritárias nos processos de obtenção de bens e serviços e gestão de contratos.

### **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.

Foi aprovada pela ANEEL, em novembro de 2011, a versão 2.0 dos Módulos 2, 6, 9, 12, 13, 23 e 26 dos Procedimentos de Rede, por meio da Resolução Normativa 461/2011. Essa revisão contemplou a compatibilização dos Procedimentos de Rede com as Resoluções emitidas pela ANEEL em 2009 e 2010, conferindo, assim, maior consistência ao normativo setorial.

Considerando a necessidade de permanente atualização dos Procedimentos de Rede para assegurar a adequação à legislação e regulamentação vigentes, garantir a permanente consistência e integração entre os diversos Módulos, bem como possibilitar a incorporação de aprimoramentos nos processos por eles descritos, foi implementada uma sistemática de revisão periódica desses procedimentos.

Em 2011, foi iniciado o primeiro ciclo de aplicação dessa sistemática de revisão, que incluiu a realização de 19 workshops externos, com ampla participação dos agentes. O foco principal dessa primeira revisão foi a avaliação das responsabilidades e processos atualmente descritos nos Procedimentos de Rede, visando conferir ao ONS mais amplo acesso a informações consideradas relevantes para a garantia da segurança do SIN e maior poder para a obtenção dessas informações com a agilidade necessária. Os módulos revisados deverão ser encaminhados no primeiro semestre de 2012 para apreciação e aprovação da ANEEL.

No que se refere à Gestão de Riscos, a partir das orientações do Planejamento Estratégico do ONS, foram realizadas em 2011 análises de diversos processos que têm influência direta na segurança elétrica do SIN, para a avaliação dos riscos inerentes e identificação das oportunidades de melhoria. O foco das análises foi direcionado para os seguintes processos e seus controles: Programação de Intervenções em Instalações da Rede de Operação; Análise de Perturbações; Estudos de Recomposição do Sistema; Gestão dos Sistemas de Proteção e Controle, Acompanhamento de Manutenção de Equipamentos e Linhas de Transmissão, Elaboração do PAR, Emissão de Termos de Liberação e Declarações de Atendimento aos Procedimentos de Rede. As melhorias identificadas estão sendo objeto de implementação, conforme planos de aprimoramento definidos para cada processo.

Foi dada continuidade à Auditoria Externa dos dados de entrada do PMO e suas revisões, e dos dados apurados pelo CNOS utilizados pela CCEE e pelos processos de planejamento eletroenergético, tendo sido emitidos pela empresa auditora os Relatórios de Asseguração relativos a todos os meses do período analisado, evidenciando a adequação dos processos realizados. A empresa de auditoria também

indicou oportunidades de melhoria que já foram ou estão sendo implementadas pelo ONS, visando a assegurar um aprimoramento contínuo dos processos realizados.

Na área corporativa, ressalta-se o levantamento de vulnerabilidades associadas aos processos do ONS. Essas vulnerabilidades estão relacionadas às aquisições e contratações, à apuração e retenção de tributos e ao atendimento à legislação trabalhista e fiscal. O ONS vem efetuando o monitoramento regular e sistemático de seu grau de exposição, possibilitando uma atuação preventiva mais efetiva.

### **3.7 – Gestão de Pessoas**

A gestão de pessoas no ONS procura o permanente alinhamento a seus objetivos estratégicos, visando à sustentabilidade da organização. As ações empreendidas podem ser agrupadas em três dimensões principais: atração, desenvolvimento e retenção dos empregados.

Em 2011, o quadro de pessoal próprio foi composto de 721 empregados, acrescido de 45 *trainees* e 37 estagiários, distribuídos nas localidades de Brasília, Recife, Florianópolis e Rio de Janeiro.

#### **Atração**

**Recrutamento e Seleção** – Os processos internos e externos de recrutamento e seleção de pessoal permitiram em 2011 o preenchimento de 53 postos de trabalho na organização.

