

Relatório Anual do ONS 2009

Índice

1 – Informações Institucionais	4
1.1 – Membros Associados do ONS	4
1.2 – Conselho de Administração	8
1.3 – Conselho Fiscal	9
1.4 – Diretoria do ONS	10
1.5 – Mensagem do Conselho de Administração	11
1.6 – Mensagem do Diretor Geral	12
2 – Resultados Técnicos em 2009	15
2.1 – Planejamento e Programação da Operação	15
2.1.1 – A Operação Energética	15
2.1.2 – A Operação Elétrica	17
2.1.3 – Evolução dos processos e aprimoramentos metodológicos	19
2.2 – A Operação em Tempo Real	21
2.3 – A Ocorrência de 10 de Novembro de 2009	22
2.4 – Indicadores de Desempenho do SIN em 2009	24
2.5 – A Administração da Transmissão	26
2.5.1 - Ampliações e Reforços	26
2.5.2 - Acesso à Rede Elétrica	28
2.5.3 - Análise de Conformidade de Projetos Básicos com os Requisitos Operacionais Estabelecidos nos Editais de Licitação	29
2.5.4 - Contratos de Transmissão	29
2.5.5 - Apuração Mensal de Serviços e Encargos	30
2.5.6 - Sistema de Medição para Faturamento	30
3 - Resultados da Gestão em 2009	31
3.1 – Relacionamento Institucional do ONS	31
3.2 – Relacionamento Estratégico Internacional do ONS	32
3.2.1 - Very Large Power Grid Operators - VLPGO	32

3.2.2 - Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER	33
3.3 – Relacionamento com Agentes e Integração de Novas Instalações ao SIN	33
3.4 – Plano de Ação 2009-2012.....	34
3.5 – Gestão de Riscos e Gestão dos Procedimentos de Rede	35
3.6 – Gestão de Pessoas	35
3.7 – Telecomunicação e Tecnologia da Informação	38
3.8 – Gestão Econômico-Financeira	39

1 – Informações Institucionais

1.1 – Membros Associados do ONS

NOME DA INSTITUIÇÃO

AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia
AES Uruguaiana Empreendimentos
Afluentes Geração e Transmissão de Energia
Alumar Consórcio de Alumínio
Alumina do Norte do Brasil
Alumínio Brasileiro
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia
Ampla Energia e Serviços
Anglo American
Anglogold Ashanti Brasil Mineração
Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração
ArcelorMittal Brasil
ArcelorMittal Inox Brasil
Arembepe Energia
Artemis Transmissora de Energia
ATE II Transmissora de Energia
ATE III Transmissora de Energia
ATE Transmissora de Energia
ATE VII - Foz do Iguaçu Transmissora de Energia
Barra do Braúna Energética
Borborema Energética
Braskem
Braskem Unib-RS
Brasnorte Transmissora de Energia
Brentech Energia
Cachoeira Paulista Transmissora de Energia
Caiuá - Serviços de Eletricidade
Campos Novos Energia
Campos Novos Transmissora de Energia
Candeias Energia
Canoas Duke
Caramuru Alimentos
Carbocloro Indústrias Químicas
Castelo Energética
Castertech Fundação
CEB Distribuição
CEB Geração
Celg Distribuidora
Celg Geração e Transmissão
Cemig Distribuição
Cemig Geração e Transmissão
Centrais Elétricas Brasileiras
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada
Centrais Elétricas de Pernambuco - Epesa
Centrais Elétricas de Rondônia
Centrais Elétricas de Santa Catarina
Centrais Elétricas do Norte do Brasil

Centrais Elétricas do Pará
Centrais Elétricas do Rio Jordan
Centrais Elétricas Matogrossense
Central Geradora Termelétrica Fortaleza
Cocal Termelétrica
Companhia Brasileira de Alumínio
Companhia Brasileira de Alumínio - Canoas
Companhia de Eletricidade do Acre
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins
Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê
Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
Companhia de Interconexão Energética
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
Companhia Energética Chapecó
Companhia Energética de Alagoas
Companhia Energética de Pernambuco
Companhia Energética de Petrolina
Companhia Energética de São Paulo
Companhia Energética do Ceará
Companhia Energética do Maranhão
Companhia Energética do Piauí
Companhia Energética do Rio Grande do Norte
Companhia Energética Potiguar
Companhia Energética Rio das Antas
Companhia Energética Santa Clara
Companhia Energética São Salvador
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
Companhia Hidroelétrica do São Francisco
Companhia Luz e Força Santa Cruz
Companhia Paraibuna de Metais
Companhia Paulista de Força e Luz
Companhia Piratininga de Força e Luz
Companhia Siderúrgica de Tubarão
Companhia Siderúrgica Nacional
Companhia Transirapé de Transmissão
Companhia Transleste de Transmissão
Companhia Transudeste de Transmissão
Consórcio Candonga
Consórcio Capim Branco Energia
Consórcio Cemig-CEB
Consórcio Empresarial Salto Pilão
Consórcio EnerPeixe
Consórcio Funil
Consórcio Igarapava
Consórcio Jauru
Consórcio Paraibuna
Consórcio Porto Estrela
Consórcio Serra do Facão
Consórcio UHE Guilman Amorim
Copel Distribuição
Copel Geração
Copel Transmissão

Coqueiros Transmissora de Energia
Corumbá Concessões
Cosan Bioenergia - UTE Costa Pinto
Cosan Bioenergia - UTE Usina Rafard
CPFL Geração de Energia
Dona Francisca Energética
DSM Elastômeros do Brasil
Duke Energy International - Geração Paranapanema
EKA Bahia
Elektro - Eletricidade e Serviços
Eletrobras Termonuclear
Eletrogóes
Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo
Eletrosul Centrais Elétricas
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia
Empresa Bandeirante de Energia
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema
Empresa de Transmissão de Energia de Santa Catarina
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai
Empresa de Transmissão do Espírito Santo
Empresa Elétrica Bragantina
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul
Empresa Metropolitana de Águas e Energia
Empresa Norte de Transmissão de Energia
Empresa Paraense de Transmissão de Energia
Empresa Produtora de Energia
Empresa Regional de Transmissão de Energia
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil
Energest
Energética Águas da Pedra
Energética Barra Grande
Energética Camaçari Muricy I
Energisa Borborema – Distribuidora de Energia
Energisa Minas Gerais
Energisa Paraíba
Energisa Sergipe
Enguia Gen BA
Enguia Gen CE
Enguia Gen PI
Espírito Santo Centrais Elétricas
Espora Energética
Expansion Transmissão de Energia
Fibraplac Chapas de MDF
Foz do Chapecó Energia
Foz do Rio Claro Energia
Furnas Centrais Elétricas
Geração CIII
Geradora de Energia do Norte
Gerdau Aços Longos - Barra dos Coqueiros
Gerdau Aços Longos - Caçu
Gerdau Aços Longos - SP

Goiana Transmissora de Energia
Ijuí Energia
Innova
Integração Transmissora de Energia
Interligação Elétrica de Minas Gerais
Interligação Elétrica Norte e Nordeste
Interligação Elétrica Pinheiros
Interligação Elétrica Sul
Investco - Lajeado
Itá Energética
Itapebi Geração de Energia
Itiquira Energética
Itumbiara Transmissora de Energia
Jauru Transmissora de Energia
Lanxess Elastômeros do Brasil
LDC Bioenergia
Light - Serviços de Eletricidade
Light Energia
Linde Gases
Londrina Transmissora de Energia
LT Triângulo
Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica
Maracanaú Geradora de Energia
Mineração Maraca Indústria e Comércio
Mirabela Mineração do Brasil
MMX Minas-Rio Mineração
Monel Monjolinho Energética
MPX Energia
Nordeste Transmissora de Energia
Nova Era Silicon
NovaTrans Energia
Oxitenor Nordeste Indústria e Comércio
Paraíso-Açu Transmissora de Energia
Pedras Transmissora de Energia
Petróleo Brasileiro
Petróleo Brasileiro - Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados, FAFEN-SE
PIE-RP Termelétrica
Poços de Caldas Transmissora de Energia
Porto Primavera Transmissora de Energia
Refinaria Presidente Getúlio Vargas
Retiro Baixo Energética
Ribeirão Preto Transmissora de Energia
Rio Claro Agroindustrial
Rio Grande Energia
Rio Paracatú Mineração
Rio Verde Energia
Rosal Energia
São Mateus Transmissora de Energia
Serra da Mesa Transmissora de Energia
Serra Paracatu Transmissora de Energia
Siderúrgica Barra Mansa
Sistema de Transmissão Catarinense
Sistema de Transmissão Nordeste
Sul Transmissora de Energia
Tangará Energia - Guaporé

Termelétrica Itapebi
Termelétrica Monte Pascoal
Termelétrica Viana
Termo Norte Energia
Termo Pernambuco
Termoaçu
Termocabo
ThyssenKrupp CSA Siderúrgica do Atlântico
Tractebel Energia Suez
Transmissora Sudeste Nordeste
UEG Araucária
Uirapuru Transmissora de Energia
Usina Termelétrica de Anápolis
Usina Termelétrica Norte Fluminense
Usina Xavantes
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais
Vale
Ventos do Sul Energia
Veracel Celulose
Vila do Conde Transmissora de Energia
Votorantim Cimentos
Votorantim Metais Níquel
White Martins

1.2 – Conselho de Administração

Categoria Produção:

- ⇒ Valter Luiz Cardeal de Souza (ELETROBRAS) como titular.
O suplente é Luiz Henrique de Freitas Schnor (CGTEE);
- ⇒ Mozart Bandeira Arnaud (CHESF) como titular.
O suplente é Antonio Bolognesi (EMAE) ;
- ⇒ Fernando Henrique Schuffner Neto (CEMIG).
O suplente é Alexandre Magno Firmo Alves (CDSA);
- ⇒ Maurício Stolle Bähr (TRACTEBEL) como titular. O suplente, Cesar Teodoro (DUKE) foi substituído por Alcides Casado de Oliveira Junior a partir de 18/09/2009;
- ⇒ Xisto Vieira Filho (TERMOPERNAMBUCO) como titular.
A suplente é Maria das Graças Foster (PETROBRÁS).

Categoria Transporte:

- ⇒ Wady Charone Junior (ELETRONORTE).
O suplente é Rogério Ribeiro Abreu dos Santos (NTE);

- ⇒ Ronaldo dos Santos Custódio (ELETROSUL) como titular.
O suplente é Nelson Gravino (ARTEMIS) como suplente;
- ⇒ Celso Sebastião Cerchiari (CTEEP) como titular.
O suplente é Moacir Finotti (CELG);
- ⇒ Elmar de Oliveira Santana (TBE).O suplente,Alessandro Fiocco (TERN), foi substituído por Paulo Mota Henriques (TAESA) a partir de 02/12/2009.

