RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 - Centro
20211-160 Rio de Janeiro RJ
Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

Sumário

1 INFORMAÇÕES INSTITUCIONAIS 5

1.1 Membros Associados do ONS 5

1.2 Conselho de Administração 14

1.3 Conselho Fiscal 15

1.4 Diretoria do ONS 15

1.5 Mensagem do Conselho de Administração 16

1.6 Mensagem do Diretor Geral 17

1.7 Destaques de 2015 19

2 RESULTADOS TÉCNICOS EM 2015 21

2.1 Estudos Pré-operacionais do Complexo do Rio Madeira 21

2.2 A Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá 21

2.3 Estudos Pré-Operacionais de Integração da Usina de Teles Pires 22

2.4 Integração do Sistema de Transmissão de Belo Monte 22

2.5 Jogos Olímpicos de 2016 22

2.6 Melhoria da Segurança Elétrica 23

2.6.1 Instalações Estratégicas 24

2.6.2 Implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores 26

2.7 Planejamento e Programação da Operação 27

2.7.1 A Operação Energética 27

2.7.2 A Operação Elétrica 33

2.8 A Operação do SIN 35

2.9 Indicadores de Desempenho do SIN em 2015 38

2.10 Definição de Melhorias nas Áreas de Recomposição Fluente e Coordenada do SIN 40

2.11 Evolução dos Processos e Aprimoramentos Metodológicos 41

2.12 A Administração da Transmissão 43

2.12.1 Ampliações e Reforços 43

2.12.2 Indicações Prévias do Plano de Ampliações e Reforços 44

2.12.3 Leilões de Energia por Margem de Transmissão 44

2.12.4 Acesso ao Sistema de Transmissão 45
2.12.5 Análise de Conformidade de Projeto Básico 46
2.12.6 Análise de Superação de Equipamentos da Rede Básica 46
2.12.7 Qualidade de Energia Elétrica 47
2.12.8 Contratos de Transmissão 47
2.12.9 Apuração Mensal de Serviços e Encargos 48
2.12.10 Sistema de Medição para Faturamento 48
3 RESULTADOS DA GESTÃO EM 2015 49
3.1 Relacionamento Institucional do ONS 49
3.2 Relacionamento com Agentes e Integração de Novas Instalações 51
3.3 Relacionamento Estratégico Internacional do ONS 52
3.4 Planejamento Estratégico 2016-2020 53
3.5 Plano de Ação 2015-2018 54
3.6 Gestão de Riscos e Gestão dos Procedimentos de Rede 55
3.7 Gestão de Pessoas 56
3.8 Telecomunicação e Tecnologia da Informação 58
3.9 Gestão de Compras e da Administração Predial 62
3.10 Gestão Econômico-Financeira 63

1 INFORMAÇÕES INSTITUCIONAIS

1.1 Membros Associados do ONS

AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.
AES Uruguaiana Empreendimentos S/A
Afluente Transmissão de Energia S.A.
Agro Energia Santa Luzia Ltda.
Aliança Geração de energia S.A.
Alumar Consórcio de Alumínio S.A.
Alumínio Brasileiro S.A.
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A.
Ampla Energia e Serviços S.A.
Anglo American Barro Alto
Anglo American Brasil Ltda.
Anglo American Minério de Ferro Brasil S.A.
Anglogold Ashanti Brasil Mineração Ltda.
Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração S.A.
Araraquara Transmissora de Energia S.A.
Arcelormittal Brasil S.A.
Arcelormittal Inox Brasil S.A.
ATE II Transmissora de Energia S.A.
ATE III Transmissora de Energia S.A.
ATE Transmissora de Energia S.A.
ATE VII Foz do Iguaçu Transmissora de Energia S.A.
ATE VIII Transmissora de Energia S.A.
Atlântico Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A.
Barra Bioenergia S.A. – Filial Ipaussu
Berneck S.A. Painéis e Serrados
Bolognesi Participações S.A.
Bons Ventos Geradora de Energia S.A.
Borborema Energética S.A.
Borracha Vipal S.A.
Braskem UNIB–RS
Brasken S.A.
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.
Brasventos Eolo Gerador de Energia S.A.
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.
Breitener Jaraqui S.A.
Breitener Tambaqui S.A.
Brentech Energia S.A.

Brilhante II Transmissora de Energia Ltda.
Brilhante Transmissora de Energia Ltda.
Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.
Caetité 2 Energia Renovável S.A.
Caetité 3 Energia Renovável S.A.
Caiuá – Serviços de Eletricidade S.A.
Caldas Novas Transmissão S.A.
Campos Novos Energia S.A.
Campos Novos Transmissora de Energia S.A. - ATE VI
Candeias Energia S.A.
Canoas Duke
Caramuru Alimentos Ltda.
Carbocloro S.A. Indústrias Químicas
Castertech Fundição e Tecnologia Ltda.
Catxere Transmissora de Energia S.A.
CEB Distribuição S.A.
CELG Distribuidora S.A.
CELG Geração e Transmissão S.A.
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.
Centrais Elétricas de Pernambuco S.A. – EPESA (Termomanaus Ltda.)
Centrais Elétricas de Rondônia S.A.
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
Centrais Elétricas do Pará S.A.
Centrais Elétricas do Rio Jordan S.A.
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
Central Eólica Acari Ltda.
Central Eólica Albuquerque Ltda..
Central Eólica Anemoi Ltda.
Central Eólica Apeliotes Ltda.
Central Eólica Arena Ltda.
Central Eólica Ilha Grande Ltda.
Central Eólica Palmas Ltda.
Central Eólica Praia do Morgado S.A.
Central Eólica Ribeirão LTDA.
Central Eólica São Cristóvão S.A.
Central Eólica São Jorge S.A.
Central Eólica Sto. Antônio de Pádua S.A.
Central Eólica Volta do Rio S.A.
Central Geradora Colônia S.A.
Central Geradora Eólica Icaraí II S.A.

Central Geradora Eólica Icaraí I S.A.
Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A.
Central Geradora Eólica Taíba Andorinha S.A.
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.
Cia. Energética de Petrolina
Cia. de Transmissão Centroeste de Minas
Cia. Energética de Minas Gerais
Cia. Vale do Rio Doce
CMPC Celulose Riograndense Ltda.
Cocal Termelétrica S.A.
Companhia Brasileira de Alumínio
Companhia Brasileira de Alumínio - Canoas
Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba
Companhia de Eletricidade do Acre
Companhia de Eletricidade do Amapá
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 de Energia Elétrica Paulista
Companhia Energética Chapecó
Companhia Energética de Alagoas
Companhia Energética de Minas Gerais
Companhia Energética de Pernambuco
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 Manauara
Companhia Energética Potiguar S.A.
Companhia Energética Rio das Antas
Companhia Energética Santa Clara
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
Companhia Hidrelétrica Teles Pires
Companhia Hidroelétrica do São Francisco
Companhia Luz e Força Santa Cruz
Companhia Paraibuna de Metais - Sobragi
Companhia Paulista de Força e Luz
Companhia Piratininga de Força e Luz Ltda.
Companhia Siderúrgica do Pecém

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 Estreito Energia
Consórcio Igarapava
Consórcio Jauru
Consórcio Paraibuna
Consórcio Porto Estrela Ltda.
Consórcio Serra do Facão
Consórcio UHE Guilman Amorim
Copel Distribuição S.A.
Copel Geração S.A.
Copel Transmissão S.A.
Coqueiros Transmissora de Energia Ltda.
Corumbá Concessões S.A.
Coteminas S.A.
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.
Desa Eólicas S.A.
Dona Francisca Energética S.A.
DSM Elastômeros Brasil Ltda.
Duke Energy International – Geração Paranapanema
ECE Participações Ltda.
Eka Bahia S.A.
Elebrás Projetos S.A.
Elektro – Eletricidade e Serviços S.A.
Eletrobrás Termonuclear S.A.
Eletrogóes S.A.
Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A.
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia
Empresa Bandeirante 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 de Energia Cachoeira Caldeirão
Empresa de Transmissão de Energia de Mato Grosso S.A.
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.

Empresa de Transmissão de Várzea Grande S.A.
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.
Empresa de Transmissão Serrana S.A.
Empresa Elétrica Bragantina S.A.
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.
Empresa Santos Dumont de Energia
Encruzo Novo Transmissora de Energia Ltda.
Enerbrasil – Energias Renováveis do Brasil Ltda.
Energest S.A.
Energética Águas da Pedra
Energética Barra Grande S.A.
Energética Suape II S.A.
Energia Sustentável do Brasil S.A.
Energisa Borborema Distribuidora de Energia S.A.
Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia S.A.
Energisa Paraíba
Energisa Sergipe
Eneva S.A.
Enguia Gen CE Ltda.
Enguia Gen PI Ltda.
Eólica Faísa I Geração de Energia S.A.
Eólica Faísa II Geração de Energia S.A.
Eólica Faísa III Geração de Energia S.A.
Eólica Faísa IV Geração de Energia S.A.
Eólica Faísa V Geração de Energia S.A.
Eólica Mangue Seco 2
Eólica Mangue Seco 3 Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.
Eólica Mangue Seco 4 Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
Espora Energética Ltda.
Estação Transmissora de Energia S.A.
Evrecy Participações Ltda.
Expansion Transmissão de Energia S.A.
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S/A
Extremoz Transmissora do Nordeste
Ferreira Gomes Energia S.A.
Fibraplac Chapas de MDF Ltda.
Foz do Chapecó Energia S.A.

Foz do Rio Claro Energia S.A.
Furnas Centrais Elétricas S.A.
Geração CIII S.A.
Geradora de Energia do Amazonas S.A.
Geradora de Energia do Maranhão S.A.
Gerdau Aços Especiais S.A.
Gerdau Aços Longos S.A. – Barra dos Coqueiros
Gerdau Aços Longos S.A. – Caçu
Gerdau Aços Longos S.A. – SP
Goiânia Transmissora de Energia S.A.
Goiás Transmissão S.A.
Guaraciaba Transmissora
Gusa Nordeste S.A.
GV do Brasil Ind. e Com. de Aço Ltda.
Ijuí Energia S.A.
Innova S.A.
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.
Integração Transmissora de Energia S.A.
Interligação Elétrica de Minas Gerais
Interligação Elétrica do Madeira S.A.
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.
Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A.
Interligação Elétrica Pinheiros S.A.
Interligação Elétrica Serra do Japi S.A.
Interligação Elétrica Sul S.A.
Investco S.A. – Lajeado
Iracema Transmissora de Energia S.A.
Itá Energética S.A.
Itapebi Geração de Energia S.A.
Itiquira Energética S.A.
Itumbiara Transmissora de Energia Ltda.
Jauru Transmissora de Energia Ltda.
Kinross Brasil Mineração S.A.
Klabin S.A.
Lanxess Elastômeros do Brasil S.A.
Light – Serviços de Eletricidade S.A.
Light Energia S.A.
Linde Gases
Linha de Transmissão Corumbá
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.
Linhares Geração S.A.
Linhas de Macapá Transmissora de Energia Ltda.
Linhas de Transmissão de Montes Claros Ltda.

Linhas de Transmissão do Itatim Ltda.
Linhas de Xingu Transmissora de Energia Ltda.
Londrina Transmissora de Energia S.A. – ATE V
LT Triângulo S.A.
Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica
Luziânia-Niquelândia Transmissora S.A.
Macaúbas Energética S.A.
Manaus Transmissora de Energia S.A.
Maracanaú Geradora de Energia S.A.
Matrinchã Transmissora de Energia
MC2 Camaçari 3 S.A.
MGE Transmissão S.A.
Mineração Maraca Indústria e Comércio S.A.
Mineração Paragominas S.A.
Mirabela Mineração do Brasil Ltda.
Monel Monjolinho Energética Ltda.
MS Participações Societárias S.A.
New Energy Options Geração de Energia S.A.
Nordeste Transmissora de Energia S.A.
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.
Norte Energia S.A.
Nova Era Silicon S.A.
NovaTrans / Enelpower do Brasil Ltda.
Novo Horizonte Energética S.A.
Onfa Geradora e Distribuidora Ltda.
Oxiteno Nordeste S.A. Indústria e Comércio
Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A.
Pedras Transmissora de Energia Ltda.
Petróleo Brasileiro S.A.
Petróleo Brasileiro S.A. – Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados – FAFEN-SE
Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.
Porto do Pecem Geração de Energia S.A.
Porto Primavera Transmissora de Energia Ltda.
Refinaria Presidente Getúlio Vargas – Araucária – PR
Rei dos Ventos 3 Gerador de Energia S.A.
Retiro Baixo Energética S.A.
Ribeirão Preto Transmissora de Energia Ltda.
RIMA Indústria S.A.
Rio Amazonas Energia S.A.
Rio Branco Transmissora de Energia S.A.
Rio Canoas Energia S.A.
Rio Claro Agroindustrial S.A.
Rio Grande Energia S.A.

Rio Verde Energia S.A.
Rosal Energia S.A.
Sadia S.A.
Salobo Metais S.A.
Samarco Mineração S.A.
Santo Antônio Energia S.A.
São Gotardo Transmissora S.A.
São Mateus Transmissora de Energia S.A – ATE IV.
São Pedro do Lago S/A
SE Narandiba S.A.
Seabra Energética S.A.
Serra da Mesa Transmissora de Energia Ltda.
Serra Paracatu Transmissora de Energia Ltda.
Sete Lagoas Transmissora de Energia Ltda.
Siderúrgica Barra Mansa
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.
Sistema de Transmissão Nordeste
Solvay Indupa do Brasil
Sul Transmissora de Energia Ltda.
Suzano Papel e Celulose S.A.
Tangará Energia S.A. – Guaporé
Termelétrica Pernambuco III S.A.
Termelétrica Viana S.A.
Termo Norte Energia Ltda.
Termo Pernambuco Ltda.
Termocabo Ltda.
ThyssenKrupp CSA Siderúrgica do Atlântico
Tijoa Participações e Investimentos S.A.
Toyota do Brasil Ltda.
Tractebel Energia Suez S.A.
Transenergia Goiás S.A.
Transenergia Renovável S.A.
Transenergia São Paulo S.A.
Transmissora de Energia Sul Brasil
Transmissora Delmiro Gouveia S.A.
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.
Transmissora Porto-alegrense de Energia Ltda.
Transmissora Sudeste Nordeste S.A.
Transmissora Sudeste Nordeste S.A. – PATESA
Transmissora Sul Brasileira de Energia
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.
Transnorte Energia S.A.
U.E.G. Araucária Ltda.