**Programa Construir** – O Programa *Trainee*, realizado anualmente, recruta e seleciona *trainees* de nível superior e técnico que permanecem na organização pelo período de dois anos. Os participantes passam por um programa de capacitação direcionado para o setor e pautado na convivência com os profissionais mais experientes da organização. Após um processo de avaliação, eles têm a oportunidade de participar nos processos seletivos internos.

No ciclo de 2011, após um rigoroso processo seletivo com mais de 2.000 candidatos inscritos, foram admitidos 34 *trainees*, sendo 27 de nível superior e sete de nível técnico.

O programa foi aprimorado nesse ano com a extensão do período de integração e a adoção de rodízios customizados, conforme a necessidade de cada área. Em 2011, sete participantes do programa foram admitidos no quadro do Operador.

O Programa Construir também tem a finalidade de selecionar estagiários e promover seu desenvolvimento por meio de sua inserção em atividades do ONS compatíveis com sua formação, preparando-os para um possível futuro aproveitamento como *trainee*. Em 2011, foram admitidos 29 estagiários, distribuídos nas áreas de Engenharia Elétrica, Engenharia Civil, Administração, Biblioteconomia, Serviço Social e Secretariado.

## **Retenção**

**Programa Trajetórias de Carreira** – Iniciado em 2009, o Trajetórias de Carreira tem como objetivo proporcionar maior visibilidade para os empregados sobre as perspectivas de evolução profissional no ONS, o que se constitui em um elemento de retenção e satisfação interna. Formulado por um grupo de modelagem, composto por gestores de diversas áreas da organização, em parceria com a FIA/USP, o programa teve seu conteúdo aperfeiçoado a partir de sugestões de profissionais de diferentes níveis hierárquicos e áreas da organização.

Em 2011, foi concluída a estrutura básica do Programa Trajetórias de Carreira. Em função de sua formação e experiência, foi realizado o enquadramento preliminar dos empregados nos eixos de carreira. Outro importante resultado foi a integração dos Valores Organizacionais às Competências consideradas no programa.

**Plano de Gestão de Cargos e Remuneração** – O PGCR tem como objetivos assegurar a competitividade da remuneração praticada pelo ONS frente ao mercado, consolidar a prática da meritocracia e promover o reconhecimento como valor organizacional. Está dividido em quatro pilares: Estrutura de Cargos e Salários, que segue a metodologia do Hay Group; Acompanhamento do Mercado, através de pesquisa salarial; Regras e Critérios para Movimentações; e Remuneração por Resultados.

Um dos principais destaques do ano foi a elaboração da proposta de revisão estrutural do PGCR, incluindo a revisão da política de remuneração e da estrutura de cargos e salários. Este trabalho contou com a participação de um grupo misto de gestores e empregados, com representantes de todas as diretorias e localidades, da Diretoria, de uma comissão de membros do Conselho de Administração, e recebeu ainda sugestões dos Sindicatos. Seu objetivo foi proporcionar maior aderência do PGCR às práticas do mercado, aumentando desse modo a competitividade para captação e retenção de profissionais com elevado nível de qualificação.

**Programa de Gestão de Saúde** – Implantado em 2010, o programa busca promover o equilíbrio físico, mental e social dos empregados e de seus familiares por meio de três pilares: a Prevenção, o Gerenciamento das Informações de Saúde e a Otimização Assistencial.

No pilar de Prevenção da Saúde, foram realizadas em 2011 diversas ações com o objetivo de estimular um estilo de vida saudável: Alongue-se; campanha contra hepatite B e C; Vigilantes do Peso; participação dos empregados em corridas locais; palestra sobre prevenção do câncer; oficinas de nutrição; campanha contra as doenças de verão.

## **Desenvolvimento e Retenção**

**Capacitação em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico (CAISE)** – Realizado desde 2005 em parceria com o IAG/PUC-Rio, o programa passou por reformulação estrutural e qualitativa. Em julho de 2011, foi implantando em novo formato, distribuído em três módulos: Gestão Empresarial; Fundamentos do Setor Elétrico; Aspectos Institucionais e Alinhamento Estratégico.