Categoria Consumo

- ⇒ Delson Martini (CEEE) como titular.
O suplente é Eduardo Carvalho Sitonio (CELESC);
- ⇒ Wilson Pinto Ferreira Junior (CPFL) como titular.O suplente, Dorel Soares Ramos (ESCELSA) foi substituído por Michel Nunes Itkes a partir de 16/04/2009;
- ⇒ Britaldo Pedrosa Soares (ELETROPAULO).
O suplente é Luis Fernando Guimarães (LIGHT) ;
- ⇒ Marcelo Maia de Azevedo Correa (NEOENERGIA) como titular.
O suplente é José Antonio Sorge (REDE);
- ⇒ Erico Teodoro Sommer (GERDAU).
A suplente é Vania Lucia Somavilla (VALE).
- ⇒ Márcio Pereira Zimmermann (MME).
O suplente é Ricardo Spanier Homrich (MME).

1.3 – Conselho Fiscal

- ⇒ Silvio Roberto Areco Gomes (CESP) como titular e Pedro José Diniz de Figueiredo (ELETRONUCLEAR) como suplente, representando a Categoria Produção;
- ⇒ Fabio Machado Resende (FURNAS) foi substituído por Cesar Ribeiro Zani (FURNAS) a partir de 10/09/2009 como titular, e Humberto Gomes de Macêdo (PATESA) foi substituído por Marcio Szechtman (TAESA) a partir de 23/09/2009 como suplente, representando a Categoria Transporte;
- ⇒ Rubens Ghilardi (COPEL) como titular e Antonio de Pádua Gonçalves Novaes (CEB) como suplente, representando a Categoria Consumo.

1.4 – Diretoria do ONS

Hermes J. Chipp – Diretor Geral

Darico Pedro Livi

Luiz Alberto Machado Fortunato

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Roberto José Ribeiro Gomes da Silva

1.5 – Mensagem do Conselho de Administração

Para uma adequada e abrangente visualização das múltiplas atividades em que o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS esteve envolvido em 2009, com a devida licença para o uso da analogia, seria necessário utilizar uma lente com *zoom* variável.

Abrindo-a, podemos enfocar o relacionamento internacional do ONS, em seu esforço para a formalização da instituição do Very Large Power Grid Operators - VLPGO, que culminou com a aprovação de seu estatuto neste ano, bem como os avanços alcançados em relação a seus principais desafios técnicos: a preparação de uma especificação sobre unidades de medição fasorial (PMU), a integração de fontes renováveis complementares, a operação de sistemas de alta tensão em corrente contínua (HVDC) e a descrição das melhores práticas mundiais de recomposição.

Fechando um pouco a lente, podemos visualizar o importante papel do Operador na integração eletroenergética com os países vizinhos, utilizando recursos do SIN para suprir necessidades dos sistemas do Uruguai e Argentina.

Limitando ainda mais o alcance da lente, e ajustando-a às fronteiras do SIN, destacam-se o adequado cumprimento das funções institucionais do Operador, com neutralidade e transparência, e o aprimoramento do relacionamento com os Agentes Associados da organização. Destacam-se em 2009 as duas realizações do Encontro com Agentes e Associações, em 8 de junho e 7 de outubro, com significativa presença do público-alvo. Na primeira, diversos assuntos técnicos e de gestão foram compartilhados com os participantes. No segundo encontro, o objetivo foi identificar, sob a ótica dos agentes e associações, quais os principais desafios do Operador para os próximos cinco anos, de modo que fossem considerados no planejamento estratégico para o horizonte 2010-2014.

Finalmente, fechando o *zoom* nos limites da organização, tomam foco as ações para o aprimoramento dos processos técnicos e para a gestão de pessoas, buscando atrair, reter e desenvolver os profissionais de seu quadro próprio. Cabe aqui destacar o trabalho desenvolvido pelo Conselho de Administração, que, com sua formação equilibrada e representativa dos Agentes Associados da organização, dedicou-se em 2009 à análise dos indicadores corporativos de gestão e ao estudo das melhores soluções para a ocupação pelo ONS de instalações físicas mais adequadas e padronizadas no Rio de Janeiro, em Florianópolis e no Recife.

Mesmo reconhecendo que nem com o recurso à analogia podemos antever o futuro, nossa expectativa é de que, contando com a competência da equipe técnica do Operador e com a experiência de sua Diretoria, os novos desafios decorrentes do aumento da complexidade da operação integrada do SIN sejam enfrentados e superados com o mesmo sucesso que tem marcado a trajetória do Operador.

Maurício Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração do ONS

1.6 – Mensagem do Diretor Geral

Para o Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2009 foi um ano de resultados significativos, obtidos tanto com o aprimoramento de sua participação na rede de agentes e de seu relacionamento com as instituições ligadas à gestão do sistema elétrico brasileiro, como na evolução de seus processos técnicos e corporativos, quanto na execução de suas atribuições finalísticas, de administrar a transmissão, planejar a operação e exercê-la de forma centralizada, buscando garantir a segurança ao menor custo.

No âmbito externo, o ONS participou ativamente do estabelecimento do estatuto do Very Large Power Grid Operators Association – VLPGO. Sua formatação jurídica própria cria as bases para o desenvolvimento de trabalhos conjuntos, com rateio de seus custos entre os membros participantes, além de definir uma política de troca de informações e conhecimentos entre eles. A estabilidade de seu funcionamento transforma o VLPGO em um fórum privilegiado para a troca de experiências na gestão de grandes sistemas elétricos, o que trará grandes benefícios para seus integrantes.

O ONS também intensificou em 2009 a atuação na CIER a partir de sua participação no Projeto CIER 15, que analisa as possíveis transações de energia entre as regiões Andina, América Central e Cone Sul. Além disso, na reunião do Comitê Central da CIER, realizada em novembro de 2009 em Madri, o Diretor Geral do ONS foi conduzido ao cargo de Primeiro Vice-Presidente da CIER para o período 2009/11.

No âmbito nacional, o Operador aprimorou o relacionamento com seus 235 Agentes Associados, com as associações setoriais, com a Aneel e as demais agências reguladoras que têm relação com o setor, como a ANA e a ANP, com a EPE e a CCEE, e com o Ministério de Minas e Energia. Neste ponto, é necessário registrar que a colaboração e a atuação integrada com todas essas organizações foi um fator preponderante para os resultados positivos apresentados neste relatório. Outro destaque de 2009 foi a ampliação do conjunto de instituições que participaram do processo de elaboração do planejamento estratégico do ONS que, nesse ciclo 2010-2014, contou com a colaboração dos Agentes Associados e de suas associações, autoridades do setor, agências reguladoras e parceiros estratégicos nas universidades, centros de pesquisa e consultorias.

Vale ainda ressaltar que em 2009 foram assinados dois acordos operacionais da maior importância para o ONS, com a EPE e com a ANA, estabelecendo novas diretrizes para o relacionamento e intercâmbio de informações técnicas.

No que diz respeito à evolução dos processos técnicos e corporativos do Operador, merecem destaque em 2009:

- A aprovação em caráter definitivo dos Procedimentos de Rede, por meio da Resolução Normativa nº 372/09 de 05/08/09, pela primeira vez desde que foram criados, o que exigiu uma ampla revisão desses documentos, motivada pelos resultados das Audiências Públicas realizadas pela ANEEL.

- O desenvolvimento de metodologia para cálculo dos indicadores de segurança energética, que se baseia em elementos de referência como o Nível Meta, o Nível Mínimo de Segurança, a Curva de Aversão a Risco e a Curva Crítica de Operação, os quais, em conjunto, representam um instrumento de fortalecimento e maior robustez das recomendações do planejamento energético anual, bem como para a tomada de decisões pelo CMSE no que diz respeito à garantia do suprimento energético no SIN. Continuaremos trabalhando para que sua regulamentação e conseqüente implantação se deem no decorrer de 2010.
- A continuidade do processo de aprimoramento dos modelos de planejamento da operação energética visando à redução da volatilidade do custo marginal de operação e, em decorrência, do preço de liquidação das diferenças.
- O aprofundamento da análise da redução do número de submercados do SIN com o objetivo de reduzir os riscos à exposição da diferença de preços entre submercados, o que tem sido um fator inibidor da expansão da oferta no ambiente de contratação livre.
- O aprimoramento dos estudos hidrológicos de planejamento e programação da operação energética, com a consideração de modelos de correlação chuva-vazão para o cálculo das previsões de aflúências aos aproveitamentos do sistema.
- A implantação do Sistema Especial de Proteção e Controle que comanda o desligamento de unidades geradoras na usina de Tucuruí após o desligamento de três ou mais unidades da usina de Itaipu 60 Hz pelo Esquema de Controle de Emergências associado ao tronco de 765 kV. Este sistema especial inovador, em que o sinal de desligamento percorre 3.500 km, permite elevar o recebimento pela região Sudeste em 700 MWmed, garantindo a integridade do SIN e evitando conseqüências mais graves à segurança da rede.
- A conclusão da licitação pública internacional, a definição detalhada do escopo e a assinatura do contrato de fornecimento com o Consórcio Siemens-Cepel para o projeto e implantação da Rede de Gerenciamento de Energia do ONS – REGER, que já teve suas atividades iniciadas em 2009.
- A interligação ao SIN dos sistemas isolados dos Estados do Acre e de Rondônia e a continuidade dos estudos para a interligação do sistema Tucuruí-Manaus;
- Os esforços empreendidos para a maior integração das pessoas, por meio de importantes iniciativas para a sua gestão desenvolvidas no ano, como o Programa de Reconhecimento e o prêmio Reconhecer +, a participação ativa dos empregados na evolução do Plano de Gestão de Cargos e Remuneração, bem como o Trajetórias de Carreira.

A continuidade do atendimento energético foi mantida, com a região Sudeste/Centro-Oeste suprimindo uma parte significativa dos requisitos da região Sul durante o primeiro semestre de 2009, tendo sido necessário para tal, em períodos mais críticos, recorrer ao despacho de geração térmica complementar. No segundo semestre do ano, a melhoria das condições hidrológicas permitiu que todas as regiões atingissem níveis

de armazenamento, ao final do período, bem mais elevados que os registrados em 2008.

A operação da rede elétrica foi conduzida em conformidade com os critérios de continuidade, confiabilidade e qualidade de suprimento estabelecidos nos Procedimentos de Rede. A segurança no atendimento elétrico alcançada em 2009 pode ser traduzida pelo indicador de robustez do SIN: em 96,8% das perturbações, os cortes de carga verificados foram inferiores a 100 MW. Esses indicadores mantiveram-se nos mesmos níveis dos anos anteriores, mesmo levando-se em conta o crescimento da rede de transmissão.

Enfrentamos em 10 de novembro uma ocorrência de grande porte, com o desligamento de 40% da carga total do SIN e um tempo médio de recomposição de 222 minutos nas regiões mais afetadas. Embora tenha sido uma contingência tripla atípica, de baixíssima probabilidade de ocorrência, os sistemas especiais de proteção atuaram de forma correta e os esquemas de ilhamento evitaram a propagação do problema, tendo as regiões Norte e Nordeste desligamentos de cerca de 7% da carga pela atuação dos Esquemas Regionais de Alívio de Carga, enquanto a região Sul teve preservada praticamente a totalidade de sua carga. A análise do evento indicou várias ações que já estão sendo implementadas para aprimorar a segurança do SIN.

No tocante à administração da transmissão, o ONS conseguiu agregar mais eficiência e eficácia aos processos de estudos de acesso, de proposição de ampliações e reforços, de gestão dos contratos e de apuração mensal de serviços e encargos.

Em paralelo a essas medidas, deu-se continuidade às ações para a permanente atualização dos recursos tecnológicos e de infraestrutura. Em especial, prosseguiram os estudos das melhores soluções para a ocupação pelo ONS de instalações físicas mais adequadas e padronizadas no Rio de Janeiro, em Florianópolis e no Recife.

Além disso, buscou-se sempre criar oportunidades para aprimorar a capacitação técnica e o desenvolvimento humano dos colaboradores do ONS, promover a gestão do conhecimento e o desenvolvimento tecnológico, com plena consciência de que as pessoas são, em última análise, os verdadeiros responsáveis pelo cumprimento, com êxito cada vez maior, das funções institucionais da organização. A elas nosso muito obrigado, em nome da Diretoria do ONS.

Hermes J. Chipp

Diretor Geral do ONS

2 – Resultados Técnicos em 2009

2.1 – Planejamento e Programação da Operação

2.1.1 – A Operação Energética

Análise de Médio Prazo

Com relação ao planejamento anual da operação energética, em junho de 2009 o ONS emitiu o PEN 2009, que avaliou as condições de atendimento ao SIN no horizonte de maio/2009 a dezembro/2013.

A análise no horizonte de cinco anos permite ao ONS encaminhar propostas para a tomada de decisões estratégicas, tais como: antecipações de obras, necessidade de avaliação, pelo MME/CMSE e EPE, da implantação de oferta adicional ao programa de expansão definido para esse período ou mesmo a constituição de Reserva de Geração e/ou Energia de Reserva, nos termos da Lei nº 10.848, de 15/03/2004 e do Decreto nº 6353, de 16/01/2008.

Destaca-se como uma das conclusões do PEN 2009 que a hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia nos próximos cinco anos, mas a participação das fontes termoelétricas convencionais, como carvão, gás e óleo, aumentará, nesse período, de 11.895 MW (12,1%) para 25.267 MW (19,9%).

Vale também comentar que as condições de atendimento previstas no horizonte 2009/2013 indicavam a conformidade com os critérios de suprimento preconizados pelo CNPE, na medida em que os riscos de déficit de energia são inferiores a 5% em todos os subsistemas.

Como destaques de recomendação, o PEN 2009 traz a necessidade urgente de avaliações para quantificar o custo/benefício associado à redução da restrição de vazão mínima do rio São Francisco e/ou a ampliação da capacidade de exportação da região Nordeste, de forma a garantir a plena utilização da energia contratada na região a partir de 2013.

Nesse contexto, o PEN 2009 recomendou que a localização da nova oferta em 2012 e 2013, decorrente dos LENs A-3 de 2009 e 2010 e do LER de 2009, deveria priorizar as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Não obstante, expansões adicionais no Nordeste deverão ser avaliadas considerando também os custos necessários para a expansão da capacidade de exportação dessa região.

Outra importante recomendação foi de que seja feito acompanhamento do planejamento/desenvolvimento da logística de disponibilização de óleo para geração térmica flexível, de modo a garantir o suprimento de combustível para estas termoelétricas e a sua plena utilização em situações em que devam ser despachadas para segurança eletroenergética do SIN.

Análise de Curto Prazo

Com relação à implementação no curto prazo das diretrizes da programação da operação, deve ser ressaltado que a distribuição das afluições ao longo do ano de 2009 no SIN não ocorreu de forma uniforme, notadamente na região Sul do país, na qual, no primeiro semestre, foram registrados valores significativamente reduzidos da ordem de 30% da média histórica.

O ONS identificou antecipadamente a ocorrência desta anomalia de precipitação na região Sul, através de metodologia de análise das previsões climáticas, o que permitiu a adoção de políticas de operação que atenuassem seus efeitos para o atendimento energético da região Sul.

Assim, no âmbito do CMSE, o ONS realizou estudos de avaliação das condições de atendimento à região Sul em 2009, concluindo-se pela implementação nesse período de afluições críticas à região de um armazenamento mínimo de segurança de 40% da máxima capacidade de armazenamento do Sul.

Tendo-se este nível mínimo de armazenamento como referência, foi dimensionado o despacho térmico complementar na região Sul, em conjunto com a maximização do suprimento de energia àquela região. A partir da segunda quinzena de julho, por meio da análise da evolução das condições climáticas, o ONS identificou a reversão do quadro hidrológico adverso na região Sul, conforme informado na reunião do CMSE de maio. Este fato permitiu a redução gradativa do despacho térmico complementar na região Sul.

As afluições à região Sul mantiveram-se elevadas ao longo do segundo semestre, atingindo valores da ordem de 255% da MLT no mês de setembro e resultando em um valor médio anual de 124% da MLT para a região.

Nesse contexto, destaca-se que, no período de abril a julho, as afluições também não se apresentaram favoráveis na região Sudeste/Centro-Oeste, sendo necessária a implementação de despacho térmico complementar nessa região para garantir que fosse atingido o nível meta de novembro/09, conforme a metodologia vigente para atingimento do estoque de segurança/nível meta ao final do período seco.

Entretanto, também houve na região SE/CO uma significativa recuperação das afluições no segundo semestre, com a energia natural afluyente atingindo 181% da MLT em setembro, resultando em um valor médio anual de 121% da MLT. Este fato permitiu atingir os níveis meta em novembro, sem necessidade de despacho térmico complementar.

Nas regiões Norte e Nordeste, a energia natural afluyente média anual situou-se em 110% e 98% da MLT, respectivamente.

É importante salientar que a conjugação do despacho térmico complementar aplicado no primeiro semestre com as significativas afluições observadas no segundo semestre proporcionaram o enchimento dos reservatórios de acumulação do SIN ao final de 2009.

A energia armazenada nos reservatórios da região SE/CO atingiu, ao final de dezembro, 72,6% do armazenamento máximo. Na região Nordeste, o armazenamento alcançou 65,5% no final do ano. Esses valores são superiores em 16,7% e 20,9%, respectivamente, aos armazenamentos verificados ao final de 2008.

Outra ação que merece destaque refere-se à estratégia operativa que foi adotada ao longo de 2009, visando a elevar o nível de armazenamento do reservatório da usina hidrelétrica de Serra da Mesa com o objetivo de aumentar a capacidade de regularização do SIN, com benefícios para a segurança do atendimento energético. Vale salientar que essa medida só foi possível a partir das ações que o ONS empreendeu junto a Furnas, para permitir a operação das unidades geradoras como compensadores síncronos, o que possibilitou minimizar a geração na usina sem comprometer o adequado controle da malha de 500 kV à qual está conectada. Ao final do ano, o volume útil do reservatório atingiu 59% do máximo, marca superior em cerca de 20% ao maior valor registrado nos últimos dez anos

Como nos anos anteriores, houve oportunidade em 2009 para a integração energética com os sistemas elétricos do Uruguai e da Argentina, tendo sido efetivada a exportação, com recursos de origem térmica não utilizados para atender aos requisitos do SIN, complementada por energia hidrelétrica, através da modalidade “devolução”, uma vez que essa energia exportada deve ser devolvida ao Brasil até novembro de 2009, conforme acordado entre as partes.

2.1.2 – A Operação Elétrica

Análise de Médio Prazo

Com relação ao planejamento anual da operação elétrica, em janeiro de 2009 o ONS divulgou o PEL 2009/2010, que apresenta as avaliações do desempenho elétrico do Sistema Interligado Nacional – SIN para o período compreendido entre os meses de janeiro de 2009 e abril de 2010, em conformidade com os critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Os estudos do PEL foram desenvolvidos, visando a avaliar principalmente: 1) o desempenho das interligações regionais; 2) a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão; e 3) o atendimento às áreas elétricas do SIN.

A partir dessas avaliações, os principais resultados dos estudos do PEL 2009/2010 foram:

- Propostas de adequação do cronograma das obras programadas (linhas de transmissão, transformadores, etc.) às necessidades do SIN. Sob esse aspecto, destacam-se as ações gerenciais para implantação imediata de obras já outorgadas pela ANEEL e as proposições de aceleração das outorgas para um conjunto prioritário de obras e/ou instalações estruturais já definidas, e que trazem benefícios diretos no desempenho das interligações regionais e/ou nos sistemas de suprimento às áreas elétricas analisadas.
- Indicação de soluções operativas, tais como: a implantação de Sistemas Especiais de Proteção – SEP e a mudança de topologia da rede, como por

exemplo, abertura de barramentos. Essas soluções provisórias ou mitigadoras se justificam como recursos operacionais em última instância, até que se viabilizem a execução dos reforços e ampliações estruturais identificadas pelos estudos de planejamento do sistema.

- Estratégias operativas que serão utilizadas na operação eletroenergética do SIN neste horizonte, a serem detalhadas e atualizadas nos estudos elétricos trimestrais e mensais, bem como, no que se aplicam, aos estudos energéticos de médio prazo.

O ONS vem desenvolvendo várias ações, em conjunto com os agentes associados, voltadas para a análise da confiabilidade do SIN no que concerne à segurança elétrica operacional. O objetivo é diagnosticar as principais necessidades de melhorias do SIN e indicar as providências que devem ser tomadas com o objetivo de revitalizar as instalações existentes, adequando-as aos padrões de segurança prescritos nos Procedimentos de Rede. Esses estudos são consolidados no Plano de Modernização das Instalações de Interesse Sistemico – PMIS, que é encaminhado à ANEEL.