Uirapuru Transmissora de Energia
Usina Termelétrica de Anápolis Ltda.
Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A.
Usina Xavantes S.A.
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A.
UTE MC2 Camaçari 2 S.A.
UTE MC2 Governador Mangabeira S.A.
UTE MC2 Nossa Senhora do Socorro S.A.
UTE MC2 Santo Antonio de Jesus S.A.
UTE MC2 Sapeaçu S.A.
UTE Parnaíba Geração de Energia S.A.
UTE Parnaíba III Geração de Energia S.A.
Vale Potássio Nordeste S.A.
Vallourec & Sumitomo Tubos do Brasil Ltda.
Ventos da Lagoa S.A.
Ventos do Litoral Energia S.A.
Ventos do Sul Energia S.A.
Ventos dos Índios Energia S.A.
Veracel Celulose
Vila do Conde Transmissora de Energia Ltda.
Votorantim Cimentos Ltda.
Votorantim Metais Níquel S.A.
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;
- Cesar Ribeiro Zani (FURNAS) como titular e Ricardo Daruiz Borsari (EMAE) como suplente;
- Fernando Henrique Schuffner Neto (CEMIG) como titular, substituído em 27/01/2015 por Mauro Borges Lemos (CEMIG), e Alexandre Magno Firmo Alves (CDSA) como suplente, substituído em 22/06/2015 por Claudia Maria Suanno (CDSA);
- Maurício Stolle Bähr (TRACTEBEL) como titular e Armando de Azevedo Henriques (DUKE) como suplente;
- Xisto Vieira Filho (ENEVA) como titular e José Alcides Santoro Martins (PETROBRÁS) como suplente;

Categoria Transporte:

- Mozart Bandeira Arnaud (CHESF) como titular, substituído em 18/08/2015 por José Ailton de Lima (CHESF), e Luciano Paulino Junqueira (NTE) como suplente, substituído em 17/04/2015 por Jorge Raul Bauer (ABENGOA);
- Ronaldo dos Santos Custódio (ELETROSUL) como titular e Ramon Sade Haddad (STATE GRID) como suplente;
- Celso Sebastião Cerchiari (CTEEP) como titular, substituído em 18/04/2015 por Reynaldo Passanezi Filho (CTEEP), e Augusto Francisco da Silva (CELG) como suplente;
- Lauro Sergio Vasconcelos David (TBE) como titular e José Aloise Ragone Filho (TAESA) como suplente, substituído em 30/11/2015 por Magdiel Unglaub (TAESA);

Categoria Consumo

- Lindolfo Zimmer (COPEL) como titular, substituído em 16/01/2015 por Luiz Fernando Leone Vianna, e Gustavo Cavalcante de Carvalho Rocha (CELESC) como suplente;
- Wilson Pinto Ferreira Junior (CPFL) como titular e Donato da Silva Filho (ESCELSA) como suplente;

- Britaldo Pedrosa Soares (ELETROPAULO) como titular e Paulo Roberto Ribeiro Pinto (LIGHT) como suplente – Até o dia 07/12/2015;
- Solange Maria Pinto Ribeiro (NEOENERGIA) como titular e Lucas Leandro Müller (REDE) como suplente;
- Ricardo Batista Mendes (VALE) como titular e Claudia Silvia Zanchi (GERDAU) como suplente;

Ministério das Minas e Energia

- Francisco Romário Wojcicki como titular, substituído em 31/03/2015 por Willamy Moreira Frota (MME), e Ildo Wilson Grüdtner (MME) como suplente.

1.3 Conselho Fiscal

- Mauro Guilherme Arce (CESP) como titular e Pedro José Diniz de Figueiredo (ELETRONUCLEAR) como suplente, representando a Categoria Produção;
- Wady Charone Junior (ELETRONORTE) como titular e Domingos Sávio Castro Horta (TAESA) como suplente, representando a Categoria Transporte;
- Gerson Carrion de Oliveira (CEEE) como titular, substituído em 10/02/2015 por Paulo de Tarso Gaspar Pinheiro Machado (CEEE), e Marcus Sérgio Fontana (CEB) como suplente, representando a Categoria Consumo.

1.4 Diretoria do ONS

- Hermes Chipp – Diretor Geral
- Álvaro Fleury Veloso da Silveira – Diretor de Administração dos Serviços de Transmissão
- Francisco José Arteiro de Oliveira – Diretor de Planejamento e Programação da Operação
- István Gárdos – Diretor de Assuntos Corporativos
- Ronaldo Schuck – Diretor de Operação

1.5 Mensagem do Conselho de Administração

A superação dos desafios impostos ao ONS

Mais uma vez, utilizo esta mensagem para reconhecer o desempenho da Organização, tanto no que se refere aos aspectos técnicos quanto corporativos. Gostaria, em particular, de destacar a garantia de suprimento obtida na gestão da operação do Sistema Interligado Nacional em 2015, em um ambiente de grande complexidade, que exigiu bastante esforço e comprometimento da Direção do ONS e de todos que estiveram mais diretamente envolvidos com o tema.

Com os níveis de armazenamento afetados pela continuidade da crise hídrica, as medidas operativas implantadas pelo ONS – recuperação dos reservatórios de cabeceira, uso intenso dos intercâmbios entre subsistemas para aproveitar excedentes energéticos existentes, a utilização do parque termelétrico e a flexibilização das restrições de uso múltiplo da água – foram fundamentais para se alcançar o objetivo de segurança do suprimento ao menor custo possível.

Outro destaque foi a integração ao SIN dos Sistemas Isolados da Região Norte, Manaus e Macapá, e das grandes usinas hidroelétricas da Região Norte, bem como os esforços para viabilizar o Bipolo 2 do complexo Madeira.

Dentro de suas atribuições regulamentares, o Conselho de Administração participou desse esforço integrado do Operador, do Ministério de Minas e Energia, das Agências Reguladoras, dos Agentes Associados e das demais Organizações que conduzem o setor elétrico, contribuindo para que os desafios impostos pelo SIN fossem superados mais uma vez.

Nesse ambiente de grande complexidade do SIN, há que registrar também os esforços empreendidos pelo ONS na sua gestão corporativa, associados aos seus recursos humanos e a criteriosa administração dos seus recursos financeiros.

Sabedores que o futuro continuará a trazer mais desafios, cada vez mais complexos, a capacitação do quadro técnico do ONS continuará a representar uma prioridade da gestão do ONS.

Maurício Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração

1.6 Mensagem do Diretor Geral

Todo empenho na gestão do Sistema Interligado Nacional - SIN

Mais uma vez, o cumprimento de nossas atribuições na gestão da operação do Sistema Interligado Nacional exigiu a total dedicação da equipe técnica do Operador e o intenso relacionamento com todas as instituições que participam da gestão do setor elétrico brasileiro.

As atenções permaneceram direcionadas para as condições de suprimento no curto e médio prazos. Enfrentamos a continuidade da crise hídrica, buscando assegurar o suprimento ao mercado consumidor com segurança e ao menor custo possível. Com esse objetivo, as políticas operativas consideraram a recuperação dos armazenamentos dos reservatórios de cabeceira das principais bacias hidrográficas, a utilização da rede de transmissão para o intercâmbio de grandes blocos de energia das regiões Sul e Norte para o Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, a plena utilização do parque termelétrico existente na maior parte do ano e a necessidade de flexibilização das restrições hidráulicas do sistema para fazer frente à escassez de recursos e assegurar condições operativas do parque hidrelétrico. Nesse contexto, as decisões tomadas envolveram o Ministério de Minas e Energia, o Ministério do Meio Ambiente, IBAMA, o Ministério da Integração Nacional, as agências reguladoras ANEEL e ANA, e os agentes envolvidos.

Entre os projetos de longa duração, destaco os estudos para o pleno aproveitamento das disponibilidades energéticas do Complexo do Rio Madeira, bem como o desafio para viabilizar os testes de campo do Bipolo 2 desse complexo; os estudos para a integração das usinas de Teles Pires e Belo Monte ao SIN; as medidas operativas implantadas para o melhor funcionamento da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá; o suprimento aos sistemas de Manaus e Macapá, Acre e Rondônia, mais recentemente integrados ao SIN, a continuidade da implantação da Rede de Gerenciamento de Energia do ONS (REGER); e o tratamento diferenciado das instalações consideradas estratégicas, visando a minimizar os efeitos das contingências múltiplas no sistema de transmissão.

Deve-se registrar ainda o esforço junto aos Agentes de forma a receber os dados de medições fasoriais das PMU implantadas em suas instalações. Esta integração entre ONS e Agentes propiciou o recebimento *on line* das medições fasoriais, que serviram de insumo para a análise das ocorrências no SIN e solidificaram ainda mais o uso da PMU no ONS. Também em 2015, foi dada sequência ao processo licitatório para a aquisição de concentradores de dados e de aplicativos associados.

O ONS, como coordenador da Força Tarefa Olimpíadas 2016, realizou em 2015 a revisão e atualização de estudos e análises para identificar as ações necessárias para garantir o suprimento de energia elétrica à cidade-sede do Rio de Janeiro e

às cidades que serão sedes de jogos de futebol, Brasília, São Paulo, Belo Horizonte, Salvador e Manaus, observando padrões de segurança diferenciados, como os adotados em eventos especiais, em consonância com os critérios estabelecidos pelo Comitê Olímpico Internacional – COI.

É importante destacar o trabalho do ONS através dos Grupos de Trabalho de Atendimento a diversos Estados, contando com o envolvimento das Autoridades locais e os Agentes envolvidos no sentido de equacionar e analisar a entrada em operação das obras da transmissão para garantia do atendimento a esses estados.

Um dos fatores essenciais para alcançar esses resultados foi a exitosa colaboração de todas as instituições que tomam parte na 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 363 agentes associados e as Associações que os representam.

No campo corporativo, buscamos assegurar a sustentabilidade do Operador por meio do investimento em programas voltados para a valorização do conhecimento técnico, do relacionamento interpessoal e do aprimoramento da capacitação para o trabalho em equipe. Deu-se continuidade à política criteriosa de administração dos recursos financeiros do Operador, com a execução de todas as atividades e projetos prioritários.

Por fim, em nome da Diretoria do ONS, agradeço a todos que compõem o ONS, por sua valiosa contribuição para os resultados alcançados pela organização.

Hermes Chipp

Diretor Geral

1.7 Destaques de 2015

Análise do Congestionamento na Interligação Norte-Sul

O sistema elétrico brasileiro passa por uma importante mudança de paradigma em sua matriz de energia elétrica, com a evolução crescente da participação de fontes renováveis intermitentes e inflexíveis, como as usinas a fio d'água da Amazônia, as usinas eólicas e, em futuro próximo, as usinas solares, além da perda gradual da sua capacidade de regularização.

Nos próximos anos, com a forte concentração de oferta inflexível nas regiões Norte e Nordeste, principalmente na estação chuvosa do SIN, limitações de transmissão nas interligações poderão impedir a transferência dos excedentes energéticos daquelas regiões para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, necessária para a otimização do sistema.

No Plano da Operação Energética 2015/2019 (PEN 2015) foi avaliado o grau de congestionamento da interligação entre o Norte/Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste, indicando a necessidade de se avaliar a viabilidade de reforços na capacidade de intercâmbio entre esses sistemas. Esta avaliação subsidiou a elaboração de artigo contemplado com menção honrosa no XXIII SNPTEE.

Validação e Implementação da Metodologia de Reservatórios Equivalentes de Energia - REE

O modelo estratégico NEWAVE, até a versão 20 de seu programa computacional, não permitia a representação explícita de bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos distintos em um mesmo subsistema de energia elétrica, uma vez que a cada subsistema era associado apenas um reservatório equivalente de energia.

Para uma melhor representação do sistema de geração, foi implementada uma extensão da abordagem tradicional, na qual se permite que um subsistema possa incluir diversas bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos próprios. Desse modo, é mantida a atual representação dos subsistemas do SIN, de modo que cada um deles possa ter diversos Reservatórios Equivalentes de Energia (REE).

Ao se representar a topologia do SIN com um número maior de REEs, é possível considerar mais detalhadamente as restrições físicas, como por exemplo, as capacidades de turbinamento e armazenamento, além de explicitar a distribuição espacial das afluências dos REEs de um mesmo subsistema e permitir que o comportamento hidrológico seja representado de forma mais acurada.

Suprimento durante os Jogos Olímpicos de 2016

Como coordenador da Força Tarefa Olimpíadas 2016, o ONS realizou em 2015 estudos e análises para identificar as ações necessárias para garantir o suprimento de energia elétrica à cidade-sede do Rio de Janeiro e às cidades que serão sedes de jogos de futebol, observando padrões de segurança diferenciados, atendendo à Resolução CMSE 001/2005 e aos critérios do Comitê Olímpico Internacional – COI.

Essas análises identificaram as ações necessárias – geração térmica adicional, restrições energéticas e ajustes e/ou novos Sistemas Especiais de Proteção (SEP) – para o Rio de Janeiro e demais cidades-sede, para que tenham suas cargas principais preservadas em situações adversas, e para garantir desempenho diferenciado em situações de perdas duplas.

2 RESULTADOS TÉCNICOS EM 2015

2.1 Estudos Pré-operacionais do Complexo do Rio Madeira

Na usina de Santo Antônio, a partir do segundo semestre de 2015, foram incorporadas as primeiras unidades geradoras situadas no leito do rio, atingindo um total de 35 máquinas em operação comercial no final do ano. Em Jirau, a entrada em operação de novas unidades ao longo do ano elevou para 37 o número de geradores entregues à operação.

Em 2015, a energia gerada no Complexo do Madeira foi escoada pelo Bipolo 1 (3.150 MW), pela estação conversora *back-to-back* (2 x 400 MW) e, em alguns períodos do ano, também pelo transformador TF-13 500/230 kV – 465 MVA.

O maior desafio enfrentado foi viabilizar os testes de campo do Bipolo 2 (3.150 MW), uma vez que a entrada em operação desse segundo bipolo garantirá o pleno escoamento da geração prevista para as usinas do Complexo nos próximos anos. Para tanto, diversos estudos pré-operacionais foram realizados, incluindo análises em ambiente de simulação de tempo real (RTDS), considerando as réplicas dos sistemas de controle e proteção dos dois bipolos e da estação conversora *back-to-back*.

As principais ações do ONS e dos agentes de transmissão e geração tiveram como objetivo tornar harmoniosa a operação do sistema HVDC do Complexo do Madeira, no que se refere ao controle e proteção dos dois bipolos de corrente contínua, fornecidos por fabricantes diferentes.

Foram também obtidos resultados positivos nos testes realizados pelos agentes de geração para avaliar a eficácia dos sistemas de *black-start*, desenvolvidos para permitir a partida das usinas sem utilização de fonte externa.

2.2 A Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá

Mudanças na configuração do sistema de suprimento a Manaus em 69 kV, derivado das subestações Manaus e Mauá 3, exigiram adequações no Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). Da mesma forma, foram revistos os estudos desenvolvidos para o Amapá, uma vez que as novas unidades geradoras desse sistema alteraram de forma significativa o desempenho da área. Ao longo do ano, as concessionárias de distribuição implantaram os novos ajustes definidos nos estudos, agregando maior segurança às áreas, para enfrentar eventuais contingências que resultem no seu ilhamento, separando-as do restante do SIN.

Foram realizados estudos pré-operacionais para a integração da usina hidrelétrica Cachoeira do Caldeirão (3 x 73 MW), no estado do Amapá. Os excedentes de geração dessa usina e das demais hidrelétricas da região (Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes e Coaracy Nunes) criam cenários em que a exportação de energia

desse estado é elevada, exigindo a definição de medidas de controle e proteção específicas. É o caso, por exemplo, do esquema de corte de geração para garantir a operação estável da ilha elétrica formada pelas usinas e pelo sistema Manaus e/ou Macapá, após contingências duplas nos troncos de 230 ou 500 kV da região.

2.3 Estudos Pré-Operacionais de Integração da Usina de Teles Pires

A usina hidrelétrica de Teles Pires, localizada no rio Teles Pires, na divisa dos Estados de Mato Grosso e Pará, faz parte do conjunto dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia dos rios Teles Pires e Apiacás, o qual é constituído pelas usinas Colider (300 MW), Sinop (400 MW), São Manoel (700 MW) e Foz do Apiacás (230 MW). Essas usinas serão integradas ao SIN por um sistema de transmissão em 500 kV, que interligará os estados de Mato Grosso, Goiás e Minas Gerais.

Embora as unidades geradoras da usina de Teles Pires tenham sido disponibilizadas em 2015, com o atraso no sistema de transmissão originalmente planejado, formado por dois circuitos de 500 kV entre a usina e a subestação de Ribeirãozinho (MT), foi necessário utilizar uma configuração provisória na SE Sinop (230 kV) para sua interligação ao SIN. Essa configuração exigiu estudos pré-operacionais específicos, incluindo análises de transitórios eletromagnéticos e transitórios eletromecânicos, tendo resultado em ações importantes de controle e proteção, com o objetivo de garantir desempenho elétrico adequado e a integridade dos equipamentos de transmissão e geração.