Com 26 alunos participantes, o programa está atualmente direcionado ao grupo de profissionais especialistas, seniores e plenos, sendo reconhecido pelo Ministério da Educação como um curso de longa duração - MBA (360h – 396h).

**Programa Compartilhar** – Tem como objetivo promover a disseminação de conhecimento sobre temas relacionados ao negócio do ONS por meio de palestras, que são registradas e disponibilizadas pela Biblioteca, ampliando assim o acervo de informação técnica e gerencial disponível. Em outubro de 2011, foi realizada a palestra Sistema REGER – Integrando os Centros de Operação do ONS.

**Programa de Certificação e Desenvolvimento de Operadores** – Avalia os operadores de sistemas quanto a aspectos comportamentais, físicos e técnicos, a cada três anos, e, a partir dos resultados, realiza ações de desenvolvimento individual ou em grupo, promovendo o aprimoramento das equipes que atuam nas Salas de Controle.

No período de março a junho/2011, foram realizadas 90 avaliações comportamentais com vistas ao processo de recertificação. Os resultados foram apresentados individualmente a cada operador participante e discutidos com os gerentes de tempo real, para formular ações de treinamento e desenvolvimento recomendadas para cada profissional.

**Programa de Desenvolvimento de Secretárias (PDS)** – Tem como público-alvo as assistentes administrativas de diretoria e de gerência executiva. Seus objetivos são: promover a compreensão da importância do trabalho da secretária para a boa imagem da empresa; aprimorar habilidades como etiqueta empresarial, comunicação oral e escrita, administração do tempo e assessoramento ao gestor. Em 2011, foi realizado um levantamento e análise das principais demandas de seu público e planejados os temas focais para ações de desenvolvimento a serem implementadas no primeiro semestre de 2012.

**Programa Mais Valor** – É um programa de desenvolvimento interno voltado à capacitação dos empregados por meio de cursos sobre temas de interesse da organização, alinhados ao seu planejamento estratégico, ministrados por seus próprios colaboradores. 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. Para esse projeto, foi criado um grupo de trabalho para acompanhar todas as etapas do processo – da definição dos temas prioritários à formatação pedagógica dos cursos, envolvendo a validação dos conteúdos, o desenvolvimento da metodologia, do material didático e dos professores.

Em 2011, de janeiro a dezembro, foram realizadas sete turmas de quatro cursos: Gerenciamento de Projetos (1 turma), Transmissão em Corrente Contínua (HVDC) – Módulo I (4 turmas), Proteção de Sistemas de Potência (1 turma) e Subestações e Equipamentos de Extra Alta Tensão (1 turma), com total de 161 empregados participantes. Para atender às necessidades das diferentes localidades, dois cursos ocorreram no Escritório Central, três em Brasília, um no COSR-SE e um em Florianópolis. A qualidade dos cursos e de seus professores é plenamente reconhecida pelos participantes.

**Programa de Integração de Gestores** – Concebido para facilitar a ambientação dos novos gestores, acolhendo-o e reforçando sua percepção de ser parte integrante do Operador, este programa facilita a inserção do profissional em sua nova função e no relacionamento com suas principais interfaces, além de proporcionar visão global da organização. Em 2011, um novo gerente participou do programa.

**Programa de Integração de Novos Empregados** – De forma análoga ao anterior, este programa tem foco e conteúdo específicos para os empregados que ocupam diferentes funções na organização. Em julho e setembro de 2011, foram realizadas duas turmas do programa, integrando 23 novos empregados ao ONS.