Análise de Curto Prazo

Ao longo de 2009, o ONS desenvolveu estudos e implantou medidas que possibilitaram a operação da rede elétrica em conformidade com os critérios de continuidade, confiabilidade e qualidade de suprimento estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Dentre esses trabalhos, merecem destaque:

- A implantação em campo dos ajustes resultantes da otimização dos sistemas de controle das unidades geradoras das usinas hidrelétricas de Salto Osório e Samuel e da termoeletrica Termonorte II, os quais contribuíram para o amortecimento das oscilações eletromecânicas;
- A concepção e implantação de novos Sistemas Especiais de Proteção e Controle (SEPs), assim como a revisão dos existentes, alcançado um total de 279 desses sistemas instalados no SIN.

Destaca-se em 2009 a implantação do SEP que comanda o desligamento de unidades geradoras na usina de Tucuruí, após o desligamento de três ou mais unidades da usina de Itaipu 60 Hz pelo Esquema de Controle de Emergências associado ao tronco de 765 kV. Este sistema especial inovador, em que o sinal de desligamento percorre 3.500 km, permite elevar o recebimento pela região Sudeste em 700 MWmed, garantindo a integridade do SIN e evitando consequências mais graves à segurança da rede.

Foram desenvolvidos trabalhos para otimizar os sistemas de controle de geradores, do ponto de vista sistêmico, com o objetivo de assegurar o adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas, com vistas a minimizar as consequências das perturbações. Nesses trabalhos, foram contempladas tanto a entrada em operação de novas usinas, quanto as alterações topológicas da rede de transmissão em face da

entrada em operação de novos componentes, a exemplo da linha de transmissão em 230 kV Jauru-Vilhena, C1 e C2, que integra o sistema Acre/Rondônia ao SIN,

Também em 2009, o ONS participou de Grupos de Trabalho em conjunto com os agentes envolvidos e a ANEEL, de forma articulada com as Secretarias Estaduais de Energia, com o objetivo de agilizar a implementação das obras necessárias para a garantia do atendimento em pontos específicos do sistema, como Rio Grande do Sul, São Paulo e Maranhão.

O SIN é dimensionado segundo o critério de segurança N-1, ou seja, mesmo com a indisponibilidade de qualquer elemento (contingência simples), o sistema deve ser capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade do sistema, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão, harmônicos, etc.) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações. Em 2009, ocorreram mais de 500 contingências deste tipo envolvendo a rede básica do SIN. A ação adequada dos SEPs, associada ao bom desempenho dos sistemas de controle, incluindo os estabilizadores de sinal adicional, garantiram a segurança operativa do SIN. Entretanto, a operação de qualquer sistema está sujeita a contingências múltiplas, como a ocorrida em 10/11/2009, que será descrita sucintamente mais adiante.

Com o objetivo de acelerar a normalização do suprimento após perturbações, foram introduzidas diversas melhorias no processo de recomposição do sistema, tais como novos corredores de recomposição fluente das cargas.

2.1.3 – Evolução dos processos e aprimoramentos metodológicos

O ONS promove o constante aperfeiçoamento das metodologias, critérios e modelos computacionais utilizados no planejamento e na programação da operação, inclusive através das atividades desenvolvidas no âmbito do Grupo de Trabalho de Aperfeiçoamento de Modelos e Evolução Metodológica do Planejamento e Programação da Operação e Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (GT2), com a coordenação conjunta da CCEE.

Quanto ao processo de aperfeiçoamento dos modelos relativos à operação energética, um dos temas que vem merecendo atenção especial do ONS é a redução da volatilidade do custo marginal de operação (CMO) e, conseqüentemente, do preço de liquidação das diferenças (PLD). Esse assunto vem sendo tratado no âmbito do GT2/CPAMP e envolve ações de curto e médio prazos. Para aplicação no curto prazo, estão sendo estudadas medidas para a atenuação das variações semanais de aflúências através da busca da combinação das previsões semanais com a previsão mensal. Quanto às soluções de médio prazo, as ações estão direcionadas para a amostragem seletiva de cenários, estudo conduzido na FT-Newave, que está em processo de validação, com conclusão prevista para junho de 2010, e para a reamostragem da árvore de cenários para abranger um conjunto maior de estados, com término previsto para o final do segundo semestre de 2010.

Outro tema que vem sendo tratado no âmbito da Comissão CPAMP, com a participação efetiva do ONS, refere-se aos estudos que buscam reduzir os riscos à exposição da diferença de preços entre submercados, que é fator inibidor da expansão

da oferta no ambiente de contratação livre (ACL). Essa ação vem sendo analisada com profundidade, tendo em vista que a redução do número de submercados reduz o risco de exposição à diferença de preços para os agentes participantes do ACL, mas aumenta os encargos de serviço do sistema. O ONS propôs que seria recomendável a avaliação de mecanismos de mitigação, envolvendo a regulação econômica, de tal forma que seja incentivada a expansão da oferta no ACL, sem que haja necessariamente a redução no número de submercados.

Para subsidiar o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE no acompanhamento e avaliação permanente da continuidade e da segurança do suprimento elétrico e energético do SIN, foi concluída pelo ONS, em 2009, a metodologia para cálculo dos Indicadores de Segurança, aperfeiçoada a partir de sugestões dos agentes e associações apresentadas no âmbito do Grupo de Trabalho de Metodologias e Procedimentos de Apoio à Decisão – GT1, do CMSE. Em 2010, trabalhar-se-á para a sua regulamentação, após a aprovação no âmbito do CMSE, para aplicação no decorrer desse ano. Os Indicadores de Segurança propostos baseiam-se em elementos de referência, como o Nível Meta, o Nível Mínimo de Segurança, a Curva de Aversão a Risco e a Curva Crítica de Operação. O posicionamento do estoque de energia em relação a esses elementos de referência permite definir condições de atendimento normal, de alerta e de alarme, no médio prazo, dotando o CMSE de um instrumento para a definição de medidas a serem tomadas de acordo com a severidade da situação.

Como parte do processo contínuo de aprimoramento das ferramentas de suporte ao planejamento e programação energética, foram também concluídos os estudos de aplicação do modelo SMAP – Soil Moisture Accounting Procedure – para a bacia do rio Grande, abrangendo desde a usina de Camargos até a usina de Porto Colômbia. A previsão de vazões para este conjunto de aproveitamentos hidroelétricos representa cerca de 20% da Energia Natural Afluente ao subsistema SE/CO. Com a implantação operacional do SMAP na bacia do rio Grande, ocorrida no Programa Mensal de Operação do mês de outubro, a cobertura com modelos do tipo chuva-vazão alcançou a marca de 32% da ENA do SE/CO. Na região Sul, os modelos chuva-vazão já são responsáveis pela previsão de 90% da ENA desta região. Na bacia do rio São Francisco, foi concluído o desenvolvimento de aplicação do modelo Neuro3M, baseado em técnica de redes neurais, para o aproveitamento de Três Marias. Este estudo de modelagem chuva-vazão foi encaminhado ao final do ano para a ANEEL, tendo em vista a autorização de sua implantação de forma operacional.

No âmbito do planejamento e operação de controle de cheias destacou-se a implantação da nova caracterização de situação no controle de cheias, em conformidade com a revisão dos Procedimentos de Rede. Esta nova caracterização incluiu as situações de atenção e alerta para aprimorar os procedimentos em situação de cheia, inclusive em relação às atribuições do ONS e dos agentes de geração. No final do ano, os elevados armazenamentos verificados nos reservatórios da bacia do rio Paraná e a previsão de anomalias positivas de precipitação devido à ocorrência do fenômeno climático El Niño conduziram à adoção, em caráter preliminar, do cenário hidrológico úmido para a alocação de volumes de espera desta bacia. Esta medida assegurou melhores condições para a proteção contra inundações a jusante dos aproveitamentos da bacia.

Com relação às ferramentas de avaliação de segurança operativa, houve em 2009 avanços significativos na utilização do programa Organon nos ambientes de planejamento e programação da operação e na operação em tempo real, tendo sido estabelecido um plano de ação definindo etapas de evolução para a efetiva utilização da região de segurança nos processos de planejamento e programação da operação. Através do uso do estimador de estado em tempo real, foi concluída com sucesso em 2009 a operacionalização de pelo menos uma região de segurança dinâmica do programa Organon para cada um dos cinco Centros de Operação do ONS, incluindo a recém-integrada área Acre–Rondônia. Tendo como base os resultados obtidos com o uso do modelo no ano anterior, foram também obtidas nesse ano melhorias na modelagem dinâmica e na qualidade da representação da rede elétrica.

2.2 – A Operação em Tempo Real

Em conformidade com o Plano Diretor de Supervisão e Controle do ONS, prosseguiram as atividades do projeto e implantação da Rede de Gerenciamento de Energia do ONS - REGER. Durante o ano de 2009, foi concluída a licitação pública internacional com seleção do fornecedor e, após a fase de definição detalhada de escopo (*work statement*), assinado o contrato de fornecimento com o Consórcio Siemens-Cepel em junho de 2009 e implantados os sistemas de teste e os sistemas históricos PI/OSIsoft antecipados em cada Centro de Operação do ONS em novembro.

O Projeto do Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade – SINOCON atingiu em 2009 a marca de implantação de 97 das 116 unidades terminais remotas (UTRs) previstas para sua Fase Emergencial. Ao longo de 2009, foram colocadas em serviço mais cinco UTRs. Os resultados alcançados com a aprovação de projetos, testes de aceitação em fábrica e entrega de equipamentos nas usinas e subestações indicam que, ao final de 2009, o Projeto SINOCON cumpriu 87% de sua meta de realização física.

Em 27 de outubro, foi realizado o 2º Workshop de Disponibilidade e Qualidade de Medidas, com a presença de 72 representantes de 46 agentes. Foram apresentados os resultados do levantamento dos indicadores de disponibilidade e qualidade, a rotina operacional e notícias sobre novo projeto de aperfeiçoamento da observabilidade e controlabilidade do SIN. O evento foi encerrado com uma sessão de esclarecimento de dúvidas dos agentes e debates com representantes dos Centros de Operação do ONS.

Em 2009, foram também realizados seis exercícios simulados de recomposição do SIN, com a participação de 15 agentes convidados, que atuam nas áreas de transmissão, geração e distribuição. 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.

Em 2009, foram introduzidos novos aprimoramentos, como a customização das telas do simulador para os Agentes, o que permitiu uma melhor ambientação dos seus operadores com o simulador. Pela primeira vez, foram realizados treinamentos de recomposição envolvendo simultaneamente as áreas Sul e Sudeste, além de outro com as áreas Norte, Centro-Oeste e Nordeste. Além desses eventos, foram realizados outros quatro treinamentos regionais.

Na área de Pré-Operação, destaca-se a reformulação do Programa Diário de Operação e sua disponibilização no site do ONS, visando a facilitar a consulta de seus usuários, e que foi realizada a partir de oportunidades de melhoria identificadas nas pesquisas de satisfação dos clientes, feitas em 2006 e 2008.

Dentre as melhorias dos processos e sistemas computacionais de apoio à apuração, armazenamento e divulgação de informações sobre a operação realizada, destaca-se a consolidação de procedimentos relativos às Resoluções da ANEEL de nº 310/2008 e 270/2007.

2.3 – A Ocorrência de 10 de Novembro de 2009

Descrição da ocorrência

O blecaute ocorrido na noite de 10 de novembro, às 22h13min, ocasião em que as condições meteorológicas eram adversas, foi provocado por descargas atmosféricas e/ou redução da efetividade de isoladores submetidos à severidade dessas condições e constituiu-se em um evento atípico, de baixíssima probabilidade.

A usina de Itaipu, no Paraná, possui potência instalada de 14.000 MW e é responsável por cerca de 20% da energia consumida no Brasil e de 87% da consumida no Paraguai. A transmissão, de propriedade de Furnas Centrais Elétricas, é efetuada por meio de cinco linhas, cada uma com cerca de 900 quilômetros de extensão. Duas delas são em corrente contínua, de Foz do Iguaçu até Ibiúna, em São Paulo; as outras três linhas, em corrente alternada de 765 kV, estendem-se até Tijuco Preto (SP). Particularmente no caso de Itaipu, o sistema de 765 kV vinha operando segundo um critério de segurança ainda mais rigoroso, acima dos padrões usualmente adotados (contingência simples), prevendo a possibilidade de perda de até duas linhas, ou seja, em N-2 (contingência dupla).

De acordo com os registros oscilográficos, foi registrado um curto-circuito, às 22h13, no trecho entre Ivaiporã (PR) e Itaberá (SP), próximo a esta subestação. O curto-circuito atingiu as três linhas de transmissão de 765 kV do tronco de transmissão de Itaipu em cerca de 10 centésimos de segundo, verificados desde o ocorrido na primeira linha até a completa eliminação do evento, na terceira. A contingência foi totalmente atípica, com três curtos monofásicos praticamente simultâneos, que evoluíram para trifásicos, pela proximidade com a subestação.

Os Sistemas Especiais de Proteção implantados pelo ONS atuaram de forma correta e imediata. As três linhas de transmissão foram desligadas automaticamente, para evitar danos aos equipamentos. A abertura dos três circuitos interrompeu o volume de energia transmitido para a região Sudeste e desencadeou uma condição de oscilação

entres as diversas áreas do SIN, que, em decorrência, provocou abertura em cascata de dezenas de circuitos de transmissão, interrompendo o suprimento de energia nas diversas regiões. Para uma melhor compreensão da severidade do impacto, deve-se registrar que, entre a abertura das três linhas de 765 kV até o colapso nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul, transcorreram menos de cinco segundos.

Consequências da ocorrência e recomposição do sistema

O blecaute do dia 10 de novembro atingiu as regiões de maneiras distintas e foi mais significativo no Sudeste/Centro-Oeste, onde houve uma interrupção de 23.335 MW (62% das cargas da área). Os esquemas de ilhamento funcionaram a contento e evitaram a propagação do problema, reduzindo o impacto das perturbações nas regiões Sul, Norte e Nordeste. As regiões Sul, Nordeste e Norte foram muito pouco afetadas pelo blecaute, com 1%, 8% e 7% de sua carga interrompida, respectivamente, sendo as duas últimas pela atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga. No SIN, a carga total interrompida foi de 24.436 MW, ou 40% do total.

A partir de um diagnóstico da situação, o processo de recomposição foi iniciado imediatamente e realizado de modo gradual e coordenado, conforme indicado nos Procedimentos de Rede do ONS. A falta de energia teve duração média de 222 minutos no Espírito Santo, Mato Grosso do Sul, Rio de Janeiro e São Paulo. Outros 14 estados tiveram interrupções inferiores a 40 minutos: Minas Gerais, Mato Grosso, Goiás, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Acre, Rondônia, Bahia, Sergipe, Paraíba, Alagoas, Pernambuco e Rio Grande do Norte.

Análise da ocorrência e medidas propostas

O estudo detalhado da ocorrência está consolidado no Relatório de Análise da Perturbação - RAP, que foi encaminhado ao CMSE e ANEEL em 17 de dezembro de 2009. O RAP apresenta uma relação de 53 ações, com prazos e responsabilidades de atuação que estão em consonância com as três metas fundamentais buscadas pelo ONS: a primeira delas é trabalhar preventivamente, reforçando, quando possível e viável, a segurança do sistema; a segunda é, uma vez ocorrido o problema, minimizar o efeito dominó; e a terceira é reduzir o tempo de recomposição.

Várias ações propostas no RAP já estão sendo implementadas, sendo que algumas já foram concluídas. Com o objetivo de preservar a confiabilidade da operação elétrica do SIN, até que sejam concluídas as ações relacionadas com a subestação Itaberá (instalação dos *booster sheds* e a melhoria da blindagem), o ONS, com base em determinação do CMSE, aumentou o patamar de segurança no tronco de 765 kV, entre as subestações de Foz do Iguaçu e Tijuco Preto, implantando limites que suportem a perda de três circuitos nesta interligação (critério operacional N-3), mesmo que, para atender a esta diretriz, seja necessário o despacho de geração térmica adicional.

Considerando que o montante de geração térmica necessário está diretamente associado ao comportamento da carga, os valores de geração térmica vêm sendo definidos pelo ONS na etapa de programação diária, com o objetivo de atender aos requisitos de segurança ao menor custo.

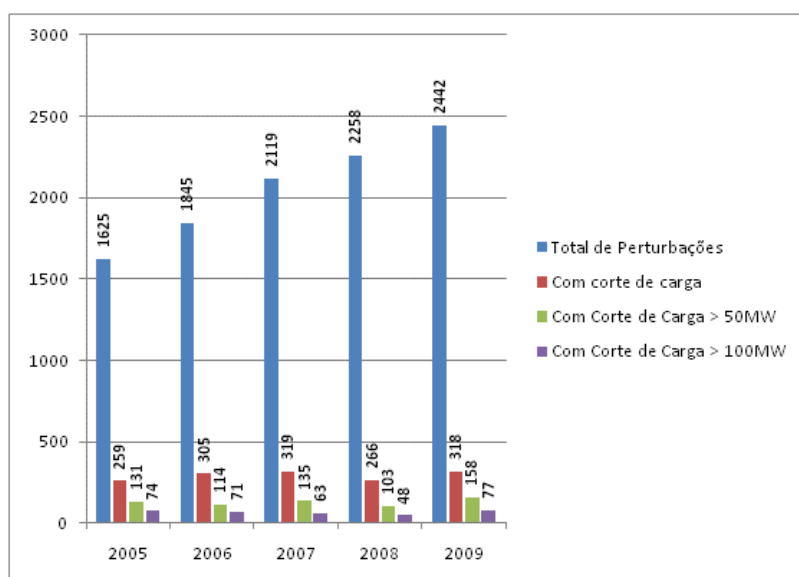
Finalmente, com o objetivo de aprimorar os processos envolvendo a segurança do SIN, são destacadas a seguir algumas das ações que terão tratamento prioritário:

- Reavaliação, em conjunto com a EPE, dos critérios de segurança atualmente adotados para o planejamento da expansão e operação, especialmente para pontos estratégicos dos sistemas de transmissão, como grandes centros de consumo e troncos de transmissão de escoamento de grandes blocos de geração.
- Elaboração de proposta de critérios para seleção de um conjunto de instalações estratégicas do SIN, estabelecendo procedimentos adicionais aos atualmente vigentes para acesso, planejamento de operação, proteção e controle, operação em tempo real e manutenção, bem como critério específico visando a subsidiar os processos de fiscalização pela ANEEL.
- Reavaliação dos procedimentos de recomposição do sistema e corredores de transmissão, verificando a viabilidade da utilização de usinas térmicas, as usinas nucleares de Angra 1 e Angra 2, e outros recursos, bem como a incorporação de dispositivos de auto-restabelecimento em mais usinas.
- Reavaliação dos esquemas existentes nos principais troncos de transmissão e geração do SIN e continuidade do processo de implantação deilhamento por subfrequência em pequenas e médias usinas hidrelétricas, com carga local,.
- Avaliação da filosofia de proteção de linhas de transmissão e de equipamentos dos principais troncos, cuja atuação possa afetar o desempenho do SIN como um todo.

2.4 – Indicadores de Desempenho do SIN em 2009

Do total de 2.442 perturbações verificadas ao longo de 2009, em apenas 13,0% delas (318) foram verificados cortes de carga. Entretanto, cabe destacar que apenas 77 ocorrências (3,2% do total) representaram desligamentos superiores a 100 MW, o que corresponde ao consumo de uma cidade do porte de Nova Iguaçu, no Rio de Janeiro, ou Pelotas, no Rio Grande do Sul.

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

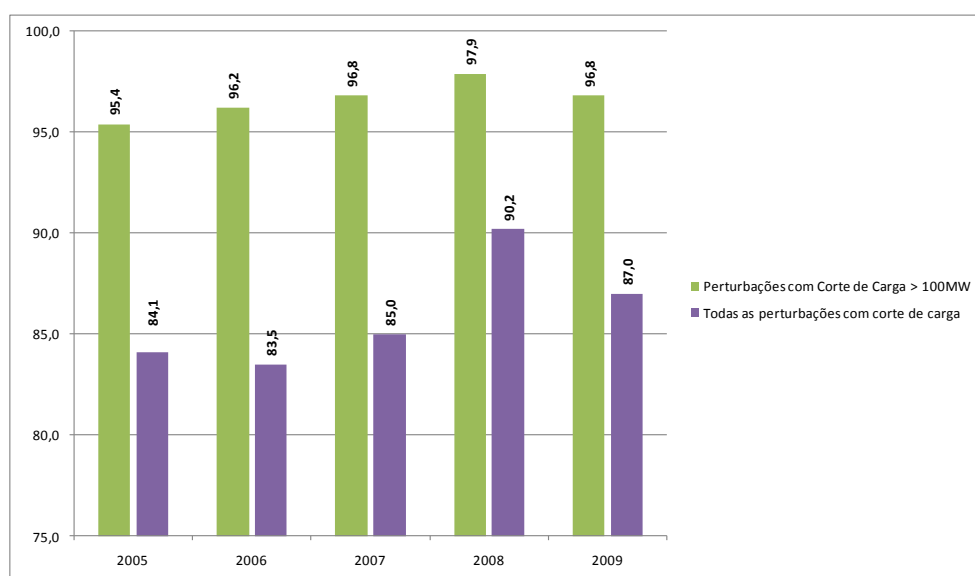


Os valores acima referem-se a perturbações que envolveram a Rede Básica.

Cabe registrar que, conforme regulamentação específica do CMSE pela Resolução CMSE 01/2005, o ONS, em conjunto com os agentes, implantou medidas especiais de operação, a fim de garantir o suprimento eletroenergético para eventos de grande relevância, com destaque para os dias do Carnaval, Natal e Ano Novo.

A segurança no atendimento elétrico alcançada em 2009 pode ser traduzida pelos indicadores de desempenho do SIN. O indicador de robustez é um bom exemplo desse resultado, pois em 96,8% das perturbações, os cortes de carga verificados foram inferiores a 100 MW. Esses indicadores mantiveram-se nos mesmos níveis dos anos anteriores, mesmo levando-se em conta o crescimento da rede de transmissão.

Indicador de Robustez do SIN



Os valores acima referem-se a perturbações que envolveram a Rede Básica.

2.5 – A Administração da Transmissão

Dentre as diversas ações desenvolvidas pelo Operador em 2009 para garantir a qualidade e a robustez do sistema de transmissão do SIN a médio prazo, e também para aprimorar o seu desempenho atual, merecem destaque:

- As atividades para a implantação do sistema de transmissão do Rio Madeira;
- A interligação ao SIN dos sistemas isolados dos Estados do Acre e de Rondônia e a continuidade dos estudos para a interligação do sistema Tucuruí-Manaus;
- A operacionalização da tarifa de uso do sistema para as centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 138 e 88kV (TUSDg), de acordo com a Resolução ANEEL 349/09;
- A adequação dos processos e dos Procedimentos de Rede para contemplar as responsabilidades do ONS no tratamento das Demais Instalações de Transmissão (DITs); e
- A sistematização e emissão dos documentos para a habilitação técnica das usinas participantes do 1º Leilão de Energia de Reserva para fontes eólicas.

No tocante à administração da transmissão, o ONS empreendeu em 2009 diversas ações que possibilitaram agregar mais eficiência e eficácia aos processos de: estudos de acesso, proposição de ampliações e reforços, gestão dos contratos e apuração mensal de serviços e encargos. Apresenta-se a seguir uma síntese das atividades desenvolvidas.

2.5.1 - Ampliações e Reforços

Em 2009, foi emitido o Plano de Ampliações e Reforços consolidado com o Plano de Expansão da Transmissão – PAR/PET, para o triênio 2010-2012.

As obras indicadas nesse documento sinalizam um acréscimo de mais de 20.000 km na extensão das linhas de transmissão, e de cerca de 25.000 MVA na capacidade de transformação da Rede Básica no período em referência, discriminados nos quadros a seguir.

Tensão (kV)	Acréscimo Extensão - km			Total
	2010	2011	2012	
230	4.045	4.476	387	8.908
345	253	106	186	545
440	14	22	30	66
500	1160	3.666	1.355	6.181
± 600	---	---	4.750	4.750
Total	5.472	8.270	6.708,00	20.450

Tensão (kV)	Acréscimo Capacidade Transformação - MVA		Total
	2011	2012	
230	5.820	1.742	7.562
345	2.325	475	2.800
440	0	600	600
500	8.890	5.022	13.912
Total	17.035	7.839,00	24.874

Estima-se que as obras incluídas no PAR 2010-2012 irão requerer investimentos da ordem de R\$ 16 bilhões, considerando-se os custos de referência estabelecidos pela Eletrobras. Dentre as principais obras consideradas nesse estudo, destacam-se:

Região Sul

- *Estado do Mato Grosso do Sul*
 - Nova rede em 230 kV no Estado do Mato Grosso do Sul para escoamento da geração das usinas a biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas.

Regiões Sudeste e Centro Oeste

- *Estado de São Paulo*
 - Definição de novos pontos de suprimento (Subestações Cerquilha III, 230/138 kV, Nova Paraguaçu Paulista 138/88 kV e Assis 230/138 kV).
 - Linha de transmissão Araraquara 2 – Taubaté, em 500 kV, para escoamento da geração das usinas do Rio Madeira.
- *Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo*
 - Definição de novos pontos de suprimento (subestações Viana 500/345 kV e Linhares 230/138 kV),
 - Linha de transmissão Mesquita – Viana, em 500 kV.
 - Linha de transmissão Mascarenhas – Linhares, em 230 kV.
 - Quinto transformador 345/138 kV da subestação Jacarepaguá e terceiro transformador 345/138 kV da subestação Viana
- *Estado de Minas Gerais*
 - Definição de novos pontos de suprimento (subestações Itabirito 500/345 kV e Padre Fialho 345/138 kV).

- Linhas de transmissão Mesquita – Viana, em 500 kV, e Pirapora 2 – Montes Claros 2, em 345 kV.
- *Estado de Goiás e Distrito Federal*
 - Definição de novos pontos de suprimento (subestação Trindade 500/230 kV).
 - Linha de transmissão Rio Verde Norte – Trindade, em circuito duplo de 500 kV.
 - Linhas de transmissão em 230 kV: Trindade – Xavantes (em circuito duplo), Trindade – Carajás e Xavantes – Pirineus.
- *Estado do Mato Grosso*
 - Linhas de transmissão em 500 kV: Jaurú – Cuiabá, Cuiabá – Rio Verde Norte (em circuito duplo) e Rio Verde Norte – Trindade.
 - Linhas de transmissão em 230 kV: Nobres – Cuiabá e Nobres – Nova Mutum (em circuito duplo)

Regiões Norte e Nordeste

- Definição de novos pontos de suprimento (subestações 230/138 kV: Carajás, Tucuruí-Vila e Xinguara; subestações 230/69 kV: Teresina III, Encruzo Novo e Arapiraca).
- Linhas de Transmissão em 230 kV: Jacaracanga – Cotegipe (circuito duplo), Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus (terceiro circuito), Teresina II – Teresina III (circuito duplo), Miranda II – Encruzo Novo e Itacaiúnas – Carajás (terceiro circuito).

Destaca-se ainda que, em 2009, foi atualizada a base de dados geo-referenciada – SINDAT, com as informações até o ano de 2011, sendo emitidos cerca de 2.000 mapas eletrogeográficos para utilização das empresas do setor elétrico. Ressalte-se que o site do SINDAT registrou 18.278 acessos em 2009.

2.5.2 - Acesso à Rede Elétrica

Em 2009 foram emitidos 106 Pareceres de Acesso, sendo 70 para novos empreendimentos e 36 relativos a revisões. Considerando todo o período de 1999 a 2009, o valor médio anual tem sido de 50 Pareceres de Acesso emitidos.

Destaca-se ainda que, em 2009, foram elaborados 318 documentos de acesso para possibilitar a habilitação técnica de empreendimentos, em um montante de 10.314 MW, para participar do 1º Leilão de Energia de Reserva para fontes eólicas, realizado em dezembro.

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

A participação do ONS no projeto do sistema de transmissão do Madeira compreenderá diversas etapas, desde a aprovação da conformidade dos projetos básicos das instalações aos requisitos operacionais estabelecidos no Edital de Licitação, até a etapa de sua entrada em operação comercial, prevista para abril de 2012 (bipolo 1) e abril de 2013 (bipolo 2).

A primeira etapa, na qual está sendo analisada a conformidade dos projetos básicos das instalações com os requisitos estabelecidos nos Editais de Licitação, foi iniciada em 2009, e é de fundamental importância para o projeto, pois nela serão garantidas todas as condições para o pleno e perfeito desempenho operacional do sistema. Esta etapa também assegurará a adequada integração ao SIN das instalações que compõem os diversos lotes.

Durante 2009, o ONS envolveu-se com diversas atividades relativas à integração deste empreendimento, destacando-se:

- Análise da conformidade dos projetos básicos aos requisitos operacionais estabelecidos no Edital de Licitação. O ONS iniciou a análise de toda esta documentação, 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. Foram realizadas diversas reuniões de esclarecimentos com a participação da EPE, ANEEL, transmissoras e fabricantes envolvidos.
- Integração das usinas de Santo Antônio e Jirau: Foram consolidadas as configurações de conexão das usinas de Santo Antônio e Jirau.
- Capacitação da equipe e ferramentas computacionais: foi realizado em 2009 o primeiro dos três treinamentos em transmissão em corrente contínua previstos no Edital de Licitação da transmissão. Este treinamento foi ministrado pela ABB para uma equipe do ONS/EPE/ANEEL e teve duração de 40 horas.

Destacam-se, ainda em 2009, a elaboração de propostas de requisitos técnicos para subsidiar a confecção dos editais de licitação de instalações de transmissão referentes aos Leilões 001/09 e 005/09, totalizando 20 lotes, e a emissão de 21 Relatórios de Análise de Conformidade de projetos básicos.

2.5.4 - Contratos de Transmissão

Em 2009, foram celebrados 125 contratos de transmissão e 270 termos aditivos. Dentre os eventos que levaram à celebração desses instrumentos, destacam-se: os leilões de transmissão promovidos pela ANEEL em 2008; a integração do Sistema Acre / Rondônia ao SIN; a recontração anual dos montantes de uso pelas concessionárias de distribuição; a revisão das receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão; e a aplicação da Resolução Normativa ANEEL nº 349/2009, que introduziu a TUSDg.

2.5.5 - Apuração Mensal de Serviços e Encargos

Em 2009, a apuração de serviços e encargos de transmissão envolveu 256 agentes, sendo 66 concessionárias de transmissão e 190 usuários da rede, e totalizou um montante de R\$ 10.550,0 milhões, sendo R\$ 8.691 milhões relativos à Rede Básica (82%), R\$ 1.242 milhões da rede de fronteira (12%) e R\$ 617 milhões referentes a encargos setoriais (6%).

Ainda em 2009, foi consolidada a implantação da Resolução Normativa ANEEL nº 270/07, que trata da melhoria da qualidade da prestação dos serviços de transmissão com a introdução da Parcela Variável por indisponibilidade. Em julho foi concluído o primeiro ciclo de apuração da PV e, para tal, foi necessária a análise de 6.087 eventos no período de julho de 2008 até junho de 2009, resultando numa redução de receita pelas concessionárias de transmissão de 0,58%. A implantação deste dispositivo trará, com certeza, relevantes benefícios ao SIN, especialmente no que diz respeito ao aumento da disponibilidade de suas instalações.

2.5.6 - Sistema de Medição para Faturamento

Em 2009, a implantação do Sistema de Medição para Faturamento – SMF teve continuidade, com a realização de três reuniões com os agentes para acompanhamento do estágio de implantação, e a análise de aproximadamente 1.000 projetos básicos e cerca de 1.300 relatórios de comissionamento de sistemas de medição.

3 - Resultados da Gestão em 2009

3.1 – Relacionamento Institucional do ONS

Intensificar as ações de relacionamento e comunicação com seus públicos prioritários foi um dos principais focos do Operador em 2009. No que se refere à comunicação externa, o ONS participou de diversos eventos técnicos setoriais, colocando em destaque assuntos relacionados à operação integrada do SIN, seja por meio de palestras de seus dirigentes, apresentação de trabalhos de suas equipes técnicas ou pela divulgação de seus resultados em estandes institucionais.

O Operador estreitou em 2009 seu relacionamento com a imprensa, com o objetivo de prestar contas à sociedade sobre as condições de suprimento eletroenergético e sobre os principais resultados da operação do SIN. Em especial, logo após o blecaute do dia 10 de novembro, o ONS assumiu de forma transparente seu papel de provedor de informações confiáveis e atualizadas à mídia, mesmo ainda na fase de apuração dos acontecimentos.

A Diretor Geral do ONS esteve sempre disponível para prestar esclarecimentos e conceder entrevistas, tendo participado de diversos fóruns e de Audiências Públicas no Senado Federal e Câmara dos Deputados.

A área de Comunicação atendeu a uma grande quantidade de jornalistas dos mais variados veículos, além de contatos por telefone e *e-mail*. Essas ações deram origem a um grande número de citações ao Operador na imprensa. Nos três primeiros dias após o blecaute, foram veiculadas 121 matérias na mídia impressa, 720 matérias na internet e apresentados 26 minutos de programação de TV sobre o assunto. No mês de novembro, foram veiculadas ao todo 337 matérias na mídia impressa com menção ao ONS.

O Operador ocupou em 2009 um espaço na mídia impressa correspondente a 7,8% do dedicado às questões do setor elétrico. O espaço favorável de exposição na mídia alcançou a média de 86,8% no ano, valor inferior aos registrados nos últimos três anos (96,4% em 2008, 95,9% em 2007 e 98,5% em 2006). O índice registrado em 2009 foi influenciado pela veiculação de matérias questionando os critérios de acionamento da geração termelétrica por questões de segurança eletroenergética; críticas à idéia de redução da vazão defluente em Sobradinho, no rio São Francisco; e questionamentos em relação ao blecaute de 10 de novembro.

O *website* do ONS recebeu em média 1.829 visitas externas por dia durante o ano, comprovando ser um importante instrumento de divulgação das atividades técnicas do Operador e de relacionamento com os internautas. A seção Fale Conosco do *site* recebeu ao longo do ano cerca de 1.200 mensagens de visitantes.

No tocante ao relacionamento institucional, foram empreendidas em 2009 diversas iniciativas de encontros e reuniões técnicas com os agentes associados e com as principais associações setoriais. Destacam-se as duas realizações do Encontro com

Agentes e Associações, em 8 de junho e 7 de outubro. A primeira, realizada no Escritório Central e transmitida por videoconferência para todas as localidades do ONS, reuniu 64 profissionais, representando 36 agentes e 10 associações.

Nela, foram enfocadas de modo abrangente as ações desenvolvidas pelo ONS, de modo a compartilhar seu desenvolvimento com os agentes. Dentre os assuntos abordados, destacaram-se a racionalização do orçamento; a busca de instalações físicas mais adequadas e padronizadas; a elaboração de indicadores de gestão; e as medidas para adquirir e preservar conhecimentos estratégicos para a organização. Foram também enfocados os principais desafios regulatórios e metodológicos relacionados à integração dos novos sistemas da região Norte ao SIN.

No encontro realizado em 7 de outubro, com 51 participantes representando nove associações e 28 agentes, o objetivo foi identificar, sob a ótica dos agentes e associações, quais os principais desafios do Operador para os próximos cinco anos, de modo que fossem considerados no planejamento estratégico para o horizonte 2010-2014. Além das questões de caráter técnico e relacionadas ao mercado, decorrentes do aumento da complexidade da operação do SIN, algumas associações deram ênfase à necessidade de o Operador Nacional promover uma comunicação mais clara e objetiva com a sociedade.

Foi dado início em 2009 a um programa de relacionamento com as universidades, com a realização de palestras institucionais para estudantes das faculdades de engenharia elétrica da PUC-Rio, UFF, CEFET e UFRJ. Nos próximos anos, esse programa deverá ser ampliado para outras localidades, além de buscar outras formas de envolvimento com as universidades que assegurem a formação de recursos humanos adequados às necessidades do Operador.

Destaca-se também em 2009 a celebração dos acordos operacionais do ONS com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), assinado em 23 de janeiro, e com a Agência Nacional de Águas (ANA), firmado em 21 de outubro. Nos dois casos, foram estabelecidas novas diretrizes de relacionamento e intercâmbio de dados e informações técnicas entre as organizações envolvidas.

3.2 – Relacionamento Estratégico Internacional do ONS

3.2.1 - Very Large Power Grid Operators - VLPGO

A partir dos resultados da reunião de 2008 no Rio de Janeiro, ao longo de 2009, com o ONS exercendo a presidência desse grupo, foram empreendidos todos os esforços para que o VLPGO fosse legalmente instituído, com personalidade jurídica própria. Esse objetivo foi alcançado na reunião realizada em outubro, em Washington, patrocinada pelo MIDISO, com a instituição do estatuto “Bylaws do Very Large Power Grid Operators Association”.

Com isso, ficou assegurada a plena estabilidade de funcionamento do VLPGO, que passou a poder contratar serviços, dividindo os seus custos entre os membros participantes, além de ter uma política de troca de informações e conhecimentos.

Os trabalhos em 2009 foram focados na preparação de uma especificação sobre *Phasor Measurement Units* (PMU) e na realização de testes nas unidades dos eventuais fornecedores. Foram ainda identificadas as questões e desafios associados à integração de fontes renováveis, na operação de sistemas HVDC e a descrição das melhores práticas mundiais de recomposição.

É importante registrar que o VLPGO vem se tornando também um espaço onde os dirigentes máximos dos principais operadores do mundo trocam diretamente experiências sobre o desempenho dos seus sistemas e de novas tecnologias que vêm sendo utilizadas, inclusive rateando custos de consultoria em projetos de interesse comum, como é o caso do trabalho sobre PMU.

3.2.2 - Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER

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

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

Destaca-se ainda que, durante a Reunião do Comitê Central da CIER, realizada em novembro de 2009 em Madri, o Diretor Geral do ONS foi conduzido ao cargo de Primeiro Vice-Presidente da CIER para o período novembro de 2009 – novembro de 2011.

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

Em 2009 o total de Agentes Associados ao ONS alcançou 235 associados (número 14,1 % superior ao ano anterior, de 206 Agentes), o que demonstra a crescente responsabilidade do Operador como gestor da rede de instituições e instalações envolvidas na operação do SIN e o aumento da complexidade dos processos conduzidos nessa atividade.

Foram emitidos, nesse ano, 481 Termos de Liberação (TL) para Entrada em Operação, para instalações de transmissão, e 507 Declarações de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede (DAPR), para instalações de geração.

Também em 2009, a ANEEL autorizou a utilização em caráter definitivo do Módulo 24 – Processo de Integração de Instalações e do Módulo 26 – Modalidade de Operação de Usinas.

Ao longo de 2009 foram realizadas avaliações técnicas, com apoio de consultorias especializadas, para subsidiar o encaminhamento a ser seguido na evolução do projeto, em função da necessidade de desenvolvimentos adicionais. A implementação

do Portal SIGA trará uma nova forma de visão, organização e execução de processos já conduzidos pelo ONS e Agentes.

3.4 – Plano de Ação 2009-2012

O Plano de Ação estabelece as medidas necessárias para alcançar os objetivos estratégicos do ONS por meio de uma carteira composta de 49 projetos, agrupados em nove programas.

Os projetos desenvolvidos no âmbito deste Plano de Ação do ONS para o ciclo de 2009-2012 visaram a:

- aumentar a segurança eletroenergética do SIN;
- responder aos desafios decorrentes do aumento da complexidade da operação do SIN, face à diversificação da matriz energética e de sua expansão;
- aperfeiçoar a ação do ONS como gestor da Rede de Instalações e sua atuação nas Redes de Agentes e de Instituições;
- implantar a Gestão do Conhecimento e do Desenvolvimento Tecnológico;
- incorporar visão estratégica à Gestão da Tecnologia da Informação, buscando ampliar o suporte aos processos da organização e o uso racional dos recursos;
- aperfeiçoar e consolidar a Gestão de Pessoas;
- promover o desenvolvimento organizacional com foco na gestão de riscos, de custos e de processos técnicos e corporativos; e
- fortalecer a competência e a imagem institucional do ONS.

Dentre os resultados alcançados durante o ano de 2009, podem ser destacados:

- o início da execução do projeto REGER – Rede de Gerenciamento do Sistema Elétrico;
- a continuidade da implantação das unidades remotas do projeto SINOCON;
- o redirecionamento do projeto SIGA, com consultoria para avaliação dos resultados já obtidos e proposição de evolução do portal em uma arquitetura mais moderna;
- a evolução de métodos, modelos, processos e ferramentas para o planejamento e operação do SIN;
- o aperfeiçoamento de modelos e ferramentas para o planejamento elétrico;
- a implantação dos ECSs – Esquemas de Controle de Segurança;

- o investimento do ONS na gestão de pessoas, dos sistemas e dos riscos de continuidade das suas atividades.

3.5 – Gestão de Riscos e Gestão dos Procedimentos de Rede

Ao longo de 2009, o ONS consolidou diversas iniciativas de avaliação de riscos dos seus processos técnicos e corporativos.

Entre essas avaliações, destaca-se a avaliação de riscos realizada no Projeto REGER – Rede de Gerenciamento de Energia do ONS. Essa avaliação de riscos foi conduzida com base em uma metodologia criada pelo ONS, baseada em práticas do PMI – *Project Management Institute*, para a gestão de riscos de seus projetos. Essa iniciativa envolveu cerca de quarenta profissionais da empresa nas etapas de identificação e avaliação de riscos, concluídas em dezembro de 2009, e na definição e priorização de ações mitigadoras dos riscos identificados. Essa iniciativa continua durante todo o desenvolvimento do projeto, com a etapa de monitoramento dos riscos e dos controles.

Pela primeira vez desde que foram criados, os Procedimentos de Rede tiveram em 2009 sua aprovação em caráter definitivo, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 372/09 de 05/08/09. Para alcançar esse resultado, foi necessária uma ampla revisão desses procedimentos, coordenada pela área de gestão de riscos e com a participação efetiva de todas as áreas técnicas do ONS, realizada em conjunto com a ANEEL, motivada pelas Audiências Públicas dessa Agência, nº 049/2008 e nº 061/2009.

3.6 – Gestão de Pessoas

A gestão de pessoas no ONS é alinhada à estratégia corporativa e tem como desafio permanente atrair, desenvolver e reter os empregados. Essa atuação tem o compromisso com a realização da missão e o alcance da visão, diante dos cenários econômicos, da evolução do setor e da escassa oferta de profissionais especializados no mercado.

O Operador busca desenvolver pessoas e reter talentos, implementando ações educacionais e de saúde, além de oferecer remuneração alinhada à complexidade das funções, ao desempenho dos empregados e ao mercado de trabalho.

Em 2009, o quadro de pessoal próprio era composto de 784 empregados, incluindo *trainees* e estagiários, contratados temporariamente, distribuídos nas localidades de Brasília, Recife, Florianópolis e Rio de Janeiro.

O ONS investiu no desenvolvimento dos seus empregados, visando à sua sustentabilidade, com destaque para as ações empreendidas nas três dimensões indicadas:



Atrair:

- **Programa Construir** - Realizado anualmente desde 2001, este programa recruta e seleciona *trainees* de nível superior e técnico, que permanecem na organização pelo período de até dois anos. Os participantes passam por uma capacitação direcionada para o setor e convivem com profissionais experientes. Durante a sua permanência no Programa, são avaliados e têm a oportunidade de participar dos processos seletivos internos para posições de juniores.
- **Projeto Trajetórias de Carreira** - O projeto foi concebido em 2009 para atender à demanda dos empregados, identificada pela pesquisa de clima, da necessidade de maior visualização sobre as oportunidades e critérios de acesso às carreiras na organização. Para tanto, um grupo de gestores das diversas áreas, orientado pelo RH e pela consultoria contratada, concebeu e detalhou o projeto. Seus principais produtos são as competências organizacionais, de gestão e individuais, as trajetórias de carreira, os requisitos de acesso e o quadro de mobilidade funcional. Os benefícios esperados são a atração de novos profissionais para o ONS, o desenvolvimento dos empregados de forma orientada às necessidades da organização, contribuindo para a sua retenção, por meio da maior visibilidade de suas perspectivas de carreira e evolução profissional. A implementação desse projeto ocorrerá em 2010.

Desenvolver:

- **CAISE – Capacitação em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico:** Em 2009, foi realizada a quinta turma do MBA realizado em parceria com a PUC-RIO, focando o desenvolvimento de gestores e profissionais seniores. com a participação de 30 alunos.
- **Gestão do Conhecimento (GC):** Os conhecimentos de foco prioritário são aqueles considerados estratégicos para a organização e que, ao mesmo tempo, apresentam aspectos de criticidade, tais como concentração em poucos profissionais, risco de perda iminente ou gargalos de produtividade. Em 2009, foram realizadas ações de retenção para os três conhecimentos de foco prioritário selecionados: proteção e controle sistêmico; Organon; e utilização de gás natural. Os resultados referentes ao conhecimento sobre proteção foram: a ampliação da taxonomia de conhecimentos e a construção de mapas contendo a análise das redes sociais, com a identificação dos profissionais que detêm este conhecimento no ONS e no mercado. Com relação ao

Organon, foram: estudo de caso e “*storytelling*” (prática de GC), para preservar a história sobre o seu desenvolvimento.

- **Identificação de Potencial** – O processo de identificação de potencial configura-se como uma ferramenta de apoio à gestão e tomada de decisão, e seus resultados têm contribuído para a melhoria do planejamento do desenvolvimento individual (PDI), da avaliação de desempenho e feedback; do recrutamento interno; e do planejamento de carreira e sucessão. Implantado em novembro de 2005, este processo já mapeou 227 empregados, representando 30% da organização.
- **Programa de Desenvolvimento Gerencial (PDG)** – Com a participação de 110 gestores, foram abordados neste ano os seguintes temas: conceitos e aplicações do mapeamento de potencial, *coaching*, diálogos produtivos e meritocracia.
- **PDI - Programa de Desenvolvimento Individual** – Em 2009, 88% dos empregados participaram de ações para o seu desenvolvimento individual, tornando-se melhor qualificados nas áreas em que atuam e podendo, a médio prazo, assumir outros desafios em suas carreiras.
- **Programa de Desenvolvimento de Operadores** – Foram realizados *workshops*, abordando os seguintes temas: Comunicação, Trabalho em Equipe, Liderança, Negociação e Eficácia Pessoal. Foram capacitados 108 operadores dos Centros de Operação em todas as localidades. Este programa foi concebido sob medida, em parceria com e focado nas demandas dos operadores e gestores da área de Tempo Real, o que ampliou o alcance de seus resultados de forma significativa.

Refer:

- **GD – Gestão de Desempenho** - O ciclo 2009 de Gestão de Desempenho teve seu período ampliado para 12 meses, firmando-se como uma ferramenta de sucesso para a gestão de equipes e processos de trabalho no ONS. Neste ciclo, as metas individuais foram consideradas para a Performance Organizacional, contribuindo para o resultado final da organização. Da mesma forma que os especialistas e profissionais seniores, neste ano os profissionais plenos e operadores supervisores também passaram a avaliar seus gestores diretos em atitude, tendo oportunidade de registrar seus *feedbacks*, de acordo com as orientações recebidas nas onze Oficinas de Gestão de Desempenho realizadas.
- **Gestão de Saúde** – A preocupação com a saúde dos empregados vem ganhando cada vez mais espaço no Operador. Em 2009, o ONS lançou o Programa Gestão de Saúde, que reúne todas as ações corporativas voltadas para o equilíbrio físico, mental e social dos seus empregados e familiares. Sua implementação contemplará três pilares: Promoção de Saúde, que reúne a saúde no trabalho e a assistência médica; Gestão de Informação em Saúde, que envolve a construção de um histórico médico unificado; e Otimização Assistencial, que oferecerá aos empregados e familiares uma

rede de profissionais selecionados para o melhor acompanhamento de sua saúde, conjugadamente à redução de custos.

- **Reconhecer** + - O Programa de Reconhecimento foi implantado em 2009 e contemplou duas categorias: ações desenvolvidas por meio do trabalho integrado de diferentes áreas e equipes e iniciativas dirigidas à gestão do conhecimento e desenvolvimento tecnológico (GC/DT). Ao todo, 91 ações foram indicadas pelos colaboradores como candidatas à premiação, sendo 15 selecionadas como finalistas. Ao final, foram escolhidos dois vencedores em cada categoria, um pela diretoria do ONS e outro por votação dos colaboradores. Foram premiadas as seguintes ações: Coral ONS e Projeto Bem Viver, de Brasília, na categoria integração, além do Curso sobre Subestações e Equipamentos de Alta Tensão e o Curso sobre Proteção de Sistemas Elétricos, em GC/DT.

3.7 – Telecomunicação e Tecnologia da Informação

Os sistemas de informação do ONS são recursos estratégicos para a execução dos seus processos técnicos e administrativos. Com base nessa percepção, a área de Tecnologia da Informação e Telecomunicações do ONS tem buscado o seu alinhamento com o planejamento estratégico da organização, inserindo-se nos processos finalísticos e aprimorando sua capacidade de gestão dos recursos e serviços de TI para atender seus clientes internos e os agentes.

Em 2009, a área de Tecnologia da Informação e Telecomunicações buscou aproximar-se de seus clientes internos e, em conjunto com o Comitê Diretor de Informática, buscou o alinhamento com a estratégia corporativa, permitindo que suas soluções tecnológicas, que abrangem o desenvolvimento de sistemas, a gestão de projetos e a operação e o suporte dos ambientes produtivos, contribuam efetivamente para os resultados da organização.

Entre os resultados das ações empreendidas em 2009, destacam-se:

- implantação da funcionalidade adicional de receita no sistema de Apuração Mensal de Serviços e Encargos – AMSE;
- implantação dos indicadores de frequência e tensão;
- implantação do Sistema de Apuração das Mudanças de Estado Operativo de Conjuntos Geradores, Usinas, Interligações – SAMUG;
- implantação da comunicação com os agentes para recebimento e consistência dos dados no Sistema Integrado de Perturbações – SIPER.
- avanços no controle da segurança cibernética, com o uso de produtos de prevenção/detecção automática de tentativa de acessos indevidos e implementação de aplicativos desenvolvidos com aderência às normas e procedimentos de segurança digital.

3.8 – Gestão Econômico-Financeira

A Gestão Econômico-Financeira do ONS no exercício de 2009 deu continuidade ao processo de aprimoramento do controle orçamentário, resultando na melhor utilização dos recursos financeiros provenientes dos encargos de uso da transmissão e da contribuição de seus associados.

Orçamento do Exercício

O Orçamento econômico-financeiro do ONS aprovado pela ANEEL para o exercício de 2009 foi de R\$342.564 mil, sendo R\$163.356 mil através da Resolução ANEEL nº 1425/2008, complementada pela Resolução ANEEL nº 1.634/08 para o primeiro semestre e R\$179.208 mil através da Resolução ANEEL nº 1.982/2009 para o segundo semestre. A execução orçamentária no ano foi de R\$334.928 mil, correspondendo a 97,8% do orçamento previsto.

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, proporcionais 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 durante o exercício de 2009.

Demonstrações Financeiras do Exercício de 2009

Em conformidade com as práticas contábeis requeridas pela Lei 11.638/07, complementadas pela Resolução ANEEL nº 344/08, o ONS deu continuidade ao processo de aprimoramento das práticas contábeis no exercício de 2009.

Sendo assim, em atendimento ao disposto pela ANEEL, a partir de 1º de janeiro de 2008 tais recursos passaram a ser apropriados como receita antecipada e amortizados no resultado proporcionalmente a: (i) realização das despesas alocadas em custeio,

(ii) dos gastos alocados no ativo permanente, (iii) dos encargos de depreciação e amortização e (iv) da liquidação do passivo financeiro, compreendido pelos financiamentos e parcelamentos de tributos, de modo que os eventuais excessos ou faltas de recursos, quando comparados com as despesas e custos correspondentes, sejam compensados através de reduções ou incrementos no ciclo orçamentário seguinte.

Resultado do Exercício de 2009

A atual prática contábil adotada pelo ONS considera que os recursos cobrados através dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão sejam reconhecidos simultaneamente em contrapartida dos dispêndios correspondentes, não devendo, desta forma, apresentar superávit ou déficit contábil, devendo ser reconhecido saldo ativo ou passivo para compensação. Dessa forma, como resultado da adoção desse tratamento, em 2009 foi apurado o saldo de R\$15.859 mil, que adicionado ao saldo de 2008, totaliza o valor de R\$30.704 mil, consignado no ativo circulante, que será objeto de compensação no ciclo vigente ou no orçamento do ciclo seguinte.