2.4 Integração do Sistema de Transmissão de Belo Monte

Em 2015, o ONS desenvolveu várias atividades relacionadas à integração do sistema de transmissão da usina de Belo Monte ao SIN, com destaque para os trabalhos de análise da conformidade do projeto básico do primeiro bipolo.

2.5 Jogos Olímpicos de 2016

O ONS, como coordenador da Força Tarefa Olimpíadas 2016, realizou em 2015 a revisão e atualização de estudos e análises para identificar as ações necessárias para garantir o suprimento de energia elétrica à cidade-sede do Rio de Janeiro e às cidades que serão sedes de jogos de futebol, Brasília, São Paulo, Belo Horizonte, Salvador e Manaus, observando padrões de segurança diferenciados, como os adotados em eventos especiais, em consonância com o estabelecido na Resolução CMSE 001/2005 e considerando os critérios estabelecidos pelo Comitê Olímpico Internacional – COI.

Essas análises consideram as obras previstas para estarem em operação em junho de 2016, bem como as consequências dos seus eventuais atrasos, além de

identificar as ações necessárias, tais como: geração térmica adicional, restrições energéticas e ajustes e/ou novos Sistemas Especiais de Proteção (SEP), para o Rio de Janeiro e demais cidades-sede dos jogos de futebol, de modo que elas tenham suas cargas principais preservadas em situações adversas e para garantir desempenho diferenciado em situações de perdas duplas.

Por solicitação do Ministério de Minas e Energia, o ONS elaborou o relatório ONS RE-3-0057-2015 - Instalações Estratégicas para as Olimpíadas e Paraolimpíadas de 2016, que identifica as instalações mais relevantes de caráter sistêmico para atendimento aos *clusters* da cidade do Rio de Janeiro, bem como aos estádios das outras cinco cidades-sedes. A partir da lista de instalações estratégicas, foi elaborado um critério para priorizar as instalações da Rede Básica e da Rede de Distribuição.

Foi apresentado um diagnóstico dos sistemas de proteção dos equipamentos e linhas de transmissão do tronco de transmissão de 500 kV da Área Rio de Janeiro a fim de minimizar os riscos de atuações incorretas, acidentais ou recusas que venham a provocar perturbações de grande impacto. Foi iniciada uma avaliação dos Sistemas Especiais de Proteção (SEP) implantados neste tronco de transmissão.

Além disso, o ONS iniciou estudos para rever os procedimentos de recomposição fluente dos corredores Marimbondo, usinas do Complexo de Lajes – Light e Luiz Carlos Barreto, além de procedimentos para a recomposição de Belo Horizonte Brasília, Salvador e São Paulo. Os estudos tiveram por objetivo assegurar o rápido e seguro retorno das cargas prioritárias tais como: *clusters* olímpicos, transportes de massa (trens e metrô), hospitais, dentre outros, durante o período dos Jogos Olímpicos e Paralímpicos Rio 2016.

Destaca-se também a participação do Operador Nacional em reuniões no Ministério de Minas e Energia, com o Grupo de Energia da Autoridade Pública Olímpica (APO), para analisar os aspectos do suprimento de energia para os Jogos.

2.6 Melhoria da Segurança Elétrica

O ONS atua continuamente para agregar segurança adicional ao desempenho do SIN, por meio de várias iniciativas. Em função das características relacionadas com a topologia da rede, a segurança operativa do sistema está sujeita a diferentes graus de risco de desligamento intempestivo de instalações de transmissão ou geração.

Embora seja planejado para suportar contingências simples (critério n-1), o SIN está sujeito a perturbações de maior gravidade, desencadeadas por sequências de eventos, que ocasionalmente podem levar ao desligamento simultâneo de mais de um dos componentes da rede, violando o referido critério. Dependendo da

instalação afetada, as consequências podem ser mais severas, envolvendo o desligamento de grandes montantes de consumidores.

No sentido de minimizar as chances de ocorrência de uma perturbação de grande porte, restringir a propagação de um distúrbio e agilizar ao máximo a recomposição das cargas, é necessário manter um trabalho permanente de observação, análise, diagnóstico e prevenção destes eventos.

Considerando a natureza combinatória do problema, bem como a particularidade dos eventos e das configurações do sistema antes e após os distúrbios, a análise em pós-operação de grandes perturbações fornece importante insumo para o estabelecimento de medidas preventivas e para o reforço da segurança do sistema.

Em 2015, foi implantado um Sistema Especial de Proteção (SEP) capaz de identificar a perda de grandes blocos de potência, como por exemplo, a perda de um bipolo de Itaipu ou do complexo do Madeira, cortando geração na usina hidrelétrica de Tucuruí, de modo a se controlar a estabilidade do sistema, evitando-se uma propagação do distúrbio com consequências mais severas. Esse SEP tem sua atuação relacionada com o cenário de exportação da região Norte para a Sudeste.

2.6.1 Instalações Estratégicas

O conceito de instalações estratégicas abrange as usinas, subestações e troncos de transmissão que, caso sejam desligados por problemas elétricos ou destruídos/avariados por outros motivos, a interrupção de seus serviços pode levar à ocorrência de perda de grandes blocos de geração e/ou de carga, causando grande impacto para a sociedade.

A partir do conhecimento das instalações estratégicas, o ONS, desde 2012, com a participação dos agentes envolvidos, vem empreendendo as seguintes ações:

- Identificação/atualização do conjunto de subestações assistidas.
- Aprimoramento das informações sobre as condições meteorológicas ambientais (chuvas, direção e sentido de vendavais, descargas atmosféricas, temperatura do ar, pressão atmosférica) e queimadas, disponíveis nos Centros de Operação, no sentido de preparar o SIN para eventuais contingências múltiplas.
- Interação com a área de planejamento da expansão para a definição de reforços que minimizem as consequências de determinadas perdas múltiplas.
- Implantação de novos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs).
- Melhoria de projeto de novos SEPs no sentido de minimizar atuações acidentais ou incorretas.

- Adoção de critérios mais conservadores quando forem realizados serviços de manutenção nessas instalações.
- Adoção de critérios especiais para os testes dos dispositivos de *black-start* das unidades geradoras.

No sentido de tornar o SIN mais resiliente, foi criado um grupo de trabalho formado por representantes do MME, ANEEL, EPE, ONS e Cepel, sob coordenação técnica do ONS. Os estudos tiveram a participação dos agentes proprietários das instalações. O objetivo era identificar as subestações que necessitavam de complementação de arranjo ou de outras medidas para melhorar a sua segurança intrínseca.

A prevenção contra sequências de eventos capazes de dar origem a perturbações de grande porte envolve a engenharia de subestações, visando:

- Minimizar o risco de falha humana na operação e na manutenção das instalações;
- Prover sua proteção, automação, controle, monitoramento e supervisão de acordo com os Procedimentos de Rede, os quais poderão ser excedidos sempre que as peculiaridades das instalações o exigirem.

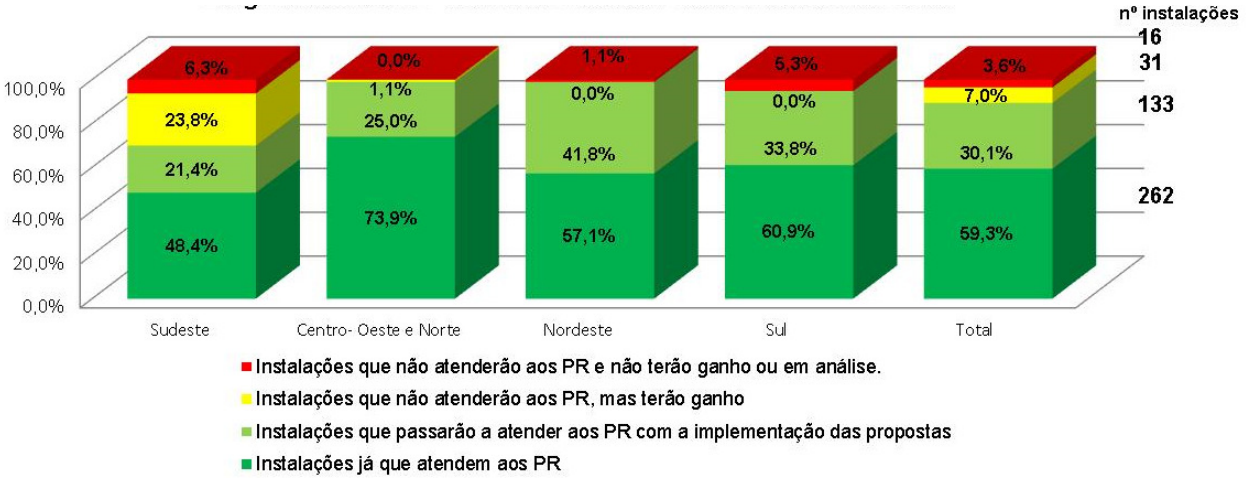
A elaboração do trabalho consistiu na verificação do pleno atendimento aos requisitos estabelecidos no Submódulo 2.3 dos Procedimentos quanto ao arranjo de barramentos:

- Em subestações com arranjo do tipo barra dupla com disjuntor simples, foi proposta a instalação de proteção de barra adaptativa, conjugada com a proteção de falha de disjuntor;
- Avaliação da possibilidade de redução dos reflexos das contingências que, eventualmente, possam conduzir a distúrbios de grande porte, como a ocorrência de falha na abertura de disjuntor;
- Medidas para minimização de riscos através de aperfeiçoamentos relativos aos arranjos de barramento;
- Possível utilização de tecnologias híbridas, com módulos compactos para vãos dos equipamentos e construção de novos setores utilizando tecnologia a GIS (Gas Insulated Switchgear).

Como resultado da análise realizada, foram identificadas as subestações que necessitam de complementação do arranjo ou de outras medidas julgadas necessárias para melhorar a segurança intrínseca das subestações e com isso, o desempenho do Sistema Interligado Nacional como um todo. Foram analisadas 439 instalações de Rede Básica e 13 subestações, que fazem parte da Rede de Operação do ONS.

A Figura 1 apresenta o diagnóstico geral de atendimento aos Procedimentos de Rede, após a execução de todas as melhorias recomendadas.

Figura 1 – Atendimento aos Procedimentos de Rede – Diagnóstico Geral



Avaliação do Desempenho dos Sistemas Especiais de Proteção

Os critérios e procedimentos para a execução de testes funcionais nos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) instalados no SIN foram estabelecidos em 2012, visando assegurar o seu desempenho adequado. Entre 2012 e 2014, foram realizados testes em 81 SEPs instalados em diversas áreas do sistema. Em 2015, dando continuidade ao processo, foram realizados mais 11 testes. Para cada ensaio foi gerado um relatório contendo uma breve descrição do sistema, sua finalidade, os testes realizados, as anormalidades eventualmente encontradas, bem como as providências tomadas. Além disso, para consolidar todos os testes realizados no ano anterior, uma Nota Técnica foi publicada pelo ONS em abril/2015.

2.6.2 Implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores

O ONS atuou fortemente junto aos Agentes de forma a receber os dados de medições fasoriais das PMU implantadas em suas instalações. Esta integração entre ONS e Agentes propiciou o recebimento *on line* das medições fasoriais, que serviram de insumo para a análise das ocorrências no SIN e solidificaram ainda mais o uso da PMU no ONS. Também em 2015, foi dada sequência ao processo licitatório para a aquisição de concentradores de dados e de aplicativos que irão integrar o Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN (SMSF), com destaque para os marcos relacionados a seguir:

- Até 08/2015 – preparação do Edital para lançamento da licitação;
- 31/08/2015 - o ONS recebeu a não-objeção do Banco Mundial para o início do processo licitatório;

- 15/09/2015 – aprovação do início do processo de licitação e apresentação à diretoria do ONS do cronograma do Projeto e do Sistema de Telecom (Infraestrutura);
- 18/09/2015 – publicado edital do processo licitatório para o projeto SMSF do Sistema Interligado Nacional (SIN) no site do ONS, DOU, Valor Econômico e Site da ONU. Vinte e dois proponentes solicitaram link para acesso ao edital do processo.
- 15/10/2015 – Workshop – Pré Bid, reunião com os fornecedores;
- 22/10/2015 – reunião com a ANEEL, apresentação à ANEEL do formato final do projeto;
- 23/11/2015 – recebimento das propostas técnicas, fase 1, abertura e início da análise das propostas recebidas. Nesta etapa o ONS recebeu proposta de três proponentes;
- 08/12/2015 - o ONS realizou uma reunião com os Agentes, para sua atualização e esclarecimento sobre o desenvolvimento do Projeto SMSF;

Está prevista para 2016 a conclusão da licitação, com a escolha do fornecedor a ser contratado até o final do primeiro semestre.

2.7 Planejamento e Programação da Operação

O ciclo anual de Planejamento da Operação do SIN é composto por estudos de médio prazo da operação energética, publicados no Plano da Operação Energética (PEN), cujo horizonte de análise é do mês/ano em que é elaborado a dezembro do quinto ano à frente, e dos estudos de médio prazo da operação elétrica, publicados no Plano de Operação Elétrica (PEL), cujo horizonte de análise é de dezesseis meses, de janeiro do ano seguinte a sua elaboração a abril do segundo ano. Seguem-se a programação semanal e diária, produzidas com a participação dos agentes associados, em que os aspectos energéticos e elétricos entrelaçam-se cada vez mais, na medida em que se encurta o horizonte de análise.

2.7.1 A Operação Energética

Horizonte de Médio Prazo

Em 2015, o Plano da Operação Energética 2015/2019 (PEN 2015) foi emitido, excepcionalmente, em setembro, contemplando as informações da 2ª Revisão da Carga Própria ocorrida em agosto. Seus resultados subsidiam o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão da geração e das interligações regionais, para adequação da oferta de energia

aos critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A energia nova agregada pelos leilões e o acréscimo de novas linhas de transmissão fizeram crescer a oferta de energia no período. A hidroeletricidade continuará sendo a principal fonte de geração de energia, embora sua participação se reduza de 73,7% em 2014 para 68,0% no final do horizonte. Haverá um significativo crescimento da capacidade instalada em usinas eólicas, que passará de 3,7% da matriz de energia elétrica para 9,4% ao final de 2019.

Destaca-se a mudança de paradigma na forma de operar o SIN, já apontada em diversos estudos emitidos nos últimos anos, devido à inexistência de novos reservatórios de regularização plurianual; ao uso mais intensivo da geração termelétrica mesmo com hidrologias médias e para complementar o atendimento à ponta de carga; à importância da expansão da transmissão para a redução dos custos operativos; ao expressivo crescimento da geração eólica e aos novos aproveitamentos hidrelétricos na Amazônia a fio d'água e com oferta sazonal.

Os valores de carga de energia e demanda da 2ª Revisão Quadrimestral da Carga, antecipada para agosto de 2015, foram utilizados nesse estudo. Essa revisão considera: a conjuntura econômica e de mercado do primeiro semestre de 2015; os desvios observados entre a carga verificada e as projeções elaboradas em abril para a 1ª Revisão Quadrimestral da Carga do ano; a atual dinâmica da economia; a divulgação do aumento de tarifas de energia elétrica decorrente da cobrança das bandeiras tarifárias, da revisão tarifária extraordinária e das revisões tarifárias ordinárias já ocorridas; e uma taxa média anual de crescimento do PIB no período 2015/2019 de 2,5% a.a..

No PEN 2015, as avaliações das condições de atendimento foram divididas em dois horizontes. No primeiro, 2015/2016, foram feitas análises conjunturais, determinísticas e estocásticas, destacando-se a evolução do armazenamento de cada subsistema do SIN. Em geral, nesse período, as configurações de usinas e linhas de transmissão estão definidas, e dificilmente há possibilidade de incorporação ou antecipação de novos empreendimentos. O segundo horizonte compreende os três anos restantes, 2017 a 2019, e apresenta um caráter mais estrutural, sendo observados indicadores como os riscos de déficit e valores de custo marginal de operação. Nesse período, a expansão da geração e da transmissão é preponderante para aumentar a segurança do atendimento ao mercado de forma estrutural.

Em função da perda da capacidade de regularização do sistema frente ao crescimento da carga, tem sido cada vez maior a influência das condições iniciais de armazenamento nos resultados dos primeiros dois anos do horizonte de avaliação, impactando as métricas normalmente utilizadas, como riscos de déficit, valor esperado da energia não suprida e custos marginais de operação.

Sob o enfoque da análise das condições de atendimento à carga, as avaliações probabilísticas para o horizonte 2017/2019 com base nos riscos de déficit de energia indicam adequação ao critério de suprimento preconizado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), na medida em que os riscos de déficit são inferiores a 5% em todos os subsistemas;

A análise do atendimento da demanda máxima indica que, apesar da existência de sobras de disponibilidade para atender a demanda máxima do SIN, poderão ser necessárias ações especiais de despacho para manter o controle de frequência em situações de aumentos não previstos da demanda máxima em função da elevação de temperatura nos meses de verão, uma vez que a demanda máxima apresenta uma tendência de elevação da ordem de 4.000 MW a cada 10ºC, a partir de temperaturas próximas de 35ºC;

Além disso, foi identificada elevada frequência de congestionamentos na interligação Norte/Sul, com redução ao final do horizonte, quando da entrada do reforço associado ao escoamento da energia da usina de Belo Monte, ratificando o diagnóstico das avaliações energéticas quanto à necessidade de avaliações custo/benefício de reforços/antecipações.

Horizonte de Curto Prazo

O ano de 2015, sob o ponto de vista climático, foi caracterizado logo em seu início pela ocorrência de uma anomalia positiva da pressão atmosférica na região Centro-Sul do país, que provocou um bloqueio da entrada de frentes frias e de sistemas de baixa pressão. Este fenômeno também conduziu a uma redução do transporte de umidade da Amazônia para a região Sudeste do Brasil e levou à não ocorrência de episódios da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS). Consequentemente, houve precipitações significativamente abaixo da média nas bacias hidrográficas localizadas nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte, configurando-se uma situação desfavorável no período úmido em importantes bacias do SIN, como as dos rios Paranaíba, Grande, São Francisco e Tocantins.

A ocorrência do fenômeno El Niño, associado à elevação da temperatura da superfície do mar na região do Pacífico Equatorial, passou a ter uma forte influência no regime de chuvas no Brasil. Na região Sul, notadamente, houve episódios de altas precipitações, e, nos trechos mais ao norte das regiões Nordeste e Norte, ocorreu um quadro de anomalias negativas de precipitação. O evento El Niño que se iniciou durante o verão/outono de 2015, foi classificado como muito forte e está entre os três mais intensos da história, tendo atingido o seu pico em novembro de 2015.

Nesse contexto, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou afluências desfavoráveis no período úmido de 2015, em continuidade ao observado no ano de 2014, com apenas 74% da MLT, representando o oitavo pior período úmido do histórico. O período seco teve afluências em torno da média, com 109% da MLT,

o que totalizou um valor anual de 89% da MLT. No subsistema Sul, as afluências foram muito favoráveis com 140% da MLT no ano. No subsistema Norte, o comportamento das afluências foi desfavorável, com 73% da MLT, especialmente em seu período chuvoso (71% MLT). No Nordeste, o ano foi muito crítico, com 38% da MLT, sendo classificado como o mais seco do histórico de 85 anos, ainda pior que 2014, que havia sido caracterizado como o pior do histórico naquele momento.

Em 2015, mais uma vez, ficou evidenciada a diversidade hidrológica dos subsistemas componentes do SIN. Caracterizou-se uma condição hidrológica de transição de crítica para média no subsistema Sudeste/Centro-Oeste; muito úmida no Sul, refletindo o início da atuação do evento El Niño; seca no Norte; e a mais crítica no Nordeste, constituindo-se, nesse subsistema, um novo período crítico plurianual, como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Energia Afluente por Subsistema

Subsistemas	Energia Natural Alfuente (ENA) - % da média histórica				
	Jan./Abr. período chuvoso 2014/2015	Maio/Nov. período seco 2015	Dez. período chuvoso 2015/2016	2015	Classificação no histórico 1931 – 2015 (ordem crescente)
SE / CO	72	110	99	89	21º
Sul	145	161	294	165	82º
Nordeste	36	44	27	38	1º
Norte	68	89	29	73	8º
SIN	72	113	103	92	28º

A Tabela 2 apresenta um resumo das condições das afluências nas bacias hidrográficas em 2015, mostrando também a diversidade hidrológica observada entre as principais do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Enquanto observaram-se condições críticas nas bacias do rio Grande, Paranaíba, Tietê, Paraíba do Sul, Paraná e Doce (pior do histórico), ocorreram afluências muito favoráveis nos rios Paranapanema e Madeira. Nessa tabela, as bacias dos rios Jacuí, Iguaçu e Uruguai, integrantes do subsistema Sul, mostraram um comportamento uniforme e muito favorável em 2015.

Tabela 2 – Armazenamento e Energia Afluente por Bacia

Principais Bacias	Part. % no Armazenamento da Região	Armazenamento em 30/11/15 (% EAmax)	Energia Afluente 2015	
			%MLT	Classificação no Histórico 1931 – 2015 (ordem crescente)
Parnaíba	38% SE/CO	10,6	65%	1º
Grande	26% SE/CO	26,7	53%	2º
Tietê	4% SE/CO	77,9	97%	41º
Doce	-	-	34%	1º
Paraíba do Sul	4% SE/CO	12,7	62%	2º
Madeira	-	-	119%	72º
Paranapanema	6% SE/CO	92,0	154%	79º
Iguaçu	51% S	97,9	157%	79º
São Francisco	97% NE	4,5	38%	1º
Tocantins	96% N	16,1	65%	4º

Como consequência dessas reduzidas afluências na maior parte das bacias do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, notadamente no período úmido, e nas bacias dos subsistemas Nordeste e Norte, os níveis de armazenamento dos reservatórios nesses três subsistemas manteve-se baixo, chegando ao fim do ano, no caso do Nordeste e do Norte, com valores inferiores aos registrados no ano anterior, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Energia Armazenada por Subsistema

Subsistemas	Part. % no Armazenamento do SIN	Energia Armazenada (EAR) - % da EAR máxima	
		31/12/2014	31/12/2015
SE /CO	70,0	19,3	29,8
Sul	6,9	57,4	98,4
Nordeste	17,9	17,3	4,9
Norte	5,2	33,3	15,4

As medidas operativas e de gerenciamento dos recursos hídricos adotadas em 2014, em razão da escassez hídrica observada nas principais bacias dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste naquele ano, foram mantidas diante da permanência de condições hidrológicas e de armazenamento desfavoráveis nestes subsistemas em 2015, sendo exigido do ONS, na elaboração dos Programas Mensais de Operação e suas revisões semanais, o cuidadoso gerenciamento dos recursos hidroenergéticos disponíveis. Dentre as medidas operativas implantadas com este fim, destacam-se a preservação dos armazenamentos dos reservatórios de cabeceira das principais bacias

hidrográficas, o despacho pleno da disponibilidade das usinas termelétricas por Segurança Energética, e o uso da capacidade de transmissão de energia para realizar transferências das regiões com maiores disponibilidades energéticas, Norte e Sul, para aquelas em piores condições, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Além disso, teve grande importância para a garantia do atendimento eletroenergético em 2015 a permanência da política operativa de flexibilização de algumas das principais restrições hidráulicas do SIN, resultantes da articulação e trabalho conjunto entre o ONS, as agências reguladoras ANA e ANEEL, o IBAMA, o MME, o MMA, os Comitês de Bacias e os Agentes setoriais, para compatibilizar os requisitos energéticos com aqueles associados aos usos múltiplos da água, com destaque para:

- Níveis mínimos de navegação da Hidrovia Tietê/Paraná até o trecho a jusante da usina de Nova Avanhandava;
- Defluência mínima das usinas de Três Marias, Sobradinho, Xingó, Jupiá, Porto Primavera, Caconde e da barragem de Santa Cecília;
- Geração mínima de unidades geradoras das usinas hidrelétricas durante os períodos de carga leve;
- Operação da usina de Itaipu como reservatório de regularização, entre a cota máxima de 220,40 m e a mínima de 216,00 m;
- Armazenamento mínimo na usina hidrelétrica de Mascarenhas de Moraes (75% de seu volume útil) para captação de água e travessia de balsa no reservatório; e
- Regra especial de rebaixamento dos reservatórios das usinas de Jirau e Santo Antônio, que assegurou condições para não agravar as cheias a montante e a jusante das usinas, minimizando o risco de paralização das usinas.

A implementação destas medidas operativas, associada à evolução das condições hidroenergéticas do SIN ao longo do ano, bem como a expectativa de se atingir níveis de armazenamento da ordem de 30 % nas regiões Sudeste/Centro Oeste, ao final de novembro de 2015, possibilitaram ao CMSE deliberar pelo desligamento das usinas térmicas com Custo Variável Unitário (CVU) acima de R$600/MWh, despachadas por Segurança Energética, a partir do dia 08 de agosto 2015, com uma redução de cerca de 2.000 MWmed de energia e consequente economia no custo mensal de operação das usinas térmicas.

2.7.2 A Operação Elétrica

Horizonte de Médio Prazo

O processo de planejamento da operação elétrica dá origem a dois produtos: o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PEL) e as Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral (Quadrimestrais).

O PEL 2015 apresentou as avaliações do desempenho elétrico do SIN para o período entre janeiro de 2016 e abril de 2017. Os estudos mostram a evolução da capacidade das interligações regionais, com a entrada em operação de 22 novos circuitos em 500 kV, totalizando 6.300 km de linhas associadas à usina de Belo Monte, para as interligações Norte/Nordeste e Nordeste/Sudeste, e à malha de 500 e 440 kV de escoamento das usinas do Rio Madeira. Foram avaliadas as melhores alternativas de antecipação de reforços para contornar um possível atraso da entrada em operação da linha de transmissão Araraquara 2 - Taubaté. Além disso, foram avaliadas a conexão de seis unidade geradoras adicionais na usina de Santo Antônio, a integração através de conexão provisória e na configuração planejada das usinas do rio Teles Pires, e a evolução dos sistemas de atendimento à Manaus e Macapá.

Outros pontos merecem destaque, como a integração de fontes eólicas e a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do SIN, que resultou em uma proposta com as soluções operativas, além da identificação de um conjunto de obras de extrema relevância que eliminam restrições de geração ou de atendimento às cargas. Dentre essas, destaca-se a recomendação para a antecipação para o final do segundo semestre de 2017 do 1º Bipolo de corrente contínua de Belo Monte, atualmente previsto para fevereiro de 2018, de forma a aumentar a capacidade de escoamento da energia gerada nas regiões Norte e Nordeste.

A crescente participação da geração eólica na matriz de energia elétrica brasileira, traduzida pela implantação de cerca de 800 MW de parques na região Sul e 7.000 MW no Nordeste, totalizando cerca de 15.000 MW instalados em abril de 2017, demanda soluções estruturais robustas na Rede Básica para viabilizar o escoamento de toda essa produção. Além disso, deve ser aprimorada a previsão de geração eólica associada aos processos de programação e despacho. A variabilidade e imprevisibilidade intrínsecas da produção eólica em função do regime de ventos trazem desafios importantes para a operação do sistema.

O Relatório de Diretrizes da Operação Elétrica detalhou, para cada quadrimestre, as medidas operativas necessárias para atender 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 assim ao menor custo da operação e à máxima segurança operativa.

Nos estudos de 2015, destacaram-se a implementação de uma alternativa conjuntural para o escoamento da produção das primeiras unidades de Teles Pires para atendimento à região de Manaus, bem como a utilização de medidas operativas para aumentar os limites da interligação Norte-Sul, diante de perda de grandes montantes de geração nas regiões Sul, Sudeste ou Centro-Oeste.

Horizonte de Curto Prazo

Ao longo de 2015, 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. Foram estabelecidas várias diretrizes no sentido de possibilitar a prática de elevados valores de recebimento pela região Sudeste provenientes simultaneamente das usinas de Itaipu, da região Sul e das regiões Norte e Nordeste, e ainda explorar a plena capacidade instalada nas usinas de Santo Antônio e Jirau, através da utilização do bipolo de corrente contínua que escoa a potência dessas usinas do rio Madeira, associada com a operação de várias usinas hidrelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste com número reduzido de máquinas, visando não agravar ainda mais a condição energética deste subsistema.

Nesse ano, o processo de análise de intervenções envolveu cerca de 44.000 solicitações de desligamentos de equipamentos da rede de operação do SIN. Essa atividade tem como objetivo atender as necessidades de manutenção dos agentes, definindo as medidas operativas necessárias, atendendo aos padrões e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, compatibilizando as restrições elétricas e o atendimento à carga com as políticas energéticas, visando assim ao menor custo da operação e à máxima segurança operativa.

No planejamento mensal, foram elaboradas diversas avaliações do desempenho elétrico do SIN, que propuseram medidas nas seguintes áreas:

- Controle de tensão da Região Sudeste - Operação com número reduzido de unidades geradoras na usina de São Simão.
- Controle de tensão do tronco Tucuruí-Presidente Dutra - Operação com número reduzido de unidades geradoras na usina de Tucuruí.

2.8 A Operação do SIN

Atividades de preparação da operação

Em 2015, com o objetivo de aprimorar os recursos de suporte à operação em tempo real, foram introduzidas melhorias na estrutura e diagramação dos documentos normativos, que permitiram minimizar os riscos de falhas e agilizar as consultas aos mais de mil documentos disponíveis para consulta em monitores nas Salas de Controle. Foram realizadas cerca de 2.500 revisões em diretrizes, procedimentos e instruções de operação. A integração de novas obras ao SIN motivou o aumento no número de documentos normativos, em especial a agregação de 78 parques eólicos na região Nordeste e 26 na região Sul, os quais agregaram 2.626 MW à capacidade instalada do SIN.

Os Centros de Operação do ONS também emitiram 116 pareceres técnicos, como parte dos pareceres de acesso para a integração de novas obras ao SIN.

Ao longo do ano, os Centros de Operação trataram de mais de 54.000 intervenções na Rede de Operação, motivadas pelas medidas operativas associadas à continuidade da crise hídrica, pela realização dos testes para a integração plena do elo de corrente contínua do complexo do Madeira, e pelos testes de comprovação da capacidade das usinas de autorrestabelecimento (*blackstart*), tendo sido todas essas intervenções adequadamente realizadas.

Foram implantados dois novos sistemas computacionais nos Centros de Operação do ONS, com reflexos positivos nos processos de aprovação das intervenções e de análise energética:

- Sistema de Gestão de Intervenções dos Centros de Operação (SICOP), que dá apoio à consolidação da programação e elaboração do Programa Diário de Operação (PDO);
- Sistema de Consolidação da Programação Energética, da Operação Comercial, da Operação de Reservatórios e do Controle de Cheias (SIPOCH).

Atividades de capacitação da operação em tempo real

O sucesso das atividades da operação em tempo real é altamente dependente do conhecimento especializado e da capacidade de resposta de suas equipes técnicas. Em 2015, o ONS desenvolveu e implantou o Programa Estruturado de Treinamento das Equipes de Tempo Real, voltado especificamente para o desenvolvimento continuado das equipes de tempo real dos Centros de Operação.

Foram realizados três cursos nesse programa, totalizando 512 horas de treinamento, para cerca de 200 colaboradores, nos cinco Centros de Operação do ONS, em Brasília, Florianópolis, Recife e Rio de Janeiro, sem necessidade de deslocamento das equipes, de acordo com a metodologia adotada.

Para o treinamento e capacitação das equipes do ONS e dos diversos agentes envolvidos, foram realizados 26 exercícios de operação simulada (*drills*), de alcance regional (área RJ/ES, área leste da região NE, área Manaus/Macapá, área Campos Novos) e sistêmico (recomposição Sul/Sudeste e Norte/Nordeste), com a participação de 343 colaboradores.

Atividades de pós-operação

As atividades que fazem parte da pós-operação podem ser reunidas em três grandes grupos: análise da operação realizada, apuração e tratamento estatístico de dados, e divulgação de resultados técnicos, conforme detalhado na Tabela 4.

Tabela 4 – Atividades inseridas na pós-operação

Análise da operação realizada	Controle de tensão, frequência, carregamentos e limites
	Controle de intervenções
	Controle de reservatórios
	Comunicação verbal na operação
	Atendimento ao Programa Diário de Produção
Apuração e tratamento estatístico de dados	Dados de disponibilidade e restrição operativa de ativos de transmissão
	Dados de geração e disponibilidade de geração
	Dados de montantes de uso do sistema de transmissão
	Dados de hidrologia
	Dados de consumo
	Dados de interrupção de Pontos de Controle
Divulgação de resultados técnicos	Divulgação de resultados diários, semanais e mensais sobre a operação realizada
	Divulgação de relatórios mensais sobre geração eólica, intercâmbios internacionais, demanda e carga de energia por unidade da federação, geração por unidade da federação
	Indicadores de desempenho do sistema e da operação
	Disponibilização de dados para a CCEE visando à contabilização do mercado de curto prazo
	Disponibilização de dados para contabilização do uso do sistema de transmissão (MUST) e parcela variável prevista nos Contratos de Prestação de Serviço da Transmissão (CPST)
	Disponibilização de dados para a ANEL e MME

Nas atividades de análise da operação realizada, foram emitidos ao longo do ano cerca de 500 relatórios, atendendo ao estabelecido nos Procedimentos de Rede, conforme detalhado na Tabela 5.

Tabela 5 – Relatórios emitidos em 2015

Relatório	Quantidade
Relatório de Ocorrências	359
Relatório de Análise da Operação	10
Relatório de Análise de Perturbações	35
Relatório de Análise de Falhas	2
Relatório de Testes de Autorrestabelecimento	79
TOTAL	**485**

Quanto à apuração e tratamento estatístico de dados e eventos, houve um significativo incremento nos números registrados em 2015, relacionados à expansão do sistema e às novas determinações regulatórias.

Quanto à divulgação de resultados, novos produtos passaram a ser disponibilizados no site do ONS, aumentando as informações divulgadas à sociedade.

Também merecem destaque os relatórios emitidos em atendimento a demandas específicas da ANEEL, tais como os Comunicados de Ocorrências em Instalações de Geração (COIG), com 513 documentos emitidos no ano, os Termos de Liberação de instalações de transmissão, com 1.240 documentos emitidos para testes, operação provisória e operação definitiva (REN nº 454/2011), as Declarações de Atendimento aos Procedimentos de Rede para início de operação de unidades geradoras, com 564 documentos emitidos para testes, operação provisória e definitiva (REN nº 583/2013), e o acompanhamento e elaboração de relatórios de testes de autorrestabelecimento em usinas, com 79 documentos emitidos em 2015 (REN nº 697/2015).

Outro destaque de 2015 foi a implantação, planejada e coordenada pelos Centros do ONS, com o envolvimento dos Agentes de Operação, de três novas Resoluções Normativas da ANEEL publicadas nesse ano: REN nº 666/2015, que atualizou diretrizes para contratação, apuração e contabilização dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão; REN 669/2015, que disciplinou a programação e execução de plano mínimo de manutenções pelos agentes de transmissão; e REN 697/2015, que atualizou diretrizes para contratação, acompanhamento e

divulgação de informações sobre serviços ancilares. Essas novas regulamentações implicaram revisão de procedimentos operativos para o ONS e Agentes, revisão dos Procedimentos de Rede, revisão de sistemas computacionais e realização de workshops com os agentes.

Atividades de Operação e Manutenção dos Sistemas de Supervisão e Controle

Em 2015, foram implementadas novas funcionalidades no desenvolvimento da fase 2 da Rede de Gerenciamento de Energia (REGER), já consolidado como o Sistema de Supervisão e Controle dos Centros de Operação do ONS desde o ano anterior.

Foram agregadas diversas aplicações desenvolvidas para apoio à Operação em Tempo Real e também para suportar as atividades de Pós-Operação, além de outras destinadas ao acompanhamento do desempenho do próprio REGER e suas conexões com os agentes, como por exemplo:

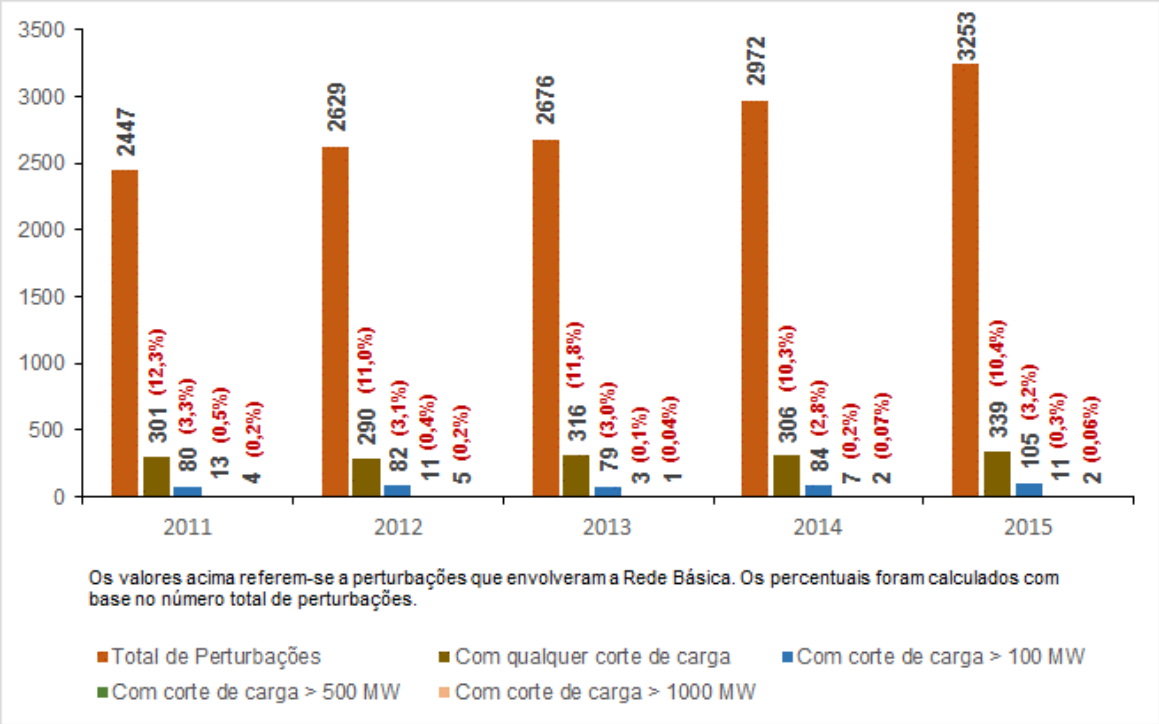
- Telas de Áreas Elétricas, que permite apresentar uma perturbação ocorrida de forma ilustrativa, com dados dinâmicos, conforme coletados, facilitando o entendimento dos agentes e entidades envolvidas na apuração da ocorrência;
- Análise de Violações, que permite observar diariamente todos os equipamentos da rede;
- Monitoramento da Região de Segurança, que permite visualizar de forma gráfica a região de segurança definida para o sistema elétrico, considerando a topologia no momento da operação, reduzindo risco de desligamentos.

Ao longo de 2015, o ONS registrou, em seus Centros Regionais de Operação, o crescimento do número de conexões de dados e voz com os sistemas dos agentes, alcançando o total de 367 conexões, através das quais são monitorados atualmente cerca de 84.000 pontos de medidas analógicas e 155.000 pontos de medidas digitais, correspondentes a cerca de 2.400 instalações do SIN supervisionadas pelo ONS.

2.9 Indicadores de Desempenho do SIN em 2015

Do total de 3.253 perturbações registradas em 2015, em apenas duas (0,06%) os cortes de carga foram superiores a 1.000 MW. Na Figura 4, pode-se observar que houve onze eventos (0,3%) com corte de carga superior a 500 MW, e ainda um total de 105 (3,2%) com corte de carga superior a 100 MW.

Figura 4 – Evolução do número de perturbações e de seu impacto sobre o SIN



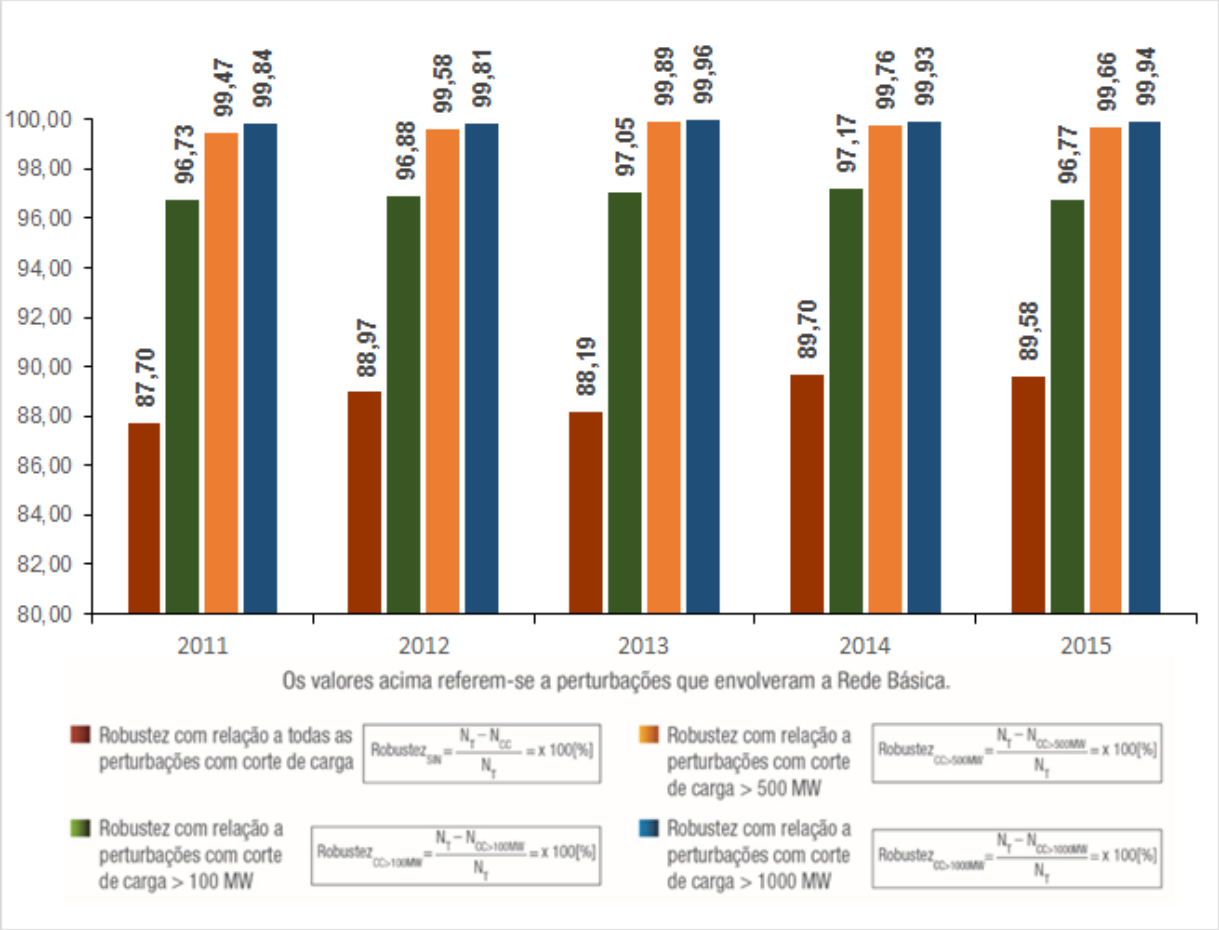
Indicador de Robustez do SIN

Um indicador de desempenho bastante representativo da segurança no atendimento elétrico alcançada em 2015 no SIN é o de robustez, pois relaciona as perturbações no SIN com o suprimento às cargas. É expresso pela relação entre o número de perturbações com determinado nível de corte de carga e o número total de perturbações.

Os valores apurados para o índice de robustez em 2015 são os seguintes, conforme a Figura 5:

- Para qualquer corte de carga – a robustez foi de 89,58%.
- Para cortes de carga acima de 100 MW – a robustez foi de 96,77%.
- Para cortes de carga acima de 500 MW – a robustez foi de 99,66%.
- Para cortes de carga acima de 1.000 MW – a robustez foi de 99,94%.

Figura 5 – Índices de Robustez do SIN entre 2011 e 2015



2.10 Definição de Melhorias nas Áreas de Recomposição Fluente e Coordenada do SIN

A recomposição fluente é um procedimento que permite minimizar o tempo de interrupção do sistema de forma ágil, simultânea e independente. Pode ser executado pelos operadores das subestações ou pelos Centros de Operação dos agentes, com o mínimo de comunicação possível, de acordo com procedimentos previamente definidos em estudos.

O ONS, em conjunto com os agentes, definiu e mantém atualizados corredores de recomposição fluente e coordenados para o restabelecimento dos principais centros de carga do país. Ao longo de 2015, foram avaliados os processos de recomposição fluente de diversas áreas do SIN, especialmente onde a entrada em operação de novos equipamentos trouxe mudanças importantes na topologia da rede, tornando necessário reavaliar os processos de recomposição.

2.11 Evolução dos Processos e Aprimoramentos Metodológicos

Na área de previsão de afluências, foi concluída mais uma etapa do projeto de desenvolvimento do Sistema de Gerenciamento de Previsão de Vazão (SGPV), que automatiza a incorporação das informações de precipitação nesse processo, inclusive com remoção do viés das previsões de chuva. Este aprimoramento agrega maior robustez e agilidade ao processo de elaboração do Programa Mensal de Operação. Ainda na previsão hidrológica, foi finalizado o projeto de calibração do modelo SMAP para as bacias dos rios Uruguai, São Francisco e Tocantins, o que possibilitará a ampliação do uso desse modelo chuva-vazão nos estudos prospectivos de avaliação das condições hidroenergéticas do SIN.

Com a incorporação dos subsistemas Norte e Nordeste, foi ampliado o monitoramento das condições de tempo severo nas instalações estratégicas do SIN, que é realizado em parceria com o Sistema Meteorológico do Paraná (SIMEPAR). Com essa extensão, passa-se a identificar situações de risco sob os aspectos meteorológico e de incidência de descargas atmosféricas em instalações estratégicas dos quatro subsistemas do SIN, resultando em melhoria nas condições de segurança eletroenergética.

Foi implementada nova funcionalidade no simulador hidráulico Hydroexpert, a qual viabiliza simulações com armazenamentos abaixo dos níveis mínimos operacionais, o que se mostrou bastante útil, principalmente para usinas nas quais a crise hídrica manifestou-se com maior intensidade nesse ano. Foi também incorporada neste simulador uma rotina de rebaixamento e recuperação dinâmicos de reservatórios, com aplicação direta no rebaixamento do reservatório da usina de Salto Santiago, para aprimorar a operação de controle de cheias de forma integrada na bacia do rio Iguaçu.

No âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP/MME), foram finalizadas as análises, para a entrada em operação, em janeiro de 2016, da partição dos subsistemas equivalentes utilizada nos estudos de médio prazo com o modelo NEWAVE em um total de nove reservatórios equivalentes de energia.

De forma a endereçar as diferenças encontradas em estudos energéticos que compararam os resultados dos modelos computacionais com a operação realizada, foi criado o Grupo de Trabalho de Avaliação dos Dados Cadastrais Utilizados para o Cálculo da Produtibilidade (GTDP), sob a coordenação do ONS, com a participação da CCEE, EPE e de todos os 38 agentes de geração que detêm concessão das 142 usinas hidroelétricas existentes e simuladas nos estudos de Planejamento e Programação da Operação. Em 2015, o GTDP definiu as metodologias a serem adotadas como padrão pelos agentes para o cálculo da vazão turbinada, bem como para o cálculo dos rendimentos e perdas de carga hidráulicas representativos.

Foi concluído projeto do Plano de Ação referente à implantação do Sistema de Previsão de Carga para os Estudos Energéticos (SPCEE), cujo objetivo foi a melhoria das previsões de curva diária de carga, que são um dos principais insumos para a programação diária da operação do SIN.

O SPCEE viabilizou a criação da Base de Dados de Simulação (BDS), para utilização com dados de carga consistidos e de temperaturas, provenientes de sistemas internos do ONS e externos, como CEPETEC e RedeMet (Rede Meteorológica do Departamento de Controle do Espaço Aéreo). Esse sistema é fundamental para o desenvolvimento de modelos de previsão e tomada de decisão e para a validação das previsões de carga recebidas dos agentes. Sua implantação é considerada como um "divisor de águas", pois proporciona maior agilidade ao processo de coleta e consistência dos dados, além de melhoria nas análises das previsões visando sua maior precisão, o que se refletiu em um significativo aprimoramento das previsões de carga para a Programação Diária.

Quanto à utilização do simulador de sistemas de corrente contínua, foram executadas ações de suporte aos trabalhos de correção e aprimoramento da lógica de controle e proteção do bipolo 2, de fabricação GE/ALSTOM, que ocorreram ao longo de todo o ano, destacando-se:

- Provimento de infraestrutura para os testes da integração do segundo bipolo (GE/ALSTOM), do sistema de transmissão do rio Madeira, ao Master Control (ABB).
- Provimento de infraestrutura para os testes de aproximadamente trinta versões do *software* de controle e proteção, contempladas na adequação do projeto inicial dos controladores HVDC da ALSTOM à operação conjunta com os fabricados pela ABB.
- Provimento de infraestrutura para os testes de avaliação das propostas do ONS contemplando alteração na lógica dos controladores HVDC da ALSTOM, com vistas ao atendimento aos requisitos de desempenho dinâmico definidos no Anexo Técnico do Edital de Licitação.

2.12 A Administração da Transmissão

2.12.1 Ampliações e Reforços

Em 2015, o Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN (PAR) do ciclo 2016 a 2018 foi emitido incorporando as obras da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira como também as obras das Demais Instalações da Transmissão (DIT). A unificação dos documentos visou facilitar o processo de consolidação de obras realizado pelo MME, bem como os de autorização realizados pela ANEEL.

Como nos anos anteriores, os estudos que dão origem ao PAR são realizados por Grupos Especiais, com a participação de todos os agentes e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Posteriormente, O PAR é encaminhado ao MME para ser compatibilizado com o Programa de Expansão da Transmissão (PET), elaborado pela EPE. Após essa compatibilização, as propostas de ampliações e reforços na Rede Básica e nas DIT são consolidadas em documento específico encaminhado à ANEEL, para que sejam iniciados os processos de outorga de concessão ou de autorização das instalações de transmissão.

Para a implantação dos 381 empreendimentos propostos no PAR para o triênio 2016-2018, estima-se um investimento da ordem de R$ 27 bilhões, tendo como referência os custos das obras disponibilizados pela ANEEL. As ampliações e reforços, nesse ciclo, correspondem a acréscimos de linhas de transmissão da ordem de 18.453 km e de 57.612 MVA de capacidade de transformação, discriminados na Tabela 6, a seguir. Esses valores, comparados ao ano de 2014, representam acréscimo de cerca de 15,9% na extensão das linhas de transmissão (148 novas linhas) e de 19% na potência nominal instalada em transformadores (231 novos equipamentos) da Rede Básica e de fronteira, em relação à rede existente e já outorgada.

Tabela 6 – Acréscimos em Linhas de Transmissão e Transformadores no PAR 2016-2018

Linhas de Transmissão		Transformadores	
Tensão (kV)	Total (km)	Tensão kV (*)	Total (MVA)
800	0	800/765	0
500/525	13.844	500/525	31.696
440	144	440	4.683
345	495	345	5.716
230	3.970	230	15.367
Total	18,453	Total	57.612

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

A tabela 7 apresenta uma síntese das obras propostas nesse ciclo do PAR.

Tabela 7 – Síntese das obras propostas no PAR 2016-2018

Item	SE/CO	Sul/MS	NNE
Construção de novas linhas de transmissão (km)	8.283	3.336	6.834
Acréscimo do número de novas linhas	53	53	42
Acréscimo de novos transformadores (MVA)	26.338	11.832	19.292
Acréscimo do número de linhas nas DITs (nº)	4	6	1
Acréscimo de transformadores nas DITs (nº)	13	1	3

Nesse ciclo, o ONS introduziu um grande aperfeiçoamento na metodologia aplicada ao PAR, com o objetivo de aumentar o nível de confiabilidade de algumas instalações que, pelo seu caráter sistêmico, desempenham papel importante no SIN. Neste conjunto de instalações estão inseridos os grandes troncos de transmissão que interligam as regiões e viabilizam a troca de grandes blocos de energia, possibilitando melhor aproveitamento dos recursos energéticos do país.

2.12.2 Indicações Prévias do Plano de Ampliações e Reforços

Com o objetivo específico de agilizar todo o processo de licitação e/ou autorização de obras que decorre da publicação do PAR, o ONS propôs a elaboração de um novo produto denominado Indicações Prévias do Plano de Ampliações e Reforços (IPAR), o qual contém informações prévias e básicas que possibilitam ao Poder Concedente iniciar os processos de outorga de concessão.

O IPAR não tem uma periodicidade regular de emissão podendo ser emitido a qualquer tempo com as informações necessárias para que o MME faça a consolidação das obras e inicie o seu processo licitatório e/ou autorizativo.

Salienta-se que todos os IPAR emitidos em um determinado ano estarão contemplados no PAR que regularmente é emitido em setembro, com as propostas de ampliações e reforços para o horizonte de três anos.

2.12.3 Leilões de Energia por Margem de Transmissão

Em 2015, o ONS contribuiu de forma significativa para a implantação dos leilões de energia baseados em margem do sistema de transmissão. Para tal o ONS realizou análises e estudos do sistema e propôs, em conjunto com a EPE, metodologia e critérios para definir os montantes de geração, por área elétrica e

por barramento, que poderiam ser comercializados nos leilões, com a garantia de escoamento dessa energia no momento de sua entrega.

A adoção dessa categoria de leilão veio ao encontro da necessidade de mitigar possíveis atrasos decorrentes de descasamento de cronogramas de obras de geração e de transmissão, possibilitando aos empreendedores de geração ter maior certeza na implantação de suas unidades geradoras.

2.12.4 Acesso ao Sistema de Transmissão

É atribuição do ONS elaborar pareceres para acesso à Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão (DIT) do SIN. O processo de acesso ao sistema de transmissão está definido no Módulo 3 dos Procedimentos de Rede, no qual são detalhadas todas as etapas, instruções, informações e estudos a serem realizados para a sua viabilização.

No gráfico a seguir é apresentado um resumo das atividades de acesso em 2015, dentre as quais se destaca a emissão de 87 pareceres e de 92 revisões.

Figura 6 – Atividades de Acesso em 2015

Também foram elaborados nesse ano 325 documentos equivalentes de acesso, para fins de habilitação técnica de empreendimentos de fonte solar fotovoltaica ao 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015.

Foram ainda emitidas 74 Informações de Acesso, as quais têm por objetivo fornecer à ANEEL informações técnicas quanto ao impacto no sistema de transmissão decorrente da conexão de centrais geradoras, para fins de obtenção de novas outorgas ou alteração de existentes.

2.12.5 Análise de Conformidade de Projeto Básico

As características e requisitos técnicos que deverão ser atendidos pelos empreendedores vencedores de lotes dos leilões da transmissão são estabelecidos nos Anexos Técnicos dos editais, que contam com a participação do ONS em sua elaboração. Esse importante conjunto de requisitos visa à homogeneidade das instalações de diferentes transmissoras, garantindo a sua adequada integração à Rede Básica, assim como o nível de desempenho desejado do SIN.

Quando as transmissoras vencedoras de lotes dos leilões elaboram o projeto básico do empreendimento, cabe ao ONS a verificação de sua conformidade com os requisitos estabelecidos nos Anexos Técnicos e com os Procedimentos de Rede. Em 2015, foram definidos os requisitos técnicos para 49 lotes de empreendimentos leiloados e realizadas 230 análises de conformidade de projetos básicos de novas instalações de transmissão. Foram também realizadas análises de conformidade do projeto básico do sistema de transmissão em corrente contínua (bipolo 1) associado à usina de Belo Monte e definidos os requisitos técnicos para o leilão do bipolo 2.

Após a aprovação do projeto básico pela ANEEL e do desenvolvimento do projeto executivo, o transmissor apresenta ao ONS as características com que foram construídas as novas instalações. Cabe ao Operador elaborar o parecer técnico que garante que as mesmas foram construídas de acordo com o Anexo Técnico do leilão, com o projeto básico da instalação e, também, com os Procedimentos de Rede. Esse parecer tem grande importância para a integração dessas instalações ao SIN. Ao longo de 2015, foram emitidos 348 pareceres de conformidade de novos empreendimentos de transmissão da Rede Básica como efetivamente implantados.

2.12.6 Análise de Superação de Equipamentos da Rede Básica

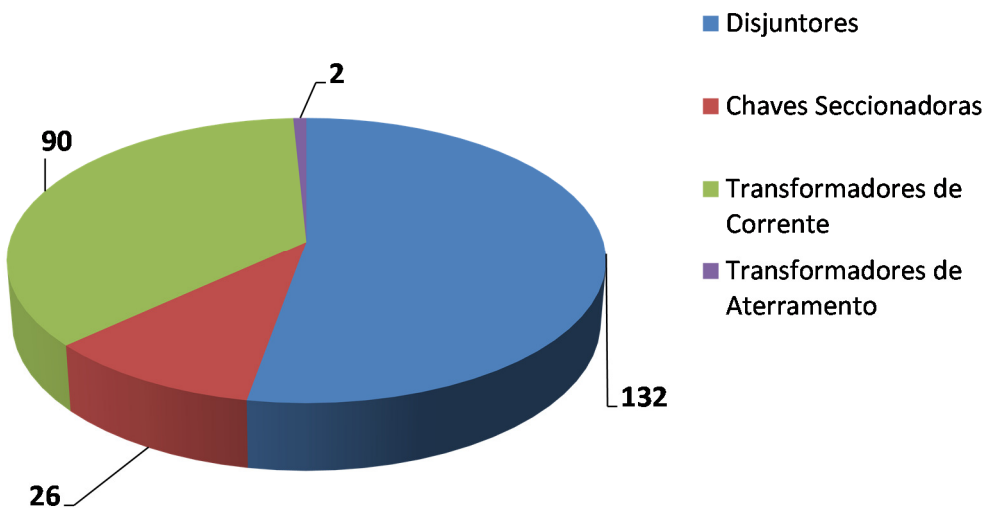
De acordo com o definido nos Procedimentos de Rede, compete ao ONS realizar anualmente a análise de superação de equipamentos por curto circuito, corrente de carga, constante de tempo e outros tipos de solicitação. Tais análises visam garantir a segurança da operação, uma vez que identificam com antecedência de três anos os possíveis casos de superação na rede, os quais são encaminhados para análise do MME e da ANEEL.

Para coordenação e execução desse processo, o ONS criou o Grupo de Trabalho para Análise de Superação de Equipamentos de Alta Tensão (GT-AS), composto por Agentes de Transmissão, Distribuição e Geração. As análises realizadas anualmente pelo GT-AS são parte integrante dos processos do PAR e abrangem equipamentos da rede básica, DIT e instalações relevantes de geração e distribuição.

Nesse ciclo, foi identificada a superação de 250 equipamentos. A Figura 7 apresenta um sumário da superação por tipo de equipamento. A maior indicação de superação foi encontrada nos disjuntores, seguidos dos transformadores de corrente e das

chaves seccionadoras. Houve também a indicação de superação de dois transformadores de aterramento.

Figura 7 – Indicação de Superação por Tipo de Equipamento



2.12.7 Qualidade de Energia Elétrica

O processo de gerenciamento dos indicadores de desempenho da Rede Básica estabelecido no Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede é de grande importância para a gestão da qualidade da energia elétrica do SIN.

Dentre os principais indicadores acompanhados e que estão relacionados à Qualidade da Energia Elétrica (QEE), destacam-se o desequilíbrio, a flutuação de tensão e a distorção harmônica de tensão.

Em 2015, foi criada uma base de dados para permitir o gerenciamento das informações relativas às campanhas de medição e, também, para acompanhamento da instalação dos filtros de harmônicos das usinas eólicas e solares que estão sendo integradas ao sistema elétrico.

Foi também revisto o documento “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE relacionados aos Novos Acessos à Rede Básica” e elaboradas as orientações para a execução dos estudos de desempenho harmônico e campanhas de medições direcionados a parques eólicos, solares e consumidores livres.

2.12.8 Contratos de Transmissão

Em 2015, foram assinados cinco novos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), 115 novos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão

(CUST), 182 novos Contratos de Conexão aos Sistemas de Transmissão (CCT) e Contratos de Compartilhamento de Instalações (CCI).

Nesse ano, o ONS atingiu o significativo marco de 906 contratos de transmissão, sendo 223 CPST e 683 CUST. Dos 115 novos contratos de uso celebrados em 2015, 102 foram firmados por centrais de geração eólica, mostrando como a administração da transmissão tem absorvido o aumento da participação da energia eólica na matriz energética brasileira.

Também nesse ano, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, bem como os processos associados à apuração dos montantes de uso contratados, foram adequados aos dispositivos da Resolução Normativa ANEEL n° 666, publicada em 23 de junho de 2015, que aperfeiçoou a regulamentação associada à contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes.

2.12.9 Apuração Mensal de Serviços e Encargos

A Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE) envolve 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 e setoriais a serem cobrados de cada usuário da Rede Básica e rede de fronteira.

A AMSE finalizou o ano com 163 concessionárias de transmissão e 573 usuários. A receita total do setor de transmissão atingiu no ano cerca de 12,0 bilhões de reais.

2.12.10 Sistema de Medição para Faturamento

Em 2015, foram analisados e emitidos pareceres técnicos de cerca de 1.550 projetos de Sistema de Medição para Faturamento (SMF) e Relatórios de Comissionamento de todo o mercado livre de energia do setor elétrico brasileiro.

Também foram realizadas análises técnicas de SMF para emissão de cerca de 1.800 documentos, relativos à integração de novas instalações e novos empreendimentos de geração ao SIN.

3 RESULTADOS DA GESTÃO EM 2015

3.1 Relacionamento Institucional do ONS

Em função da continuidade das condições hidrológicas desfavoráveis que impactaram o suprimento de eletricidade, o ONS reforçou em 2015 seu relacionamento institucional com a sociedade, visando mantê-la permanentemente informada sobre as questões mais relevantes relacionadas à operação do SIN.

No Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, a articulação com o Ministério de Minas e Energia e com a Agência Nacional de Energia Elétrica permitiu viabilizar soluções para assegurar a segurança do suprimento de eletricidade, ao menor custo.

O Operador participou em 2015 de diversos eventos que reforçaram o relacionamento com segmentos específicos do público externo:

- Operação Segura e Econômica do Sistema Interligado Nacional: O Desafio do ONS. Apresentação para o Ministro de Minas e Energia, em Brasília, em 8 de janeiro.
- Operação Segura e Econômica do Sistema Interligado Nacional: O Desafio do ONS. Apresentação para a Escola de Políticas Públicas e Gestão Governamental, no Rio de Janeiro, em 14 de janeiro.
- Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do SIN – 2015. Palestra no evento Abastecimento 2015, organizado pelo Canal Energia, no Rio de Janeiro, em 19 de março.
- Condições Hidrológicas e de Armazenamento da Bacia do Rio Paraíba do Sul: 2014-2015. Apresentação em Audiência Pública com o Ministério Público Federal – RJ, no Rio de Janeiro, em 11 de março.
- Escassez Hídrica: ações, lições e perspectivas. Palestra na 91ª reunião do COEMA da Confederação Nacional da Indústria, em Brasília, em 25 de março.
- Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do SIN – 2015. Apresentação na Comissão Mista Permanente sobre Mudanças Climáticas do Senado Federal, em Brasília, em 26 de março.
- A Visão de Médio e Curto Prazos do Operador. Palestra no seminário A Nova Configuração da Matriz Elétrica Brasileira, organizado pela FIRJAN, no Rio de Janeiro, em 27 de março.
- Condições de Atendimento e Desafios para a Operação do SIN. Palestra no evento Reflexão Estratégica da Geração, organizado pela ENEL, em Niterói, em 7 de abril.

- Desafios do ONS para a Operação do SIN. Apresentação no workshop A CEEE e a Percepção Estratégica do Setor Elétrico, em Porto Alegre, em 8 de abril.
- Condições de Atendimento e Desafios para a Operação do SIN. Palestra na terceira edição do evento Energia em Foco, organizado pela AES–Tietê, em São Paulo, 16 de abril.
- Adequação da Operação do SIN face à Geração Distribuída. Palestra no Fórum COGEN/Canal Energia sobre Geração Distribuída e Cogeração.
- Planejamento Estruturado do Setor Termelétrico no Brasil – A Visão do ONS. Apresentação no 2º Fórum de Geração Termelétrica – Cenários 2015, no Rio de janeiro, em 18 de maio.
- Condições de Atendimento e Desafios para a Operação do SIN. Apresentação para o Conselho da ABRADEE, em Brasília, em 20 de maio.
- Operação e Segurança do Sistema elétrico Brasileiro. Palestra no 4º Curso sobre o Setor Elétrico para a Magistratura, organizado pela CCEE e ENM/AMB, em Brasília, em 22 de maio.
- Condições de Atendimento e Desafios para a Operação do SIN. Apresentação no 12º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico, organizado pelo Canal Energia, no Rio de Janeiro, em 28 de maio.
- ONS e a Operação do Sistema Elétrico Brasileiro. Apresentação em visita técnica da ANEEL e Ministério Público Federal, em Brasília, em 11 de junho.
- Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do SIN. Apresentação para o Banco Santander, no Rio de Janeiro, em 23 de julho.
- Garantia de Atendimento do SIN: Visões de Curto (2015/16) e Médio (2017/19) Prazos. Palestra na Fundação Getúlio Vargas, no Rio de Janeiro, em 17 de agosto.
- Integration of Wind and Solar Generation in the Brazilian Power System. Palestra no Seminário Franco-Brasileiro de Energia Elétrica, organizado pela Embaixada da França, no Rio de Janeiro, em 31 de agosto.
- O Cenário Nacional da Geração e da Transmissão. Palestra no 12º Brazil Energy and Power, no Rio de janeiro, em 21 de setembro.
- Avaliação das Condições Hidrológicas e do Armazenamento na Bacia do Rio São Francisco. Apresentação em Audiência Pública da Comissão Mista Permanente sobre Mudanças Climáticas do Senado Federal, em Brasília, em 15 de outubro.
- Cenários e Desafios a Curto e Médio Prazos para a Operação do SIN. Palestra na sessão de abertura do XXIII Seminário nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, em Foz do Iguaçu, em 19 de outubro.

- Cenários e Desafios a Curto e Médio Prazos para a Operação do SIN. Palestra no Fórum Nacional de Secretários Estaduais de Minas e Energia, em Goiânia, em 1º de dezembro.
- Cenários e Desafios a Curto e Médio Prazos para a Operação do SIN. Palestra em evento interno da CTEEP, em São Paulo, em 18 de dezembro.

Em função da continuidade da escassez de recursos hídricos em 2015, houve um intenso relacionamento com a mídia, tanto por meio de entrevistas do Diretor Geral, quanto com os esclarecimentos prestados pela equipe de comunicação. O ONS foi citado em um total de 1.549 matérias publicadas na mídia impressa no ano, com um percentual de exposição favorável de 91%.

O website do ONS continuou um importante instrumento de divulgação das atividades técnicas e de relacionamento com os internautas.

O Programa de Visitação Institucional possibilitou que estudantes, técnicos do setor e outros visitantes nacionais e estrangeiros conhecessem melhor as atividades do ONS na operação centralizada do SIN. No Centro Nacional de Operação do Sistema, em Brasília, foram realizadas 13 visitas, com 209 visitantes. No Centro Regional de Operação Sudeste, no Rio de Janeiro, houve 21 visitas técnicas, totalizando 206 visitantes. Em Florianópolis, houve 19 visitas técnicas no ano, com cerca de 163 visitantes. No Recife, houve cerca de 120 participantes em onze visitas, com destaque para a presença do Ministro de Minas e Energia na Sala de Controle do COSR-NE, em 3 de julho.

O desenvolvimento de atividades conjuntas com a CCEE e com a EPE teve continuidade, conforme o estabelecido nos respectivos Acordos Operacionais.

3.2 Relacionamento com Agentes e Integração de Novas Instalações

Em 2015, a quantidade de Agentes Associados ao ONS chegou a 363. Esse número demonstra a complexidade dos processos do Operador e a sua crescente responsabilidade como gestor da rede de instituições e instalações envolvidas na operação do SIN.

Foram emitidos nesse ano 1.508 Termos de Liberação para entrada em operação de instalações de transmissão, e 574 Declarações de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede para instalações de geração.

Com relação ao total de Termos de Liberação emitidos, verificou-se um crescimento de cerca de 55% sobre os valores registrados em 2014. Este percentual elevado justifica-se por alguns motivos, dentre eles:

- A publicação da REN 454/2011 da ANEEL, que ampliou o escopo de atuação do ONS;

- Registrou-se também um aumento significativo no número de agentes de transmissão no setor e, consequentemente, na quantidade de processos de integração de obras em acompanhamento;
- Nos últimos anos, a expansão do SIN teve como principal característica o fortalecimento do sistema de transmissão, com o reforço das interligações inter-regionais, o acréscimo de novas linhas aos sistemas regionais e a entrada de grandes troncos de transmissão, inclusive em corrente contínua, para aproveitamento do potencial energético da região Norte do país.

Em 2015, foi finalizada a construção do Sistema de Integração de Novas Instalações (SINI), que suporta o acompanhamento das atividades previstas na última versão do Módulo 24 dos Procedimentos de Rede. Esta nova versão trata, além das instalações de geração e transmissão, de outros tipos de instalações, como: reservatórios, importadores/exportadores, distribuidores e consumidores livres. Durante o ano, foram formados grupos de trabalho que definiram, planejaram e configuraram os processos relativos à geração, transmissão, distribuidores e consumidores livres na nova ferramenta.

Nesse ano, o Cadastro de Dados para Relacionamento Externo (CDRE) passou a ser a porta de entrada de diversos sistemas do ONS, tendo como objetivo para o próximo ano que o acesso a todos os sistemas sejam via CDRE. Foram também criados grupos para envio de comunicados e convites para as reuniões dos processos técnicos. Com isso, houve em 2015 um aumento considerável de solicitações de cadastro e atualização de dados de usuários externos. O CDRE foi referência para a extração de listas para envio de comunicados e convocações, tendo sido utilizado para a convocação da Assembleia Geral e de todos os demais comunicados feitos pelo Operador ao público externo.

3.3 Relacionamento Estratégico Internacional do ONS

O ONS manteve em 2015 sua participação no *GO 15 – Sustainable and Reliable Power Grids*, por considerá-lo um fórum relevante e único para o tratamento de assuntos de interesse para a operação do sistema elétrico brasileiro. Participou dos estudos desenvolvidos a respeito dos temas prioritários, tendo coordenado diretamente desde 2014 alguns desses trabalhos:

- Avaliação do impacto e proposição de soluções para a segurança da operação de sistemas elétricos em função da significativa penetração de novas fontes renováveis, eólicas e solares, centralizadas e descentralizadas
- Aplicação de *Phasor Measurement Units (PMU)*, especialmente em tempo real;
- Segurança e confiabilidade, com foco em *dynamic system assessment*, medidas preventivas na fase de planejamento da operação;
- Capacidade de os sistemas elétricos suportarem desastres naturais;

Esses trabalhos terão seus resultados finais apresentados em 2016, embora alguns resultados intermediários relevantes já tenham sido incorporados às práticas do ONS.

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

- Aperfeiçoamento dos sistemas de gestão de energia usados em tempo real;
- Novas soluções de TI para a operação de sistemas elétricos;
- Desenvolvimento e penetração das novas fontes renováveis;
- Novos papeis e relacionamento entre a Distribuição e os Operadores de Sistemas.

3.4 Planejamento Estratégico 2016-2020

Na elaboração de seu planejamento estratégico, o ONS adotou em 2015 uma metodologia que, em sua essência, já vinha sendo seguida nos anos anteriores.

A partir de subsídios internos e externos, foram identificados os condicionantes externos e as questões internas que moldam a visão e os objetivos estratégicos da organização.

Os subsídios internos foram obtidos a partir de entrevistas com os diretores do ONS, de uma avaliação dos resultados dos ciclos anteriores de planejamento estratégico e de um relatório do Comitê de Desenvolvimento Tecnológico e Gestão do Conhecimento que identificou desafios e ações estratégicos com foco na inovação e desenvolvimento tecnológico, inclusive considerando a participação do Operador em organismos colegiados internacionais.

Os subsídios externos vieram de uma entrevista pessoal com o Ministro de Minas e Energia e de palestras realizadas no ONS por diretores da ANEEL, pelo Diretor Geral da EPE, pelo coordenador do Grupo de Estudo do Setor Elétrico do Instituto de Economia da UFRJ, pelo representante do Fórum das Associações do Setor Elétrico e pelo presidente do Conselho Curador da Fundação nacional da Qualidade e ex-presidente do Conselho de Administração do ONS.

A partir desses insumos, foi feito um levantamento dos principais condicionantes do ambiente externo sob vários enfoques – o SIN; o modelo setorial e a regulação; sociedade e governança; inovação – e como eles se rebatem sobre questões internas da organização: recursos humanos, estrutura e processos, gestão da rede de agentes e tecnologia da informação.

Essa análise permitiu assegurar a permanência da missão do Operador e ajustar o enunciado de sua visão para o horizonte 2020: “Assegurar o suprimento de

energia elétrica no SIN ao menor custo possível, em um ambiente de incerteza e complexidade crescente".

Também serviu de base para a formulação dos objetivos estratégicos para o Planejamento Estratégico 2016-2020:

1. Atuar de forma preventiva junto ao planejamento da expansão, ao regulador e ao Poder Concedente, visando aumento da segurança e redução dos custos da operação.
2. Atuar junto à Governança para aperfeiçoar o desempenho corporativo do ONS.
3. Garantir a segurança eletroenergética do SIN face às mudanças na estrutura da matriz elétrica, no perfil do consumo e à significativa introdução de inovações.
4. Aperfeiçoar a atuação como gestor da rede de Agentes e de suas instalações: Quanto ao relacionamento com os Agentes e à Gestão dos Procedimentos de Rede.
5. Aprimorar a capacidade de gestão para o exercício de suas atribuições orientada pelos Valores Organizacionais.
6. Aprimorar a comunicação institucional com seus diversos públicos.

Em seguida, para cada um dos objetivos foram identificados desafios e 43 ações estratégicas plurianuais, nas quais irão se concentrar os esforços do ONS nos próximos anos.

3.5 Plano de Ação 2015-2018

O ONS anualmente elabora seu Plano de Ação com a finalidade de assegurar o cumprimento de suas atribuições na coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN, tanto do ponto de vista técnico quanto corporativo, sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

O Plano de Ação é estruturado 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.

Para o alcance dos objetivos estratégicos, o Plano de Ação 2015-2018 contempla uma carteira de 30 projetos. Os seguintes resultados alcançados nos projetos empreendidos podem ser considerados destaques de 2015:

- Consecução do Projeto REGER, sistema de gerenciamento de energia para instalação nos Centros de Operação do Sistema do ONS.
- Evolução do Programa de Educação Corporativa.
- Aplicação de modelos de previsão de vazões a curto prazo.
- Desenvolvimento do Sistema de Previsão de Carga para os estudos energéticos.
- Plano para Ampliação da Segurança do Sistema Interligado Nacional.
- Reestruturação da Infraestrutura de Telecomunicação Corporativa do ONS
- Evolução da Infraestrutura e Procedimentos de *Backup*, *Restore* e *Disaster Recovery*.

3.6 Gestão de Riscos e Gestão dos Procedimentos de Rede

As atividades relacionadas à gestão de processos, riscos e Procedimentos de Rede têm como objetivos centrais o aprimoramento dos processos do ONS e a sua conformidade com a regulamentação em vigor. São desenvolvidas em parceria com outras áreas da organização, buscando atender, de forma coordenada, demandas de diferentes naturezas que são feitas à organização.

Em 2015, a área de gestão de riscos, em parceria com as áreas técnicas e jurídica, participou de seis processos de Fiscalizações da ANEEL, na elaboração de respostas a quatro Termos de Notificação (TN) e a seis Autos de Infração (AI). Nesse contexto, foi implantada internamente uma nova sistemática para acompanhamento dos compromissos assumidos junto à ANEEL, nas respostas aos TN e AI recebidos. Além disso, deu-se continuidade ao processo de auditoria externa dos dados de entrada do PMO e suas revisões e dos dados de geração apurados pelo CNOS, obrigatória para o ONS após a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº455 de 2011.

Em relação à gestão dos Procedimentos de Rede, em 2015 teve início o processo de Audiência Pública da ANEEL para a obtenção de subsídios ao aprimoramento dos submódulos. Em função da elevada quantidade de documentos envolvidos, a Agência optou pela divisão da Audiência em quatro fases. Em cada uma, o ONS enviou suas contribuições para alteração nos documentos disponibilizados pela ANEEL, demandando uma intensa participação das áreas técnicas da organização em sua elaboração.

No que se refere à Gestão de Processos, foram realizadas iniciativas de modelagem e a análise de processos com foco no desenvolvimento ou aquisição

de novos sistemas de informação. Nessas iniciativas, foram envolvidas a área responsável pelo processo, a área de TI e as áreas que fazem interface com os processos abordados, procurando aumentar a sinergia entre áreas da organização. Ao longo do ano, foram empreendidas ações nos seguintes processos:

- Elaboração do Parecer de Acesso;
- Previsão eólica para Programação Diária, Tempo Real, Estudos Elétricos e Estudos Energéticos;
- Acompanhamento da Manutenção;
- Econômicos e Financeiros.

3.7 Gestão de Pessoas

O contínuo reconhecimento do ONS ao longo dos últimos anos por suas boas práticas de gestão incentiva novas ações corporativas que contribuam para a melhoria da organização, a fim de que as equipes estejam cada vez mais preparadas para os desafios do cumprimento da missão institucional do Operador.

As ações listadas a seguir representam a implementação em 2015 das estratégias definidas pela Diretoria para captação, desenvolvimento e retenção dos profissionais do Operador:

EDUCAÇÃO CORPORATIVA DO ONS

O projeto de Educação Corporativa do ONS foi implementado em 2015, representando um marco de evolução da organização, em prol do desenvolvimento sustentável de seu quadro efetivo e da valorização do conhecimento como fatores críticos de sucesso para o desenvolvimento organizacional.

O novo modelo de Educação Corporativa do ONS tem como principal objetivo efetivar a transição do modelo até então existente, de Treinamento & Desenvolvimento, para um modelo de educação baseado prioritariamente em soluções corporativas alinhadas às estratégias da empresa, às competências, aos valores e aos conhecimentos priorizados. Sua estrutura lógica está segmentada em três ênfases de aprendizagem: Institucional, Especialização Técnica e Liderança.

A implementação deste novo modelo traz para a organização maior consistência nos investimentos em educação, a partir do alinhamento entre as ações priorizadas no planejamento estratégico e a integração dos diferentes programas corporativos, tais como Gestão de Desempenho e PDI, Práticas de Gestão do Conhecimento, Desenvolvimento Gerencial.

Os principais produtos desenvolvidos em 2015 foram:

- A ementa do Curso de Nivelamento Eletroenergético, voltado aos profissionais com formação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência.
- A constituição da nova Trilha de Liderança, que irá orientar o desenvolvimento dos gestores atuais e da nova geração de gestores. Foi implementado o Programa de Desenvolvimento de Liderança, ação de capacitação integrante desta trilha, com ênfase na preparação de gestores no início da trajetória gerencial, de forma que possam lidar com os desafios atuais e futuros da gestão no Operador.

GESTÃO DO CONHECIMENTO

Com a finalidade de acelerar o processo de formação de novos especialistas e potenciais gestores, foi realizada em 2015 a terceira edição do Programa de Mentoria do ONS. Participaram 13 duplas compostas por Mentores e Mentorandos de áreas e experiências diferentes, que realizaram a disseminação de conhecimentos relevantes relacionados à carreira técnica e de gestão.

PROGRAMA CONSTRUIR – O Programa de *trainee* e de estágio do ONS.

As vagas para *trainees* e estagiários são oferecidas em todas as localidades em que o ONS possui escritórios e centros de operação. Em 2015, foram selecionados 23 profissionais entre 1.410 candidatos inscritos, após um rigoroso processo de seleção que envolve a avaliação de conhecimentos gerais, idiomas, provas técnicas, dinâmicas de grupo e entrevistas individuais.

Esse processo vem alcançando resultados favoráveis, com o aproveitamento pelo ONS de cerca de 50% dos *trainees* entre 2001 e 2015.

A captação de candidatos para o Programa Construir é efetuada por meio de inscrições no site do ONS e pela realização de palestras em instituições de ensino públicas e privadas reconhecidas tecnicamente no setor, principalmente aquelas situadas nas cidades onde o Operador tem escritórios, dentro do Programa de Relacionamento e Integração com Instituições de Ensino (Programa Sinergia).

Nas visitas a essas instituições, são discutidas com coordenadores e professores de Engenharia Elétrica as ementas e os conteúdos programáticos dos cursos.

PROGRAMAS DE CAPACITAÇÃO

As ações de capacitação estão estruturadas em programas específicos, distribuídos nas ações corporativas detalhadas a seguir:

Programa Mais Valor

O Mais Valor é um programa de desenvolvimento voltado à promoção de cursos de capacitação dos empregados, ministrados pelos próprios colaboradores, sobre temas de interesse da organização, alinhados ao seu Planejamento Estratégico.

Dentre os diversos cursos ministrados em 2015, merecem destaque os módulos I e II do curso Dinâmica e Segurança de Sistemas de Potência e o curso sobre Subestações e Equipamentos de Alta Tensão.

Programa de Desenvolvimento de Engenheiros

O programa, voltado principalmente para Engenheiros Plenos, tem como objetivos: ampliar e consolidar conhecimentos sobre o setor elétrico brasileiro; contribuir para a integração e para a retenção desses profissionais.

PROGRAMA DE CERTIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DE OPERADORES - DESENVOLVIMENTO DA OPERAÇÃO

A certificação dos operadores ocorre a cada três anos e tem como propósito atender aos requisitos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Operação e como objetivo principal atestar as competências dos Operadores de Sistema e de Instalações da Rede de Operação, habilitando-os para o desempenho de suas funções na Sala de Controle.

Em 2015, foram certificados seis operadores no Rio de Janeiro, dez no Recife e nove em Florianópolis, totalizando 25 Operadores de Sistemas.

PROGRAMA DE GESTÃO DE SAÚDE

Com base nos bons resultados alcançados, o Programa de Gestão de Saúde promoveu várias ações no decorrer do ano, com o objetivo de incentivar e orientar os empregados, tais como:

- Programa Cuidar – neste ano, foi enfocado o tema estresse, com a realização de palestras e workshops sobre gestão do bem estar. Em Brasília, Florianópolis e Recife, por orientação dos médicos, essa edição do Programa teve foco no combate ao sedentarismo e reeducação alimentar.
- Em outubro de 2015, o ONS aderiu ao movimento mundial Outubro Rosa e realizou palestra de médico especialista em prevenção ao câncer de mama.

3.8 Telecomunicação e Tecnologia da Informação

Dentre os principais resultados das ações empreendidas pela área de TI Corporativa em 2015, em relação a Telecomunicação e Tecnologia da Informação, destacam-se:

Avanços no uso de Soluções de *Big Data e Analytics*

Durante o ano de 2015, foi iniciada a estruturação de um programa de *Data Management* para orientar o uso da informação e a construção de soluções voltadas para análise de grande volume de dados. Foram desenvolvidas algumas iniciativas piloto, com destaque para:

- Relação entre Carga e Temperatura – um modelo analítico para analisar, agrupar e relacionar curvas de carga e de temperatura históricas, gerando um modelo para que se obtenha uma curva de carga provável, dada uma curva de temperatura
- Visualização/Exploração de Dados – foi adotada e implantada a ferramenta *Tableau* com o objetivo de auxiliar à direção da empresa no acompanhamento de relatórios de auditoria.

Projetos de Sistemas Aplicativos Concluídos

Ao longo de 2015, foram concluídos importantes projetos e ações de desenvolvimento de sistemas de suporte às áreas finalísticas que contribuíram de forma significativa para a gestão de dados e informações, entre os quais destacamos:

- Sistema de Informações Cadastrais Georeferenciadas do SIN (SINDAT), visando facilitar a consulta de informações sobre as instalações de transmissão e geração do SIN.
- Sistema de Gerência de Cadastro da Base de Dados Técnica (GERCAD), que substitui sistemas mais antigos e proporciona maior flexibilidade na utilização, permitindo inclusive a consulta simultânea por vários usuários à Base de Dados Técnica (BDT).
- Sistema de Alterações de Titularidades de Ativos do SIN (ATASIN), que suporta as alterações de titularidade dos ativos, preservando o histórico e a vigência da titularidade.
- Aprimoramento do Sistema de Apuração de Mudança de Estado Operativo de Unidades Geradoras e Interligações Internacionais (SAMUG WEB), de modo a contemplar todas as funcionalidades necessárias à apuração e consistência dos eventos.
- Sistema para Geração do Programa Diário da Operação (SPDO) em substituição ao atual Programa Diário da Operação (PDO) utilizado no ambiente de Pré-Operação e Tempo Real.

- Sistema de Gerenciamento de Limites (GERLIM), para sistematizar o fluxo de trabalho de elaboração de Documentos de Cadastro (CDs), Instruções de Operação (IOs) e Mensagens Operativas (MOPs) relativos aos limites de equipamentos e de transmissão.
- Sistema de Informações Meteorológicas do ONS (SIMONS), para automatizar o recebimento, tratamento e uso das medidas meteorológicas necessárias para a elaboração da Programação Diária e do Programa Mensal de Operação.
- Substituição da antiga tecnologia Domino.doc para a tecnologia Sharepoint, facilitando o acesso a documentos relevantes.
- Evolução da solução de publicação dos Procedimentos de Rede e do Manual de Procedimentos da Operação (MPO), tornando-o mais acessível a todo o público externo ao ONS
- Desenvolvimento e implantação do Sistema de Acompanhamento do Projeto Básico e Gerenciamento de Instalações de Transmissão (SAGIT-PB), permitindo automatizar o processo
- Evolução do Sistema de Apuração do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (SAMUST) para atendimento à REN 666.

Projetos de Sistemas Aplicativos em Desenvolvimento

Ao longo de 2015, também foram conduzidas ações de especificação e desenvolvimento de projetos de sistemas de suporte às áreas finalísticas, com destaque para:

- Desenvolvimento do Sistema de Gerenciamento de Intervenções para utilização em Tempo Real (SICOP),
- Desenvolvimento do Sistema de Consolidação da Previsão de Carga por Barramento (SCPCB), para a gestão das informações necessárias ao processo de consolidação da previsão de carga por barramento para os estudos elétricos de forma centralizada
- Desenvolvimento do Sistema de Gerenciamento de Previsão de Vazões (SGPV), que irá suportar o processo de previsão de vazões.
- Desenvolvimento do Sistema de Gestão da Programação Eletroenergética do SIN (PDES), que tem por objetivo a evolução da solução tecnológica que apoia o atual processo de programação diária.
- Desenvolvimento do Sistema de Gestão de Estudos Elétricos (GPAR), cujo objetivo é ser a principal ferramenta de suporte à realização dos Estudos Elétricos de curto, médio e longo prazo.
- Concepção do Sistema de Gestão de Conteúdo do Manual de Procedimentos da Operação que substituirá o atual SIGOP/MPO

- Concepção dos sistemas de Administração e Apuração da Transmissão (SAAT) e de Apuração da Geração (SAGER) e seleção da plataforma tecnológica integrada para suporte ao seu desenvolvimento.
- Concepção do projeto de substituição do SAM, em atendimento as demandas da Resolução Normativa nº 669/2015 emitida pela ANEEL.
- Concepção do Montador Decomp, sistema que tem por objetivo promover maior agilidade, segurança e rastreabilidade do Processo do Programa Mensal da Operação

Avanços na Segurança da Informação

O ONS possui diversas tecnologias de proteção, detecção e resposta contra ameaças cibernéticas, porém é necessário assegurar a permanente atualização e avaliação da eficácia dessas soluções. Nesse sentido foi desenvolvido o *Roadmap* de Segurança Cibernética com o objetivo de:

- Estabelecer um referencial para a avaliação da maturidade do ONS em relação às práticas de segurança cibernética;
- Identificar qual é o posicionamento de segurança cibernética atual do ONS com relação às tecnologias e processos adotados;
- Recomendar qual seria o posicionamento adequado do ONS para cada uma dessas práticas, baseado em uma avaliação de curto e médio prazos, à luz dos recursos disponíveis ou julgados viáveis no horizonte de 3 anos.

Além disso, para aumento da segurança cibernética foi redefinida a estrutura de *firewalls* do Datacenter Principal do ONS, foi implantada uma solução para detecção de ameaças em tempo real, que amplia a capacidade de prevenção contra ataques maliciosos e foi iniciada a implantação de solução para Gestão de Identidades, visando assegurar maior controle sobre as atividades de concessão, manutenção e remoção do acesso de usuários a aplicações e sistemas.

Avanços na Infraestrutura

Em 2015, foi concluído o Projeto de Gestão de Ativos de TI, tendo sido obtido resultado de *compliance* integral em duas auditorias externas realizadas pela Oracle e pela Microsoft.

Foi realizada a migração do *Datacenter* Principal de Brasília para o Rio de Janeiro, sem gerar nenhum impacto sobre a continuidade dos processos do ONS.

Foi realizada a implementação dos novos ativos de telecomunicações com ampliação da capacidade de processamento das redes locais e longa distância e mitigação de fragilidades na infraestrutura.

3.9 Gestão de Compras e da Administração Predial

Em 2015, em consonância com as diretrizes estabelecidas pela Diretoria, foram desenvolvidas ações junto aos fornecedores visando reduções nos custos referente à aquisição de bens e contratação de serviços. Os ganhos de negociação / gestão totalizaram no ano cerca de R$ 1.900 mil.

Dando prosseguimento ao aprimoramento dos controles e resultados da área de compras, foram finalizadas as primeiras etapas do projeto de implantação da ferramenta Portal de Compras, que possibilitará entre outras coisas, maior transparência, agilidade, redução de custos em aquisição de bens e serviços, gestão de fornecedores e controles automatizados nos processos de compras do ONS.

O projeto originou-se a partir da necessidade de aprimoramento de controles na área de compras do ONS cujos processos não estavam automatizados em sua totalidade, associada posteriormente, a uma demanda da ANEEL.

A ferramenta encontra-se pronta para entrar em produção com os módulos de Cotação, Requisição e Gestão de Fornecedores. Os módulos de Leilão e Contratos serão finalizados até julho/2016.

O Portal de Compras será totalmente integrado ao Sistema ERP – *Enterprise Resource Planning* atual, permitindo a continuidade dos controles financeiros e orçamentários hoje existentes.

3.10 Gestão Econômico-Financeira

Com relação à gestão econômico-financeira, no exercício de 2015, pode-se destacar que a ANEEL aprovou a solicitação do ONS referente à compatibilização do ciclo orçamentário com o ano civil (janeiro a dezembro). A solicitação do ONS baseou-se nos seguintes benefícios:

- Compatibilização dos valores apresentados nas Demonstrações Financeiras com os valores do Orçamento aprovado pela ANEEL;
- Compatibilização da base da apuração tributária com o horizonte do ciclo orçamentário;
- Compatibilização do ciclo orçamentário com os Programas Organizacionais do Operador (ex.: Gestão de Desempenho e os Programas de Desenvolvimento).

Para a alteração do ciclo orçamentário do período de julho a junho para o período de janeiro a dezembro, foi estabelecido um ciclo transitório de seis meses, compreendendo o período de julho a dezembro de 2015. A partir de 2016, o ciclo orçamentário do ONS coincidirá com o ano civil.

As demonstrações financeiras referentes ao ano de 2015 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 do ONS, aprovado pela ANEEL através da Resolução Autorizativa nº 4.731, de 24 de junho de 2014, para o período compreendido entre julho de 2014 a junho de 2015, foi de R$ 527.748 mil, sendo R$ 244.298 mil previstos para o semestre findo em 31 de dezembro de 2014 e R$ 283.450 mil previstos para semestre findo em 30 de junho de 2015.

O orçamento relativo ao período compreendido entre julho a dezembro de 2015, aprovado pela Resolução Autorizativa nº 5.339, de 07 de julho de 2015, da ANEEL, foi de R$ 275.706 mil.

Desta forma, o orçamento previsto para o período de janeiro a dezembro de 2015 correspondeu ao montante de R$ 559.156 mil, dos quais foram realizados R$ 533.406 mil, correspondendo a 95,4% do orçamento proposto. Do desvio apresentado, destacam-se as rubricas Pessoal, com R$ 14.094 mil, e Tributos, com R$ 9.353 mil, resultado da composição dos gastos de custeio e investimento ocorridos durante 2015.

Fontes de Recursos do ONS

Nos termos do artigo 34 no parágrafo único 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 Assembleia 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, no ano de 2015, recursos dos encargos de uso da transmissão e da contribuição dos associados, no valor de R$ 501.164 mil e R$ 16.525 mil respectivamente, bem como recursos de caixa do ciclo orçamentário anterior.

Demonstração de Resultados

Na composição do resultado do ano de 2015, destaca-se a o déficit resultante do menor nível de investimentos realizados pelo ONS em 2015. Apesar do déficit contábil apresentado, após os ajustes realizados, em consonância com a legislação tributária vigente, foi apurado lucro fiscal, gerando com isso imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) correntes.