**Plano de Desenvolvimento Individual (PDI)** – O processo de desenvolvimento de cada colaborador deve ser decorrente de um alinhamento entre os objetivos da organização e as suas necessidades individuais de capacitação. A elaboração dos Planos é uma responsabilidade compartilhada entre o gestor e seu subordinado, de modo a garantir sua efetividade. Cabe ao gestor apoiar e orientar sua equipe, não apenas no alinhamento de expectativas e necessidades específicas de curto prazo, mas em questões mais abrangentes como, por exemplo, a trajetória de carreira de médio e longo prazo dentro da organização. Em 2011, todos os empregados tiveram seus PDI formulados e 74% deles passaram por alguma forma de treinamento.

Dentre as ações de treinamento empreendidas em 2011, merecem destaque:

- A Amana-Key, um centro de excelência focado no desenvolvimento em liderança e gestão, é parceiro do ONS desde 2008. Durante 2011, 12 gestores participaram de cursos oferecidos pela instituição.
- O ONS desenvolveu internamente o Curso Básico de Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, considerando as necessidades de desenvolvimento dos engenheiros e operadores de seus Centros de Operação. Em 2011, foram realizadas 12 edições do curso, sendo três em cada localidade, totalizando 155 participantes.
- São considerados cursos de longa duração aqueles com carga horária igual ou superior a 180 horas, tais como os de pós-graduação, mestrado e especialização. O ONS inclui entre suas ações de treinamento e desenvolvimento a realização de cursos de longa duração em instituições de ensino de renome nacional, como: COPPE/UFRJ, UNIFEI, IBMEC e UFF. Em 2011, oito empregados selecionados iniciaram cursos desse tipo, além de três que já se encontravam cursando.
- O ONS estabeleceu em 2010 uma parceria com o Grupo de Estudos do Setor Elétrico, GESEL/ UFRJ, para formatar um curso direcionado aos jovens trainees e engenheiros juniores. Seus objetivos são: ampliar e consolidar conhecimentos básicos sobre o setor elétrico e contribuir para a integração interna e para o aumento da produtividade e retenção desses profissionais. Composto por onze seminários, com carga total de 44 horas, o curso inclui uma avaliação final individual. Sua primeira edição encerrou-se em março de 2011, com a entrega dos trabalhos finais. Para sua continuidade no ciclo

2011/2012, haverá um processo de reestruturação e redirecionamento, já em andamento.

- Foram concluídos os treinamentos em Engenharia de Software ministrados por professores da UFRJ para a equipe de TI corporativa, permitindo a atualização de conhecimentos e o aprimoramento nas técnicas utilizadas.

**Gestão de Desempenho (GD)** – O ciclo 2011 de GD mostrou sua efetividade como instrumento para a gestão de pessoas e de processos no ONS. As metas individuais estabelecidas para os empregados foram avaliadas por seus gestores e consideradas como parte da Performance Organizacional, contribuindo para os resultados da organização. Todos os empregados avaliaram seus gestores diretos, registrando seus feedbacks. Em 2011, foi construído e aplicado um modelo estruturado de *feedback*, com o propósito de aprimorar essa prática, envolvendo 482 empregados.

**Gestão de Desligamentos** – Em função de um cenário mais aquecido de oportunidades, especialmente no Rio de Janeiro, houve em 2011 uma movimentação mais acelerada de empregados, com um total de 42 desligamentos. O aquecimento do mercado profissional do setor elétrico e de áreas especializadas em TI, juntamente com a escassez de mão de obra qualificada nesses mercados, provocaram dificuldades para a reposição dos profissionais que se desligaram.

**Programa de Transição e Orientação de Carreira** – Tem como objetivo preparar os ex-empregados do ONS, com o apoio de assessoria especializada, a redefinir suas trajetórias de carreira e identificar seus pontos fortes, de forma a buscar novos caminhos e oportunidades para sua reintegração no mercado de trabalho. Em 2011, quatro ex-empregados participaram do programa.

### **3.8 – Telecomunicação e Tecnologia da Informação**

O ONS é uma organização que faz uso intensivo do processamento de informação. Seus processos finalísticos são fortemente baseados no uso de TI. As prioridades estabelecidas em 2011 para essa área enfocaram a gestão do desenvolvimento de aplicativos em todas as fases de seu ciclo de vida; o monitoramento dos ambientes computacionais; a automação dos processos; a integração de informações com a ANEEL e a CCEE; e no melhor atendimento aos usuários dos produtos e serviços de TI. Também destaca-se a participação na preparação das estruturas tecnológicas das novas instalações no Rio de Janeiro, Recife e Florianópolis.

Entre os principais resultados das ações empreendidas pela área de TI corporativa em 2011, destacam-se:

- Implantação do aplicativo SINI (Sistema de Integração de Novas Instalações), permitindo a avaliação dos requisitos técnicos e dos termos de testes, provisórios e definitivos para liberação para entrada em operação de novas instalações do SIN.
- Implantação do *software* Team Foundation Server (TFS), para automação do processo de desenvolvimento e manutenção de aplicativos.

- Implantação do Cadastro de Dados para Relacionamento Externo (CDRE), permitindo a centralização e uniformização das informações cadastrais dos representantes de agentes e contatos do ONS.
- Implantação da integração eletrônica de informações entre o ONS e a ANEEL e entre o ONS e a CCEE, visando a suprir insumos dos processos de negócios dessas instituições.
- Implantação de ferramenta de automação de processos e de um primeiro fluxo para atendimento à área de normatização, análise e estatística da operação.
- Suporte aos testes do REGER no Centro Regional de Operação Sudeste, relativo à carga do cadastro elétrico da Base de Dados Técnica (BDT), para o ambiente do tempo real.
- Implantação do ambiente analítico financeiro, visando a apoiar os vários estudos financeiros e de controle e acompanhamento orçamentário.
- Implantação de ferramentas para monitoração do ambiente de produção dos aplicativos do ONS.
- Utilização de componentes de arquitetura empresarial para o suporte à automação do processo de desenvolvimento, visando à melhor gestão e integração dos produtos e facilitando o conhecimento de processos, sistemas e tecnologia.

### **3.9 – Gestão Econômico-Financeira**

A gestão econômico-financeira do ONS no exercício de 2011 deu continuidade ao processo de aprimoramento do controle orçamentário, resultando na otimização dos recursos financeiros provenientes dos encargos de uso da transmissão e da contribuição de seus associados.

As demonstrações financeiras foram elaboradas e são apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e em consonância com as instruções contidas no Manual de Contabilidade do ONS, instituído pela ANEEL.

#### **Orçamento do Exercício**

O orçamento econômico-financeiro do ONS, aprovado pela ANEEL através da Resolução ANEEL nº 2.459, de 29 de junho de 2010, para o período compreendido entre julho de 2010 a junho de 2011, foi de R\$ 366.883 mil, sendo R\$ 178.831 mil previstos para o semestre findo em 31 de dezembro de 2010 e R\$ 188.052 mil previstos para semestre findo em 30 de junho de 2011.

O orçamento relativo ao período compreendido entre julho de 2011 a junho de 2012, aprovado pela Resolução ANEEL nº 3.033, de 16 de agosto de 2011, foi de

R\$ 451.489 mil, compreendendo R\$ 213.785 mil para o semestre findo em dezembro de 2011 e R\$ 237.704 mil para o semestre a findar-se em 30 de junho de 2012.

Desta forma, o orçamento previsto para o período de janeiro a dezembro de 2011 correspondeu ao montante de R\$ 401.837 mil e a realização orçamentária alcançou R\$ 339.395 mil, perfazendo uma realização de 84% no exercício.

### **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\$ 335.502 mil e R\$ 13.179 mil, respectivamente, durante o exercício de 2011.

### **Balanço Patrimonial**

Dentre as variações ocorridas no balanço patrimonial de 2011, destacam-se as rubricas de impostos a compensar, intangível e obrigações trabalhistas, cujos detalhamentos dos eventos ocorridos no exercício estão apresentados nos itens 9, 11 e 15 das Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras.