



INFORME DE LA ADMINISTRACIÓN Y LAS DEMOSTRACIONES FINANCIERAS

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

Sumario

1	INFORMACIONES INSTITUCIONALES	5
1.1	Miembros Asociados de ONS	5
1.2	Consejo de Administración	14
1.3	Consejo Fiscal	15
1.4	Directorio de ONS	15
1.5	Mensaje del Consejo de Administración	16
1.6	Mensaje del Director General	17
1.7	Aspectos más destacados de 2015	19
2	RESULTADOS TÉCNICOS EN 2015	21
2.1	Estudios Preoperacionales del Complejo del Río Madeira	21
2.2	La Interconexión Tucuruí – Manaus – Macapá	21
2.3	Estudios Preoperacionales de Integración de la Planta de Teles Pires	22
2.4	Integración del Sistema de Transmisión de Belo Monte	22
2.5	Juegos Olímpicos de 2016	22
2.6	Mejora de la Seguridad Eléctrica	23
2.6.1	Instalaciones Estratégicas	24
2.6.2	Implantación del Sistema de Medición Sincronizada de Fasores	26
2.7	Planificación y Programación de la Operación	27
2.7.1	La Operación Energética	28
2.7.2	La Operación Eléctrica	34
2.8	La Operación del SIN	36
2.9	Indicadores de Desempeño del SIN en 2015	39
2.10	Definición de Mejoras en las Áreas de Restauración con Fluidez y Coordinada del SIN	41
2.11	Evolución de los Procesos y Mejoras Metodológicas	42
2.12	La Administración de la Transmisión	44
2.12.1	Ampliaciones y Refuerzos	44
2.12.2	Indicaciones Previas del Plan de Ampliaciones y Refuerzos	45
2.12.3	Subastas de Energía por Margen de Transmisión	45

2.12.4	Acceso al Sistema de Transmisión	46
2.12.5	Análisis de Conformidad de Proyecto Básico	47
2.12.6	Análisis de Superación de Equipos de la Red Básica	47
2.12.7	Calidad de Energía Eléctrica	48
2.12.8	Contratos de Transmisión	49
2.12.9	Cálculo Mensual de Servicios y Cargos	49
2.12.10	Sistema de Medición para Facturación	49
3	RESULTADOS DE LA GESTIÓN EN 2015	50
3.1	Relacionamiento Institucional de ONS	50
3.2	Relacionamiento con Agentes e Integración de Nuevas Instalaciones	52
3.3	Relacionamiento Estratégico Internacional de ONS	53
3.4	Planificación Estratégica 2016-2020	54
3.5	Plan de Acción 2015-2018	55
3.6	Gestión de Riesgos y Gestión de los Procedimientos de Red	56
3.7	Gestión de Personas	57
3.8	Telecomunicación y Tecnología de la Información	61
3.9	Gestión de Compras y de la Administración Predial	64
3.10	Gestión Económico-Financiera	65

1 INFORMACIONES INSTITUCIONALES

1.1 Miembros Asociados de ONS

AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.
AES Uruguaiana Empreendimentos S/A
Afluyente 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 Fundação 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 Icarai 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.
Oxitemo 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 (ELETROBRAS) como titular y Luiz Henrique de Freitas Schnor (CGTEE) como suplente;
- Cesar Ribeiro Zani (FURNAS) como titular y Ricardo Daruiz Borsari (EMAE) como suplente;
- Fernando Henrique Schuffner Neto (CEMIG) como titular, substituido el 27/01/2015 por Mauro Borges Lemos (CEMIG), y Alexandre Magno Firmo Alves (CDSA) como suplente, substituido el 22/06/2015 por Claudia Maria Suanno (CDSA);
- Maurício Stolle Bähr (TRACTEBEL) como titular y Armando de Azevedo Henriques (DUKE) como suplente;
- Xisto Vieira Filho (ENEVA) como titular y José Alcides Santoro Martins (PETROBRAS) como suplente;

Categoria Transporte:

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

Categoria Consumo

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

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

Ministerio de Minas y Energía

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

1.3 Consejo Fiscal

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

1.4 Directorio de ONS

- Hermes Chipp – Director General
- Álvaro Fleury Veloso da Silveira – Director de Administración de los Servicios de Transmisión
- Francisco José Arteiro de Oliveira – Director de Planificación y Programación de la Operación
- István Gárdos – Director de Asuntos Corporativos
- Ronaldo Schuck – Director de Operación

1.5 Mensaje del Consejo de Administración

La superación de los retos impuestos a ONS

Una vez más, utilizo este mensaje para reconocer el desempeño de la organización, tanto en relación con los aspectos técnicos como corporativos. Me gustaría, en particular, de poner de relieve la garantía de suministro obtenida en la gestión de la operación del Sistema Interconectado Nacional en 2015, en un entorno altamente complejo, que requirió mucho esfuerzo y compromiso de la Dirección del ONS y de todos que estuvieron involucrados más directamente en el tema.

Con los niveles de almacenamiento afectados por la continuidad de la crisis del agua, las medidas operativas implementadas por ONS – recuperación de los embalses de cabecera, uso intenso de los intercambios entre subsistemas para aprovechar excedentes energéticos existentes, el uso del parque termoeléctrico y la flexibilización de las restricciones del uso múltiple del agua - fueron claves para lograr el objetivo de seguridad del suministro al menor costo posible.

Otro punto a destacar fue la integración al SIN de los Sistemas Aislados de la Región Norte, Manaus y Macapá, y de las grandes plantas hidroeléctricas de la Región Norte, así como los esfuerzos para hacer viable el dipolo 2 del Complejo Madeira.

Dentro de sus atribuciones reguladoras, el Consejo de Administración participó en este esfuerzo integrado del Operador, del Ministerio de Minas y Energía, de las Agencias Reguladoras, de los Agentes Asociados y de las demás organizaciones que conducen el sector eléctrico, lo que contribuyó para que los retos planteados por el SIN fueran superados una vez más.

En este entorno altamente complejo del SIN, hay que registrar asimismo los esfuerzos realizados por ONS en su gestión corporativa, asociados a sus recursos humanos y la criteriosa administración de sus recursos financieros.

Concedores que el futuro seguirá aportando más retos, cada vez más complejos, la formación de la plantilla técnica de ONS seguirá representando una prioridad de la gestión de ONS.

Maurício Stolle Bähr

Presidente del Consejo de Administración

1.6 Mensaje del Director General

Todo empeño en la gestión del Sistema Interconectado Nacional - SIN

Una vez más, el cumplimiento de nuestras atribuciones en la gestión de la operación del Sistema Interconectado Nacional requirió la dedicación total del equipo técnico del Operador y el intenso relacionamiento con todas las instituciones que participan en la gestión del sector eléctrico brasileño

Las atenciones se mantuvieron dirigidas a las condiciones de suministro en el corto y mediano plazos. Enfrentamos la continuidad de la crisis del agua, buscando garantizar el suministro al mercado consumidor con seguridad y al menor costo posible. Con este objetivo, las políticas operacionales consideraron la recuperación de las reservas de los embalses de cabecera de las principales cuencas hidrográficas, el uso de la red de transmisión para el intercambio de grandes bloques de energía de las regiones Sur y Norte para el Sudeste/Centro-Oeste y Nordeste, el pleno uso del parque termoeléctrico existente en la mayor parte del año y la necesidad de una flexibilización de las restricciones hidráulicas del sistema para hacer frente a la escasez de recursos y garantizar condiciones de operativas del parque hidroeléctrico. En este contexto, las decisiones tomadas contaron con la participación del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Medio Ambiente, IBAMA, el Ministerio de la Integración Nacional, las agencias reguladoras ANEEL y ANA, y los agentes implicados.

Entre los proyectos a largo plazo, destaco los estudios para el pleno aprovechamiento de las disponibilidades energéticas del Complejo del Río Madeira, así como el reto para hacer viable las pruebas de campo del Dipolo 2 de este complejo; los estudios para la integración de las plantas de Teles Pires y Belo Monte al SIN; las medidas operacionales implantadas para el mejor funcionamiento de la interconexión Tucuruí-Manaus-Macapá; el suministro a los sistemas de Manaus y Macapá, Acre y Rondônia, más recientemente integrados en el SIN, la continuidad de la implantación de la Red de Gerenciamiento de Energía de ONS(REGER); y el tratamiento diferenciado de las instalaciones consideradas estratégicas, con el fin de minimizar los efectos de las contingencias múltiples en el sistema de transmisión.

Asimismo hay que registrar el esfuerzo junto a los agentes con el fin de recibir los datos de mediciones fasoriales de las PMUs implantadas en sus instalaciones. Esta integración entre ONS y Agentes proporcionó la recepción *on line* de mediciones fasoriales, que sirvieron de insumo para el análisis de las ocurrencias en el SIN y se solidificó aún más el uso de la PMU en ONS. También en 2015, se dio secuencia al proceso de licitación para la adquisición de los concentradores de datos y de aplicaciones asociadas.

ONS, como coordinador de la Fuerza de Tarea de los Juegos Olímpicos de 2016, realizó en 2015 la revisión y actualización de estudios y análisis para identificar las acciones , para garantizar el suministro de energía eléctrica a la ciudad anfitriona de Río de Janeiro y a las ciudades que serán sedes de partidos de fútbol, Brasilia, Sao Paulo, Belo Horizonte, Salvador y Manaus, observando las normas de seguridad diferenciadas, como las adoptadas en eventos especiales, de acuerdo con los criterios establecidos por el Comité Olímpico Internacional - COI.

Es importante destacar el trabajo de ONS, a través de los Grupos de Trabajo de Atendimento a diversos Estados, contando con la participación de las Autoridades locales y los Agentes implicados con el fin solucionar y analizar la entrada en funcionamiento de las obras de transmisión para garantizar el atendimento a estos estados.

Uno de los factores clave para lograr estos resultados fue el éxito de la colaboración de todas las instituciones que participan en la gestión del sector eléctrico: el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica y las demás agencias reguladoras, la Empresa de Pesquisa Energética, la Cámara de Comercialización de Energía eléctrica, las Secretarías de Estado de Energía, cada uno de los 363 agentes asociados y las Asociaciones que los representan.

En el ámbito corporativo, se busca garantizar la sostenibilidad del Operador mediante la inversión en programas destinados a la valoración del conocimiento técnico, las relaciones interpersonales y de la mejora de la formación para el trabajo en equipo. Se dio continuidad a la política criteriosa de administración de los recursos financieros del Operador, con la implementación de todas las actividades y proyectos prioritarios.

Por último, en nombre del Directorio de ONS, les agradezco a todos los que componen a ONS, por su valiosa contribución a los resultados obtenidos por la organización.

Hermes Chipp

Director General

1.7 Aspectos más destacados de 2015

Análisis del Congestión en la Interconexión Norte-Sur

El sistema eléctrico brasileño está experimentando un cambio importante de paradigma en su matriz energía eléctrica, con la creciente evolución de la participación de fuentes renovables intermitentes e inflexibles como las plantas eléctricas a hilo de agua de Amazonia, las plantas eólicas y en un futuro próximo, las plantas solares, además de la pérdida gradual de su capacidad de regularización.

Los próximos años, con la fuerte concentración de la oferta inflexible en las regiones Norte y Nordeste, sobre todo en la temporada de lluvias del SIN, limitaciones de transmisión en las interconexiones podrán impedir la transferencia de los excedentes energéticos de esas regiones a las regiones Sudeste/Centro-Oeste y Sur, necesaria para la optimización del sistema.

En el plan de la Operación Energética 2015/2019 (PEN 2015) se evaluó el grado de congestión de la interconexión entre el Norte/Nordeste y el Sudeste/ Centro-Oeste, lo que indicó la necesidad de evaluarse la viabilidad de refuerzos en la capacidad de intercambio entre estos sistema. Esta evaluación subsidió la elaboración del artículo galardonado con mención de honor en el XXIII SNPTEE.

Validación e Implementación de la Metodología de Embalses Equivalentes de Energía – REE

El modelo estratégico NEWAVE, hasta la versión 20 de su programa computacional, no permitía la representación explícita de cuencas hidrográficas con comportamientos hidrológicos distintos en un mismo subsistema de energía eléctrica, una vez que a cada subsistema sólo se le asociaba un embalse equivalente de energía.

Para una mejor representación del sistema de generación, una extensión del enfoque tradicional ha sido implementada, en la que se permite que un subsistema pueda incluir diversas cuencas hidrográficas con comportamientos hidrológicos propios. De esta forma, se mantiene la representación actual de los subsistemas del SIN, de manera que cada uno de ellos pueda tener diversos Embalses Equivalentes de Energía (REE-sigla en portugués).

Cuando se representa la topología del SIN con un número mayor de REEs (sigla en portugués), es posible considerar con más detalle las restricciones físicas, tales como, las capacidades de turbo alimentación y almacenamiento, además de explicar la distribución espacial de las afluencias de los REE de un mismo subsistema y permitir que el comportamiento hidrológico se represente con mayor precisión

Suministro durante los Juegos Olímpicos de 2016

ONS, como coordinador de la Fuerza de Tarea de los Juegos Olímpicos 2016, realizó en 2015 estudios y análisis para identificar las acciones necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica a la ciudad anfitriona de Río de Janeiro y a las ciudades que serán sedes de partidos de fútbol, observando normas de seguridad diferenciadas, atendiendo a la Resolución CMSE 001/2005 y a los criterios del Comité Olímpico Internacional – COI.

Esos análisis identificaron las acciones necesarias – generación térmica adicional, restricciones energéticas y ajustes y/o nuevos Sistemas Especiales de Protección (SEP) – para Río de Janeiro y demás ciudades-sede, para que tengan sus cargas principales preservadas en situaciones adversas, y para garantizar desempeño diferenciado en situaciones de pérdidas dobles.

2 RESULTADOS TÉCNICOS EN 2015

2.1 Estudios Preoperacionales del Complejo del Río Madeira

En la planta de Santo Antônio, a partir del segundo semestre de 2015, se incorporaron las primeras unidades generadoras ubicadas en el lecho del río, llegando a un total de 35 máquinas en operación comercial a finales de año. En Jirau, la entrada en funcionamiento de nuevas unidades durante todo el año aumentó a 37 el número de generadores entregados a la operación.

En 2015, la energía generada en el Complejo de Madeira fue transportada por el Dipolo 1 (3.150 MW), por la estación convertora *back-to-back* (2 x 400 MW) y, en algunos períodos del año, también por el transformador TF-13 500/230 kV- 465 MVA.

El mayor desafío enfrentado fue hacer viable las pruebas de campo del Dipolo 2 (3.150 MW), una vez que la entrada en funcionamiento de este segundo dipolo asegurará el pleno flujo de la generación prevista para las plantas del Complejo los próximos años. Para eso, se han realizado diversos estudios preoperacionales, incluyendo análisis en ambiente de simulación de tiempo real (RTDS), teniendo en cuenta las réplicas de los sistemas de control y protección de los dos dipolos y control y de la estación convertora *back-to-back*.

Las principales acciones de ONS y de los agentes de transmisión y generación tuvieron como objetivo hacer armoniosa la operación del sistema HVDC del Complejo Madeira, con respecto al control y protección de los dos dipolos de corriente continua, suministrados por diferentes fabricantes.

Asimismo se obtuvieron resultados obtenidos en las pruebas llevadas a cabo por los agentes de generación para evaluar la eficacia de los sistemas de arranque en negro (black-start), desarrollados para permitir el arranque de la plantas sin uso de fuente externa.

2.2 La Interconexión Tucuruí – Manaus – Macapá

Cambios en la configuración del sistema de suministro a Manaus en 69 kV, derivado de las subestaciones Manaus y Mauá 3, requirieron adecuaciones en el Esquema Regional de Alivio de Carga (ERAC- sigla en portugués). Del mismo modo, se revisaron los estudios desarrollados para el Amapá, una vez que las nuevas unidades generadoras de ese sistema alteraron significativamente el desempeño del área. A lo largo del año, las concesionarias de distribución implementaron los nuevos ajustes definidos en los estudios, lo que agregó mayor seguridad a las áreas, para hacer frente a eventuales contingencias que resulten en la formación de islas, separándolas del resto del SIN.

Se realizaron estudios preoperacionales para la integración de la central hidroeléctrica Cachoeira do Caldeirão (3 x 73 MW) en el estado de Amapá. Los excedentes de generación de esta planta y de las demás hidroeléctricas de la región (Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes y Coaracy Nunes) crean escenarios en los que la exportación de energía de este estado es alta, lo que requiere la definición de medidas de control y protección específicas. Este es el caso, por ejemplo, del esquema de corte de generación para asegurar la operación estable de la isla eléctrica formada por las plantas y por el sistema Manaus y/o Macapá, tras contingencias dobles en los troncos de 230 o 500 kV de la región.

2.3 Estudios Preoperacionales de Integración de la Planta de Teles Pires

La central hidroeléctrica Teles Pires, situada en el río Teles Pires, en la frontera de los Estados de Mato Grosso y Pará, forma parte del conjunto de los aprovechamientos hidroeléctricos de la cuenca de los ríos Teles Pires y Apicás, que está compuesto por las plantas Colider (300 MW), Sinop (400 MW), São Manoel (700 MW) y Foz do Apicás (230 MW). Estas plantas se integrarán al SIN por un sistema de transmisión en 500 kV, que conectará los estados de Mato Grosso, Goiás y Minas Gerais.

Aunque las unidades generadoras de la planta de Teles Pires hayan sido puestas a disposición en 2015, con el retraso en el sistema de transmisión originalmente planeado, formado por dos circuitos de 500 kV entre la planta y la subestación de Ribeirãozinho (MT), fue necesario utilizar una configuración provisional en la SE Sinop (230 kV) para su interconexión al SIN. Esta configuración requirió estudios preoperacionales específicos, incluyendo el análisis de transitorios electromagnéticos y electromecánicos, lo que resultó en importantes acciones de control y protección, con el fin de garantizar desempeño eléctrico adecuado y la integridad de los equipos de transmisión y generación.

2.4 Integración del Sistema de Transmisión de Belo Monte

En 2015, ONS desarrolló diversas actividades relacionadas con la integración del sistema de transmisión de la planta de Belo Monte al SIN, con énfasis en los trabajos de análisis de la conformidad del proyecto básico del primer dipolo.

2.5 Juegos Olímpicos de 2016

ONS, como coordinador de la Fuerza de Tarea de los Juegos Olímpicos 2016, realizó en 2015 estudios y análisis para identificar las acciones necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica a la ciudad anfitriona de Río de Janeiro y a las ciudades que serán sedes de partidos de fútbol, Brasíla, São Paulo, Belo Horizonte, Salvador e Manaus, observando normas de seguridad diferenciadas, como las adoptadas en eventos especiales, atendiendo a lo

establecido en la Resolución CMSE 001/2005 y considerando los criterios establecidos por el Comité Olímpico Internacional – COI.

Esos análisis consideran las obras previstas para entrar en operación en junio de 2016, así como las consecuencias de sus eventuales retrasos, además de identificar las acciones necesarias, tales como – generación térmica adicional, restricciones energéticas y ajustes y/o nuevos Sistemas Especiales de Protección (SEP) – para Río de Janeiro y demás ciudades-sede de los partidos de fútbol, de modo que tengan sus cargas principales preservadas en situaciones adversas, y para garantizar desempeño diferenciado en situaciones de pérdidas dobles.

A solicitud del Ministerio de Minas y Energía, ONS elaboró el informe ONS RE-3-0057-2015 - Instalaciones Estratégicas para los Juegos Olímpicos y Paralímpicos de 2016, que identifica las instalaciones más relevantes de carácter sistémico para atendimento a los *clusters* de la ciudad de Río de Janeiro, así como a los estadios de las otras cinco ciudades anfitrionas. A partir de la lista de instalaciones estratégicas, se preparó un criterio para priorizar las instalaciones de la Red Básica y de la Red de Distribución.

Se presentó un diagnóstico de los sistemas de protección de los equipos y líneas de transmisión del tronco de transmisión de 500 kV del Área Río de Janeiro con el fin de minimizar los riesgos de actuaciones incorrectas, accidentales o rechazos que vengán a causar perturbaciones de gran impacto. Se inició una evaluación de los Sistemas Especiales de Protección (SEP) implementados en este tronco de transmisión

Además, ONS comenzó estudios para revisar los procedimientos de restauración fluida de los corredores Marimondo, plantas del Complejo de Lajes - Light y Luiz Carlos Barreto, así como procedimientos para la restauración de Belo Horizonte Brasília, Salvador y Sao Paulo. Los estudios tuvieron por objetivo garantizar el rápido y seguro retorno de las cargas prioritarias tales como: *clusters* olímpicos, transporte público (trenes y metro), hospitales, entre otros, durante el período de los Juegos Olímpicos y Paralímpicos de Río 2016.

También se destaca la participación del Operador Nacional en reuniones en el Ministerio de Minas y Energía, con el Grupo de Energía de la Autoridad Pública Olímpica (APO), para analizar los aspectos del suministro de energía para los Juegos.

2.6 Mejora de la Seguridad Eléctrica

ONS trabaja continuamente para añadir seguridad adicional al desempeño del SIN, a través de diversas iniciativas. En función de las características relacionadas con la topología de la red, la seguridad de operacional del sistema está sujeta a diferentes grados de riesgo de desconexión intempestiva de instalaciones de transmisión o generación.

A pesar de que esté diseñado para soportar contingencias simples (criterio n-1), el SIN está sujeto a perturbaciones de mayor gravedad, desencadenadas por secuencias de eventos, que ocasionalmente pueden llevar a la desconexión simultánea de más de uno de los componentes de la red, lo que viola el referido criterio. Dependiendo de la instalación afectada, las consecuencias pueden ser más severas, lo que implica la desconexión de grandes montos de consumidores.

Con el fin de minimizar las posibilidades de ocurrencia de una gran perturbación, restringir la propagación de un trastorno y agilizar al máximo la restauración de las cargas, es necesario mantener un trabajo permanente de observación, análisis, diagnóstico y prevención de estos eventos.

Teniendo en cuenta la naturaleza combinatoria del problema, así como la particularidad de los eventos y de las configuraciones del sistema antes y después de los trastornos, el análisis en post-operación de grandes perturbaciones proporciona importante insumo para el establecimiento de medidas preventivas y para el refuerzo de la seguridad del sistema.

En 2015, se implementó un Sistema de Especial de Protección (SEP) capaz de identificar la pérdida de grandes bloques de potencia, tales como, la pérdida de un dipolo de Itaipu o del Complejo de Madeira, interrumpiendo la generación en la central hidroeléctrica de Tucuruí, con el fin de controlar la estabilidad del sistema, evitándose así una propagación del trastorno con consecuencias más severas. Este SEP tiene su actuación relacionada con el escenario de exportación de la región Norte al Sudeste.

2.6.1 Instalaciones Estratégicas

El concepto de instalaciones estratégicas abarca las plantas, subestaciones y troncos de transmisión que, caso sean desconectados por problemas eléctricos o destruidos/averiados por otros motivos, la interrupción de sus servicios puede llevar a la ocurrencia de pérdida de grandes bloques de generación y/o de carga, causando gran impacto a la sociedad.

A partir del conocimiento de las instalaciones estratégicas, ONS, desde 2012, con la participación de los agentes implicados, viene emprendiendo las siguientes acciones:

- Identificación/actualización del conjunto de subestaciones asistidas.
- Perfeccionamiento de las informaciones sobre las condiciones ambientales climáticas (lluvias, dirección y sentido de tormentas, descargas atmosféricas, temperatura del aire, presión atmosférica) y quemas, disponibles en los Centros de Operación, con el fin de preparar el SIN para eventuales contingencias múltiples.

- Interacción con el área de planificación de la expansión para la definición de refuerzos que minimicen las consecuencias de determinadas pérdidas múltiples.
- Implantación de nuevos Sistemas Especiales de Protección (SEPs).
- Mejora de diseño de nuevos SEPs para minimizar actuaciones accidentales o incorrectas.
- Adopción de criterios más conservadores cuando se realicen servicios de mantenimiento en estas instalaciones.
- Adopción de criterios especiales para las pruebas de los dispositivos de arranque negro (*black-start*) de las unidades generadoras.

Con el fin de hacer el SIN más resiliente, se creó un grupo de trabajo integrado por representantes del MME, ANEEL, EPE, ONS y Cepel bajo coordinación técnica de ONS. Los estudios contaron con la participación de los agentes de los propietarios de las instalaciones. El objetivo era identificar las subestaciones que necesitaban complementación de arreglo o de otras medidas o para mejorar su seguridad intrínseca.

La prevención en contra secuencias de eventos capaces de dar lugar a grandes perturbaciones implica la ingeniería de subestaciones con el fin de:

- Minimizar el riesgo de falla humana en la operación y en el mantenimiento;
- Proveer protección, automatización, control, monitoreo y supervisión de acuerdo con los Procedimientos de Red, los cuales podrán exceder siempre que las peculiaridades de las instalaciones lo exijan.

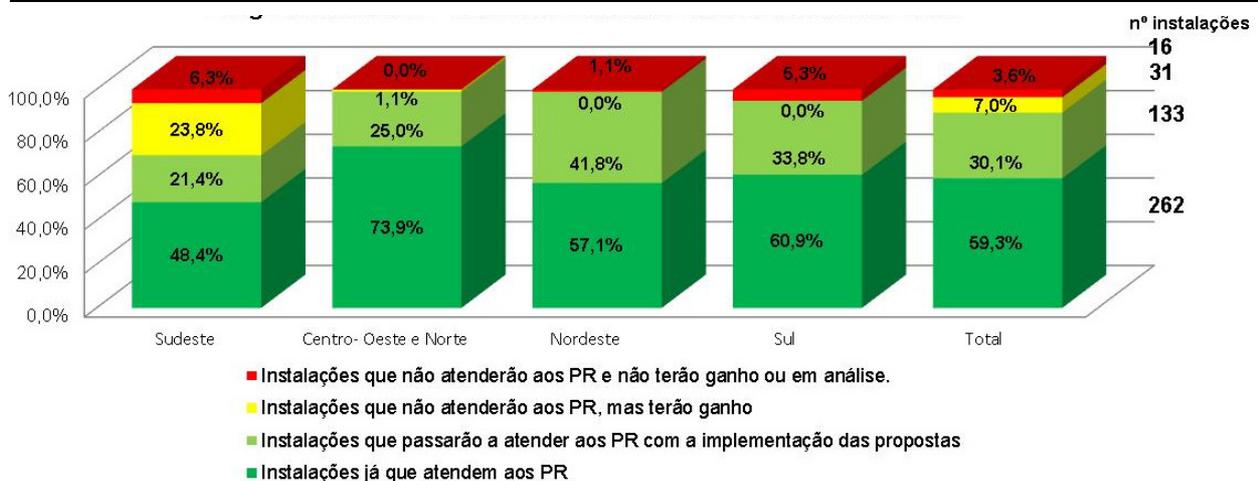
La elaboración del trabajo consistió en la verificación del pleno cumplimiento a los requisitos establecidos en el Sub-módulo 2.3 de los Procedimientos en cuanto al arreglo de barras:

- En subestaciones con arreglo del tipo barra doble con disyuntor simple , se propuso la instalación de protección de barra adaptativa, conjugada con la protección de falla de disyuntor;
- Evaluación de la posibilidad de reducción de los reflejos de las contingencias que, eventualmente puedan conducir a grandes trastornos, tales como la ocurrencia de falla en la apertura del disyuntor
- Medidas para minimizar riesgos a través de mejoras respecto a los arreglos de barra;
- Posible uso de tecnologías híbridas, con módulos compactos para vanos de los equipos y construcción de nuevos sectores que utilizan tecnología la GIS (Gas Insulated Switchgear)

Como resultado del análisis realizado, se identificaron las subestaciones que necesitan complementación del arreglo o de otras medidas que se consideren necesarias para mejorar la seguridad intrínseca de las subestaciones y de ese modo, el rendimiento del Sistema Interconectado Nacional en su conjunto. Se analizaron 439 instalaciones de Red Básica y 13 subestaciones, que forman parte de la Red de Operación de ONS.

La Figura 1 presenta el diagnóstico general de atendimento a los Procedimientos de Red, tras la ejecución de todas las mejoras recomendadas.

Figura 1 – Atendimento a los Procedimientos de Red – Diagnóstico General



Evaluación del Desempeño de los Sistemas Especiales de Protección

Los criterios y procedimientos para la ejecución de pruebas funcionales en los Sistemas Especiales de Protección (SEPs) instalados en el SIN se establecieron en 2012, a fin de asegurar su correcto desempeño. Entre 2012 y 2014, se realizaron pruebas en 81 SEPs instalados en diversas áreas del sistema. En 2015, dando continuidad al proceso, se realizaron 11 pruebas más. Para cada ensayo, se generó un informe que contiene una breve descripción del sistema, su propósito, las pruebas llevadas a cabo, las anomalías eventualmente encontradas, así como las medidas tomadas. Además, para consolidar todas las pruebas realizadas en el año anterior, una Nota Técnica fue publicada por ONS en abril/2015.

2.6.2 Implantación del Sistema de Medición Sincronizada de Fasores

ONS actuó intensamente junto a los Agentes con el fin de recibir los datos de mediciones fasoriales de las PMU en sus instalaciones. Esta integración entre

ONS y Agentes proporcionó la recepción *on line* de las mediciones fasoriales, que sirvieron de insumo para el análisis de las ocurrencias en el SIN y solidificaron aún más el uso de la PMU en ONS. También en 2015, se le dio secuencia al proceso de licitación para la adquisición de concentradores de datos y aplicaciones que integrarán el Sistema de Medición Sincronizada de Fasores del SIN (SMSF), destacando los siguientes hitos relacionados a seguir:

- Hasta 08/2015 – preparación del Edicto para lanzamiento de la licitación;
- 31/08/2015 - ONS recibió a no-objeción del Banco Mundial para el inicio del proceso de licitación;
- 15/09/2015 – aprobación del inicio del proceso de licitación y presentación al directorio de ONS del cronograma del Proyecto y del Sistema de Telecom (Infraestructura);
- 18/09/2015 – publicado edicto del proceso de licitación para el proyecto SMSF del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el sitio de ONS, DOU, Valor Económico y Sitio de ONU. Veintidós postores solicitaron link para acceso al edicto del proceso.
- 15/10/2015 – Taller – PreBid, reunión con los proveedores;
- 22/10/2015 – reunión con ANEEL, presentación a ANEEL del formato final del proyecto;
- 23/11/2015 – recepción de las propuestas técnicas, fase 1, apertura e inicio del análisis de las propuestas recibidas. En esta etapa, ONS recibió propuesta de tres postores;
- 08/12/2015 - ONS realizó una reunión con los Agentes, para su actualización y aclaración sobre el desarrollo del Proyecto SMSF;

Está prevista para 2016 la conclusión de la licitación, con la elección del proveedor a ser contratado hasta el final del primer semestre.

2.7 Planificación y Programación de la Operación

El ciclo anual de Planificación de la Operación del SIN está compuesto por estudios de mediano plazo de la operación energética, publicados en el Plan de la Operación Energética (PEN), cuyo horizonte de análisis es del mes/año, en que se elabora a diciembre del quinto año por delante, y de los estudios de mediano plazo de la operación eléctrica, publicados en el Plan de Operación Eléctrica (PEL-sigla en portugués), cuyo horizonte de análisis es de dieciséis meses, de enero del año siguiente a su elaboración a abril del segundo año. Siguen la programación semanal y diaria, producidas con la participación de los agentes asociados, en los aspectos energéticos y eléctricos se entrelazan cada vez más, en la medida en que acorta el horizonte de análisis

2.7.1 La Operación Energética

Horizonte de Mediano Plazo

En 2015, el Plan de la Operación Energética 2015/2019 (PEN 2015) fue emitido, excepcionalmente, en septiembre, contemplando las informaciones de la 2ª Revisión de la Carga Propia ocurrida en agosto. Sus resultados subsidian el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) y la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) en cuanto a la eventual necesidad de estudios de planificación de la expansión de la generación y de las interconexiones regionales, para adecuación de la oferta de energía a los criterios de garantía de suministro establecidos por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE).

La energía nueva agregada por las subastas y el aumento de nuevas líneas de transmisión hicieron crecer la oferta de energía en el período. La hidroelectricidad continuará siendo la principal fuente de generación de energía, aunque su participación se reduzca el 73,7% en 2014 para 68,0% al final del horizonte. Habrá un significativo crecimiento de la capacidad instalada en plantas eólicas, que pasará del 3,7% de la matriz de energía eléctrica para el 9,4% al final de 2019.

Se destaca el cambio de paradigma en la forma de operar el SIN, ya destacada en diversos estudios emitidos en los últimos años, debido a la inexistencia de nuevos embalses de regularización plurianual; al uso más intensivo de la generación termoeléctrica incluso con hidrologías medianas y para complementar el atendimento a la punta de carga; a la importancia de la expansión de la transmisión para la reducción de los costos operativos; al expresivo crecimiento de la generación eólica y a los nuevos aprovechamientos hidroeléctricos en Amazonia a hilo de agua y con oferta estacional.

Los valores de carga de energía y demanda de la 2ª Revisión Cuatrimestral de la Carga, anticipada para agosto de 2015, fueron utilizados en ese estudio. Esa revisión considera: la coyuntura económica y de mercado del primer semestre de 2015; los desvíos observados entre la carga verificada y las proyecciones elaboradas en abril para la 1ª Revisión Cuatrimestral de la Carga del año; la actual dinámica de la economía; la divulgación del aumento de tarifas de energía eléctrica resultante de la cobranza de las banderas tarifarias, de la revisión tarifaria extraordinaria y de las revisiones tarifarias ordinarias ya ocurridas; y una tasa promedio anual de crecimiento del PIB en el período 2015/2019 del 2,5% al año.

En el PEN 2015, las evaluaciones de las condiciones de atendimento fueron divididas en dos horizontes. En el primero, 2015/2016, se hicieron análisis coyunturales, determinísticos y estocásticos, destacándose la evolución del almacenamiento de cada subsistema del SIN. En general, en ese período, las configuraciones de plantas y líneas de transmisión están definidas, y difícilmente hay posibilidad de incorporación o anticipación de nuevos emprendimientos. El

segundo horizonte comprende los tres años restantes, 2017 a 2019, y presenta un carácter más estructural, siendo observados indicadores como los riesgos de déficit y valores de costo marginal de operación. En ese período, la expansión de la generación y de la transmisión es preponderante para aumentar la seguridad del atendimento al mercado de forma estructural.

En función de la pérdida de la capacidad de regularización del sistema frente al crecimiento de la carga, ha sido cada vez mayor la influencia de las condiciones iniciales de almacenamiento en los resultados de los primeros dos años del horizonte de evaluación, impactando las métricas normalmente utilizadas, como riesgos de déficit, valor esperado de la energía no atendida y costos marginales de operación.

Bajo el enfoque del análisis de las condiciones de atendimento a la carga, las evaluaciones probabilísticas para el horizonte 2017/2019 en base a los riesgos de déficit de energía indican adecuación al criterio de suministro preconizado por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), en la medida en que los riesgos de déficit son inferiores al 5% en todos los subsistemas.

El análisis del atendimento de la demanda máxima indica que, a pesar de la existencia de sobras de disponibilidad para atender la demanda máxima del SIN, podrán ser necesarias acciones especiales de despacho para mantener el control de frecuencia en situaciones de aumentos no previstos de la demanda máxima en función de la elevación de temperatura en los meses de verano, una vez que la demanda máxima presenta una tendencia de elevación del orden de 4.000 MW a cada 10°C, a partir de temperaturas próximas de 35°C.

Además de esos, fue identificada elevada frecuencia de congestiones en la interconexión Norte/Sul, con reducción al final del horizonte, cuando se inicie la entrada del refuerzo asociado al transporte de la energía de la planta de Belo Monte, ratificando el diagnóstico de las evaluaciones energéticas en cuanto a la necesidad de evaluaciones costo/beneficio de refuerzos/anticipaciones.

Horizonte de Corto Plazo

El año de 2015, bajo el punto de vista climático, se caracterizó justo en su inicio por la ocurrencia de una anomalía positiva de la presión atmosférica en la región Centro-Sur del país, que provocó un bloqueo de la entrada de frentes fríos y de sistemas de baja presión. Este fenómeno también condujo a una reducción del transporte de humedad de Amazonia para la región Sudeste de Brasil y llevó a la no ocurrencia de episodios de la Zona de Convergencia del Atlántico Sur (ZCAS). Consecuentemente, hubo precipitaciones significativamente por abajo de la media en las cuencas hidrográficas ubicadas en las regiones Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste y Norte, configurándose una situación desfavorable en el período húmedo en importantes cuencas del SIN, como las de los ríos Paranaíba, Grande, São Francisco y Tocantins.

La ocurrencia del fenómeno El Niño, asociado a la elevación de la temperatura de la superficie del mar en la región del Pacífico Ecuatorial, pasó a tener una fuerte influencia en el régimen de lluvias en Brasil. En la región Sur, especialmente, hubo episodios de altas precipitaciones, y, en los tramos más al norte de las regiones Nordeste y Norte, ocurrió un cuadro de anomalías negativas de precipitación. El evento El Niño que se inició durante el verano/otoño de 2015, se clasificó como muy fuerte y está entre los tres más intensos de la historia, habiendo alcanzado su pico en noviembre de 2015.

En ese contexto, el subsistema Sudeste/Centro-Oeste presentó afluencias desfavorables en el período húmedo de 2015, en continuidad a lo observado en el año de 2014, con apenas el 74% de la MLT, representando el octavo peor período húmedo del histórico. El período seco tuvo afluencias en torno de la media, con el 109% de la MLT, lo que totalizó un valor anual del 89% de la MLT. En el subsistema Sur, las afluencias fueron muy favorables con el 140% de la MLT en el año. En el subsistema Norte, el comportamiento de las afluencias fue desfavorable, con el 73% de la MLT, especialmente en su período lluvioso (el 71% MLT). En el Nordeste, el año fue muy crítico, con el 38% de la MLT, siendo clasificado como el más seco del histórico de 85 años, aún peor que 2014, que había sido caracterizado como el peor del histórico en aquel momento.

En 2015, una vez más, quedó evidenciada la diversidad hidrológica de los subsistemas componentes del SIN. Se caracterizó una condición hidrológica de transición de crítica para media en el subsistema Sudeste/Centro-Oeste; muy húmeda en el Sur, reflejando el inicio de la actuación del evento El Niño; sequía en el Norte; y la más crítica en el Nordeste, constituyéndose, en ese subsistema, un nuevo período crítico plurianual, como mostrado en la Tabla 1.

Tabla 1 – Energía Afluyente por Subsistema

Subsistemas	Energía Natural Afluyente (ENA) - % da média histórica				Classificação no histórico 1931 – 2015 (ordem crescente)
	Jan./Abr. período chuvoso 2014/2015	Maió/Nov. período seco 2015	Dez. período chuvoso 2015/2016	2015	
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

La Tabla 2 presenta un resumen de las condiciones de las afluencias en las cuencas hidrográficas en 2015, mostrando también la diversidad hidrológica observada entre las principales del subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Mientras se observaron condiciones críticas en las cuencas del río Grande, Paranaíba, Tietê, Paraíba do Sul, Paraná y Doce (peor del histórico), ocurrieron afluencias muy favorables en los ríos Paranapanema y Madeira. En esa tabla, las cuencas de los ríos Jacuí, Iguaçu y Uruguay, integrantes del subsistema Sur, mostraron un comportamiento uniforme y muy favorable en 2015.

Tabla 2 – Almacenamiento y Energía Afluente por Cuenca

Principais Bacias	Part. % no Armazenamento da Região	Armazenamento em 30/11/15 (% EAmáx)	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 consecuencia de esas reducidas afluencias en la mayor parte de las cuencas del subsistema Sudeste/Centro-Oeste, especialmente en el período húmedo, y en las cuencas de los subsistemas Nordeste y Norte, los niveles de almacenamiento de los embalses en esos tres subsistemas se mantuvo bajo, llegando al final del año, en el caso de Nordeste y del Norte, con valores inferiores a los registrados en el año anterior, conforme la Tabla 3.

Tabla 3 – Energía Almacenada 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

Las medidas operativas y de gerenciamiento de los recursos hídricos adoptadas en 2014, a causa de la escasez hídrica observada en las principales cuencas de los subsistemas Sudeste/Centro-Oeste y Nordeste en aquel año, se mantuvieron delante de la permanencia de condiciones hidrológicas y de almacenamiento desfavorables en estos subsistemas en 2015, siendo exigido de ONS, en la elaboración de los Programas Mensuales de Operación y sus revisiones semanales, el cuidadoso gerenciamiento de los recursos hidroenergéticos disponibles. Entre las medidas operativas implantadas con este fin, se destacan la preservación de los almacenamientos de los embalses de cabecera de las cuencas hidrográficas, el despacho pleno de la disponibilidad de las centrales termoeléctricas por Seguridad Energética y el uso de la capacidad de energía para

llevar a cabo transferencias de las regiones con mayores disponibilidades energéticas, Norte y Sur, para aquellas en peores condiciones, Nordeste y Sudeste/Centro-Oeste.

Además, tuvo gran importancia para la garantía del suministro electroenergético en 2015 la permanencia de la política operativa de flexibilización de algunas de las principales limitaciones hidráulicas del SIN, resultantes de la articulación y trabajo conjunto entre ONS, las agencias reguladoras ANA y ANEEL, IBAMA, MME, MMA, los Comités de Cuencas y los Agentes del sector, para compatibilizar los requisitos energéticos con los asociados a los usos múltiples del agua, en especial:

- Niveles mínimos de navegación de la Hidrovía Tietê/Paraná hasta la sección aguas abajo de la planta de Nova Avanhandava;
- Defluencia mínima de las plantas de Três Marias, Sobradinho, Xingó, Jupuí, Porto Primavera, Caconde y de la presa de Santa Cecília;
- Generación mínima de unidades generadoras de las plantas hidroeléctricas durante los períodos de carga leve;
- Operación de la planta de Itaipu como embalse de regularización, entre la cuota máxima de 220,40 m y la mínima de 216,00 m;
- Almacenamiento mínimo en la planta hidroeléctrica de Mascarenhas de Moraes (el 75% de su volumen útil) para captación de agua y recorrido en balsa en el embalse; y
- Regla de reducción especial de los embalses de las centrales de Jirau y Santo Antônio, que aseguró condiciones para no agravar las inundaciones aguas arriba y aguas abajo de las plantas, lo que minimizó el riesgo de paralización de las plantas.

La implementación de estas medidas operativas, asociada a la evolución de las condiciones hidroenergéticas del SIN a lo largo del año, así como la expectativa de alcanzarse niveles de almacenamiento del orden del 30 % en las regiones Sudeste/Centro Oeste, al final de noviembre de 2015, posibilitaron al CMSE deliberar por la desconexión de las plantas térmicas con Costo Variable Unitario (CVU) por encima de R\$600/MWh, despachadas por Seguridad Energética, a partir del 08 de agosto 2015, con una reducción de cerca de 2.000 MWmed de energía y consecuente economía en el costo mensual de operación de las plantas térmicas.

2.7.2 La Operación Eléctrica

Horizonte de Medio/Mediano Plazo

El proceso de planificación de la operación eléctrica da origen a dos productos: el Plan de la Operación Eléctrica de Medio Plazo (PEL) y las Directrices para Operación Eléctrica con Horizonte Cuatrimestral (Cuatrimestrales).

El PEL 2015 presentó las evaluaciones del desempeño eléctrico del SIN para el período entre enero de 2016 y abril de 2017. Los estudios muestran la evolución de la capacidad de las interconexiones regionales, con la entrada en operación de 22 nuevos circuitos en 500 kV, totalizando 6.300 km de líneas asociadas a la planta de Belo Monte, para las interconexiones Norte/Nordeste y Nordeste/Sudeste, y a la red de 500 y 440 kV del flujo de las plantas del Río Madeira. Se evaluaron las mejores alternativas de anticipo de refuerzos para eludir un posible retraso de la entrada en operación de la línea de transmisión Araraquara 2 - Taubaté. Además de eso, se evaluaron la conexión de seis unidades generadoras adicionales en la planta de Santo Antônio, la integración a través de conexión provisional y en la configuración planeada de las plantas del río Teles Pires, y la evolución de los sistemas de atendimento a Manaus y Macapá.

Otros puntos merecen ser destacados, como la integración de fuentes eólicas y a necesidad de generación térmica resultante de restricciones en la transmisión y el atendimento a las áreas eléctricas del SIN, que resultó en una propuesta con las soluciones operativas, además de la identificación de un conjunto de obras de extrema relevancia que eliminan restricciones de generación o de atendimento a las cargas. Entre esas, se destaca la recomendación para la anticipación para el final del segundo semestre de 2017 del 1er Dipolo de corriente continua de Belo Monte, actualmente previsto para febrero de 2018, de forma a aumentar la capacidad de flujo de la energía generada en las regiones Norte y Nordeste.

La creciente participación de la generación eólica en la matriz de energía eléctrica brasileira, traducida por la implantación de cerca de 800 MW de parques en la región Sur y 7.000 MW en el Nordeste, totalizando cerca de 15.000 MW instalados en abril de 2017, demanda soluciones estructurales robustas en la Red Básica para hacer viable el flujo de toda esa producción. Además de eso, debe ser perfeccionada la previsión de generación eólica asociada a los procesos de programación y despacho. La variabilidad e imprevisibilidad intrínsecas de la producción eólica en función del régimen de vientos traen retos importantes para la operación del sistema.

El Informe de Directrices de la Operación Eléctrica detalló, para cada cuatrimestre, las medidas operativas necesarias para atender a los patrones y criterios establecidos en los Procedimientos de Red, de forma a compatibilizar las restricciones eléctricas y el atendimento a la carga con las políticas energéticas,

buscando con ello al menor coste de la operación y a la máxima seguridad operativa.

En los estudios de 2015, se destacaron la implementación de una alternativa coyuntural para el flujo de la producción de las primeras unidades de Teles Pires para atendimento a la región de Manaus, así como la utilización de medidas operativas para aumentar los límites de la interconexión Norte-Sur, delante de pérdida de grandes montos de generación en las regiones Sur, Sudeste o Centro-Oeste.

Horizonte de Corto Plazo

A lo largo de 2015, ONS desarrolló estudios e implantó medidas coyunturales que posibilitaron operar la red eléctrica en conformidad con los criterios de continuidad, confiabilidad y calidad de suministro establecidos en los Procedimientos de Red. Se establecieron varias directrices con el fin posibilitar la práctica de elevados valores de recepción por la región Sudeste procedentes simultáneamente de las plantas de Itaipu, de la región Sur y de las regiones Norte y Nordeste, y aún explotar la plena capacidad instalada en las plantas de Santo Antônio y Jirau, a través de la utilización del dipolo de corriente continua que transporta la potencia de esas plantas del río Madeira, asociada con la operación de varias plantas hidroeléctricas del subsistema Sudeste/Centro-Oeste con número reducido de máquinas, con el fin de no agravar aún más la condición energética de este subsistema.

En ese año, el proceso de análisis de intervenciones implicó cerca de 44.000 solicitudes de desconexiones de equipos de la red de operación del SIN. Esa actividad tiene como objetivo atender las necesidades de mantenimiento de los agentes, definiendo las medidas operativas necesarias, atendiendo a los patrones y criterios establecidos en los Procedimientos de Red, compatibilizando las restricciones eléctricas y el atendimento a la carga con las políticas energéticas, buscando con ello al menor coste de la operación y a la máxima seguridad operativa.

En la planificación mensual, se elaboraron diversas evaluaciones del desempeño eléctrico del SIN, que propusieron medidas en las siguientes áreas:

- Control de tensión de la Región Sudeste - Operación con número reducido de unidades generadoras en la planta de São Simão.
- Control de tensión del tronco Tucuruí-Presidente Dutra - Operación con número reducido de unidades generadoras en la planta de Tucuruí.

2.8 La Operación del SIN

Actividades de preparación de la operación

En 2015, con el objetivo de perfeccionar los recursos de soporte a la operación en tiempo real, fueron introducidas mejorías en la estructura y diagramación de los documentos normativos, que permitieron minimizar los riesgos de fallos y agilizar las consultas a los más de mil documentos disponibles para consulta en monitores en las Salas de Control. Se realizaron cerca de 2.500 revisiones en directrices, procedimientos e instrucciones de operación. La integración de nuevas obras al SIN motivó el aumento en el número de documentos normativos, en especial la agregación de 78 parques eólicos en la región Nordeste y 26 en la región Sur, los cuales agregaron 2.626 MW a la capacidad instalada del SIN.

Los Centros de Operación de ONS también emitieron 116 pareceres técnicos, como parte de los pareceres de acceso para la integración de nuevas obras al SIN.

A lo largo del año, los Centros de Operación trataron de más de 54.000 intervenciones en la Red de Operación, motivadas por las medidas operativas asociadas a la continuidad de la crisis hídrica, por la realización de las pruebas para la integración plena del eslabón de corriente continua del complejo del Madeira, y por las pruebas de comprobación de la capacidad de las plantas de arranque negro (*blackstart*), habiendo sido todas esas intervenciones adecuadamente realizadas.

Se implantaron dos nuevos sistemas computacionales en los Centros de Operación de ONS, con reflejos positivos en los procesos de aprobación de las intervenciones y de análisis energético:

- Sistema de Gestión de Intervenciones de los Centros de Operación (SICOP), que da apoyo a la consolidación de la programación y elaboración del Programa Diario de Operación (PDO);
- Sistema de Consolidación de la Programación Energética, de la Operación Comercial, de la Operación de Embalses y del Control de Crecidas (SIPOCH-sigla en portugués).

Actividades de capacitación de la operación en tiempo real

El éxito de las actividades de la operación en tiempo real es altamente dependiente del conocimiento especializado y de la capacidad de respuesta de sus equipos técnicos. En 2015, ONS desarrolló e implantó el Programa Estructurado de Entrenamiento de los Equipos de Tiempo Real, destinado específicamente al desarrollo continuado de los equipos de tiempo real de los Centros de Operación.

Se realizaron tres cursos en ese programa, totalizando 512 horas de entrenamiento, para cerca de 200 colaboradores, en los cinco Centros de

Operación de ONS, en Brasília, Florianópolis, Recife y Río de Janeiro, sin necesidad de desplazamiento de los equipos, de acuerdo con la metodología adoptada.

Para el entrenamiento y capacitación de los equipos de ONS y de los diversos agentes implicados, se realizaron 26 ejercicios de operación simulada (*drills*), de alcance regional (área RJ/ES, área este de la región NE, área Manaus/Macapá, área Campos Novos) y sistémico (restauración Sur/Sudeste y Norte/Nordeste), con la participación de 343 colaboradores.

Actividades de post-operación

Las actividades que forman parte de la post-operación pueden ser reunidas en tres grandes grupos: análisis de la operación realizada, cálculo y tratamiento estadístico de datos, y divulgación de resultados técnicos, conforme detallado en la Tabla 4.

Tabla 4 – Actividades inseridas en la post-operación

Análisis de la operación realizada	Control de tensión, frecuencia, cargamentos y límites Control de intervenciones Control de embalses Comunicación verbal en la operación Atendimiento al Programa Diario de Producción
Cálculo y tratamiento estadístico de datos	Datos de disponibilidad y restricción operativa de activos de transmisión Datos de generación y disponibilidad de generación Datos de montantes de uso del sistema de transmisión Datos de hidrología Datos de consumo Datos de interrupción de Puntos de Control
Divulgación de resultados técnicos	Divulgación de resultados diarios, semanales y mensuales sobre la operación realizada Divulgación de informes mensuales sobre generación eólica, intercambios internacionales, demanda y carga de energía por unidad de la federación, generación por unidad de la federación Indicadores de desempeño del sistema y de la operación Puesta a disposición de datos para la CCEE con el fin de contabilización del mercado de corto plazo Puesta a disposición de datos para contabilización del uso del sistema de transmisión (MUST) y cuota variable prevista en los Contratos de Prestación de Servicio de la Transmisión (CPST) Puesta a disposición de datos para ANEEL y MME

En las actividades de análisis de la operación realizada, se emitieron a lo largo del año cerca de 500 informes, que atienden a lo establecido en los Procedimientos de Red, conforme detallado en la Tabla 5.

Tabla 5 – Informes emitidos en 2015

Informe	Cantidad
Informe de Ocurrencias	359
Informe de Análisis de la Operación	10
Informe de Análisis de Perturbaciones	35
Informe de Análisis de Fallos	2
Informe de Pruebas de Arranque en negro	79
TOTAL	485

En cuanto al cálculo y tratamiento estadístico de datos y eventos, hubo un significativo incremento en los números registrados en 2015, relacionados a la expansión del sistema y a las nuevas determinaciones regulatorias.

En cuanto a la divulgación de resultados, nuevos productos pasaron a ser disponibles en el sitio de ONS, aumentando las informaciones divulgadas a la sociedad.

También se destacan los informes emitidos en atendimento a demandas específicas de ANEEL, tales como los Comunicados de Ocurrencias en Instalaciones de Generación (COIG), con 513 documentos emitidos en el año, los Términos de Liberación de instalaciones de transmisión, con 1.240 documentos emitidos para pruebas, operación provisional y operación definitiva (REN nº 454/2011), las Declaraciones de Atendimento a los Procedimientos de Red para inicio de operación de unidades generadoras, con 564 documentos emitidos para pruebas, operación provisional y definitiva (REN nº 583/2013), y el seguimiento y elaboración de informes de pruebas de arranque en negro en plantas, con 79 documentos emitidos en 2015 (REN nº 697/2015).

Otro aspecto destacado de 2015 fue la implantación, planeada y coordinada por los Centros de ONS, con la vinculación de los Agentes de Operación, de tres nuevas Resoluciones Normativas de ANEEL publicadas ese año: REN nº 666/2015, que actualizó directrices para contratación, cálculo y contabilización de los Montantes de Uso del Sistema de Transmisión; REN 669/2015, que disciplinó la programación y ejecución de plan mínimo de mantenimientos por los agentes

de transmisión; y REN 697/2015, que actualizó directrices para contratación, seguimiento y divulgación de informaciones sobre servicios auxiliares. Esas nuevas reglamentaciones implicaron revisión de procedimientos operativos para ONS y Agentes, revisión de los Procedimientos de Red, revisión de sistemas computacionales y realización de talleres con los agentes.

Actividades de Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Supervisión y Control

En 2015, se implementaron nuevas funcionalidades en el desarrollo de la fase 2 de la Red de Gerenciamiento de Energía (REGER), ya consolidado como el Sistema de Supervisión y Control de los Centros de Operación de ONS desde el año anterior.

Se agregaron diversas aplicaciones desarrolladas para apoyo a la Operación en Tiempo Real y también para soportar las actividades de Post-operación, además de otras destinadas al seguimiento del desempeño del propio REGER y sus conexiones con los agentes, como por ejemplo:

- Pantallas de Áreas Eléctricas, que permite presentar una perturbación ocurrida de forma ilustrativa, con datos dinámicos, conforme recogidos, facilitando el entendimiento de los agentes e entidades implicadas en el cálculo de la ocurrencia;
- Análisis de Violaciones, que permite observar a diario todos los equipos de la red;
- Monitoreo de la Región de Seguridad, que permite visualizar de forma gráfica la región de seguridad definida para el sistema eléctrico, considerando la topología en el momento de la operación, reduciendo riesgo de desconexiones.

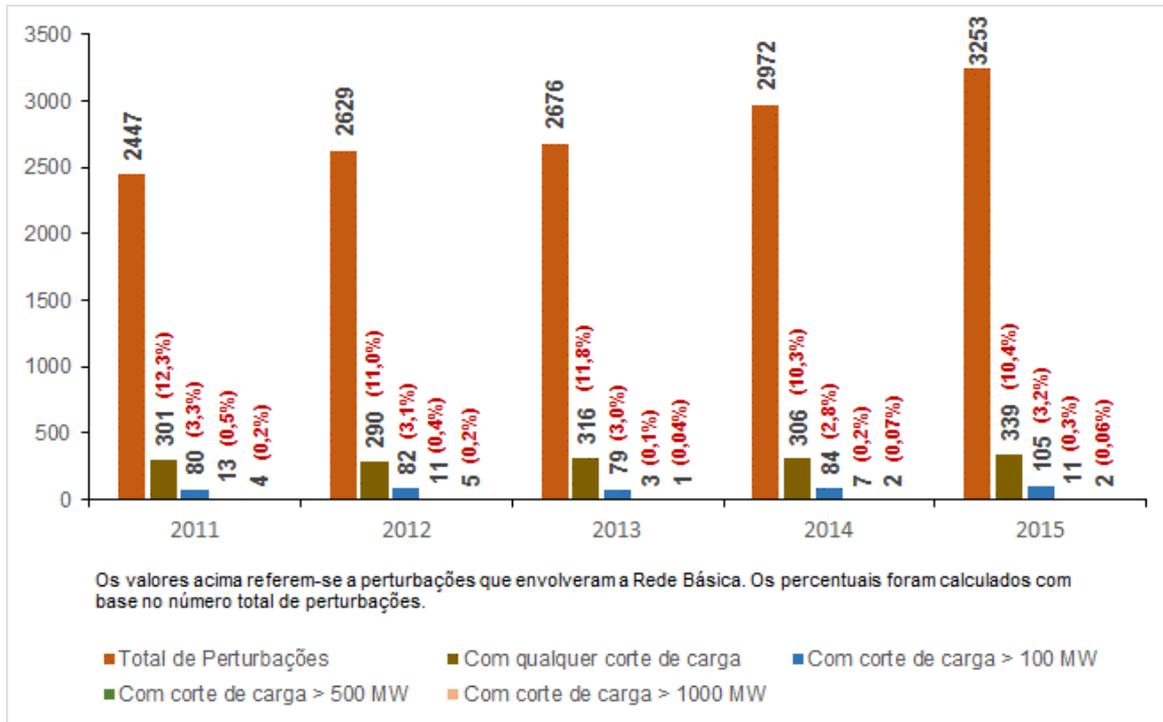
A lo largo de 2015, ONS registró, en sus Centros Regionales de Operación, el crecimiento del número de conexiones de datos y voz con los sistemas de los agentes, alcanzando el total de 367 conexiones, a través de las cuales se monitorean actualmente cerca de 84.000 puntos de medidas analógicas y 155.000 puntos de medidas digitales, correspondientes a cerca de 2.400 instalaciones del SIN supervisadas por ONS.

2.9 Indicadores de Desempeño del SIN en 2015

Del total de 3.253 perturbaciones registradas en 2015, en solo dos (0,06%) los cortes de carga fueron superiores a 1.000 MW. En la Figura 4, se puede observar

que hubo once eventos (el 0,3%) con corte de carga superior a 500 MW, y aún un total de 105 (el 3,2%) con corte de carga superior a 100 MW.

Figura 4 – Evolución del número de perturbaciones y de su impacto sobre el SIN



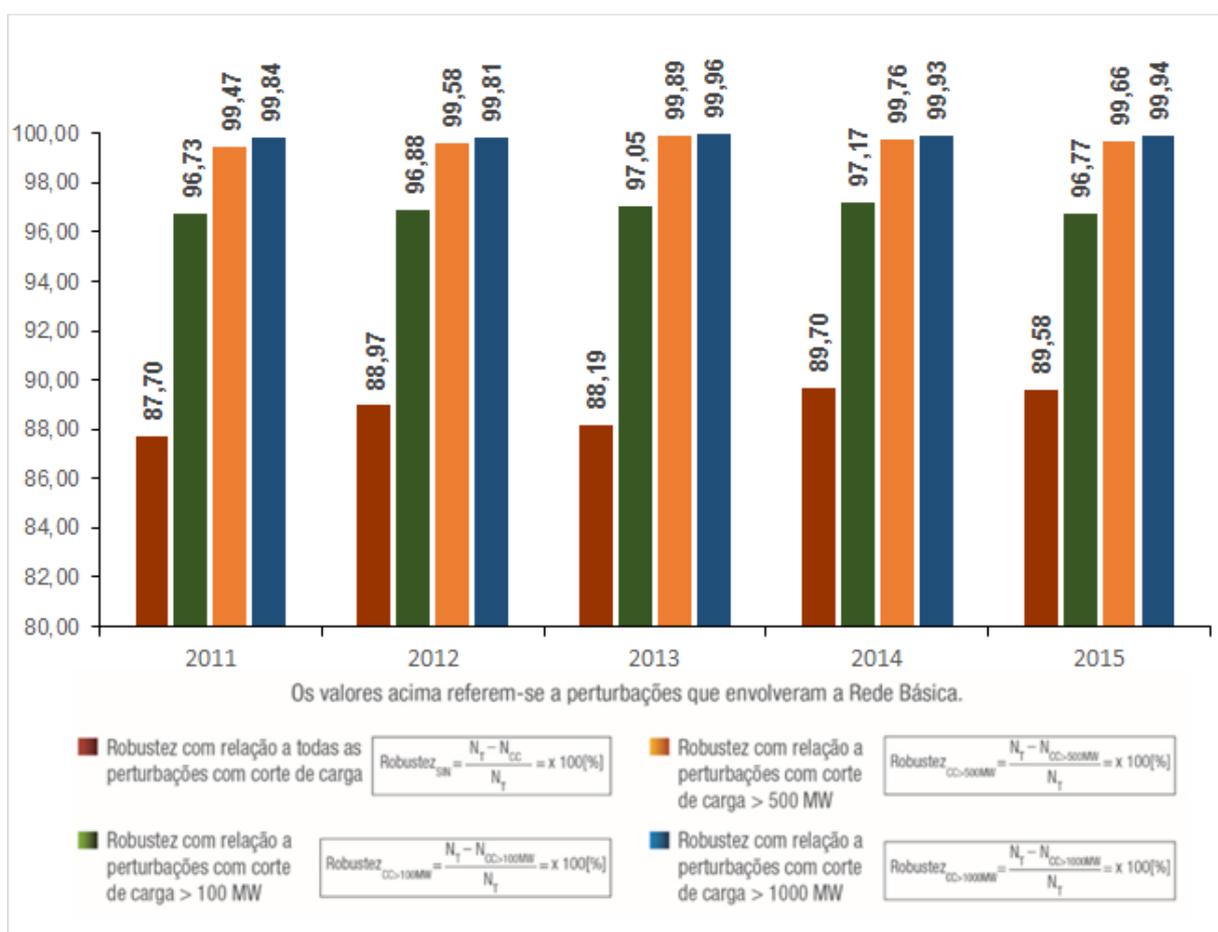
Indicador de Robustez del SIN

Un indicador de desempeño bastante representativo de la seguridad en el suministro eléctrico alcanzada en 2015 en el SIN es el de robustez, pues relaciona las perturbaciones en el SIN con el suministro a las cargas. Se expresa por la relación entre el número de perturbaciones con determinado nivel de corte de carga y el número total de perturbaciones.

Los valores calculados para el índice de robustez en 2015 son los siguientes, conforme la Figura 5:

- Para cualquier corte de carga – la robustez fue del 89,58%.
- Para cortes de carga por encima de 100 MW – la robustez fue del 96,77%.
- Para cortes de carga por encima de 500 MW – la robustez fue del 99,66%.
- Para cortes de carga por encima de 1.000 MW – la robustez fue del 99,94%.

Figura 5 – Índices de Robustez del SIN entre 2011 y 2015



2.10 Definición de Mejoras en las Áreas de Restauración con Fluidez y Coordinada del SIN

La restauración fluida es un procedimiento que permite minimizar el tiempo de interrupción del sistema de forma ágil, simultánea e independiente. Puede ser ejecutado por los operadores de las subestaciones o por los Centros de Operación de los agentes, con el mínimo de comunicación posible, de acuerdo con procedimientos previamente definidos en estudios.

ONS, en conjunto con los agentes, definió y mantiene actualizados corredores de restauración fluida y coordinados para el restablecimiento de los principales centros de carga del país. A lo largo de 2015, se evaluaron los procesos de restauración fluida de diversas áreas del SIN, especialmente donde la entrada en operación de nuevos equipos trajo cambios importantes en la topología de la red, haciendo necesario reevaluar los procesos de restauración.

2.11 Evolución de los Procesos y Mejoras Metodológicas

En el área de previsión de afluencias, se ha completado otra etapa del proyecto de desarrollo del Sistema de Gerenciamiento de Previsión de Flujo (SGPV-sigla en portugués), que automatiza la incorporación de informaciones de precipitación en este proceso, incluso con la eliminación del sesgo de las previsiones de lluvia. Esta mejora añade mayor robustez y agilidad al proceso de del Programa Mensual de Operación. Todavía en la predicción hidrológica, se ha completado el proyecto de calibración del modelo SMAP para las cuencas de los ríos Uruguay, San Francisco y Tocantins, lo que permitirá la expansión de la utilización de este modelo lluvia-flujo/escorrentía en los estudios prospectivos de evaluación de las condiciones de hidroenergéticas del SIN.

Con la incorporación de los subsistemas Norte y Nordeste, se ha ampliado el monitoreo de las condiciones meteorológicas severas en las instalaciones estratégicas del SIN, que se lleva a cabo en colaboración con el Sistema Meteorológico de Paraná (SIMEPAR). Con esta extensión, se pasa a identificar situaciones de riesgo bajo los aspectos meteorológicos y de incidencia de descargas atmosféricas en instalaciones estratégicas de los cuatro subsistemas del SIN, resultando en mejoría en las condiciones de seguridad eletroenergética.

Se ha implementado nueva funcionalidad en el simulador hidráulico Hydroexpert, la que hace viable simulaciones con almacenamientos por debajo de los niveles mínimos de operación, lo que resultó ser muy útil, especialmente para las plantas en las que la crisis del agua se manifestó con mayor intensidad este año. También se incorporó en este simulador una rutina de descenso y recuperación dinámicos de embalses, con aplicación directa en el descenso del embalse de la planta de Salto Santiago, para mejorar la operación de control de inundaciones de manera integrada en la cuenca del río Iguazú.

En el ámbito del Comité Permanente para Análisis de Metodologías y Programas Computacionales del Sector Eléctrico (CPAMP/MME), se concluyeron los análisis para la entrada en funcionamiento, en enero de 2016, de la partición de los subsistemas equivalentes utilizada en los estudios a mediano plazo con el modelo NEWAVE en un total de nueve embalses equivalentes de energía.

Con el fin de abordar las diferencias encontradas en estudios energéticos que compararon los resultados de los modelos computacionales con la operación realizada, se creó el Grupo de Trabajo de Evaluación de los Datos Catastrales Utilizados para el Cálculo de la Producibilidad (GTDP), bajo la coordinación de ONS, con la participación de CCEE, EPE y de todos los 38 agentes de generación que poseen concesión de las 142 centrales hidroeléctricas existentes y simuladas en los estudios de Planificación y Programación de la Operación. En 2015, el GTDP definió las metodologías que se adoptarán como norma por los agentes para calcular el caudal turbinado, así como para el cálculo de los rendimientos y pérdidas de carga hidráulica representativa.

Se concluyó el proyecto del Plan de Acción referente a la implantación del Sistema de Previsión de Carga para los Estudios Energéticos (SPCEE), cuyo objetivo fue la mejoría de las previsiones de curva diaria de carga, que son uno de los principales insumos para la programación diaria de la operación del SIN.

El SPCEE hizo viable la creación de la Base de Datos de Simulación (BDS) para uso con datos de carga consistidos/integrados y de temperaturas, procedentes de sistemas internos de ONS y externos, como CEPETEC y RedMet (Red de Meteorología del Departamento de Control del Espacio Aéreo). Este sistema es esencial para el desarrollo de modelos de previsión y toma de decisión y para la validación de las previsiones de carga recibidas de los agentes. Su aplicación es considerada como un "divisor de aguas", ya que proporciona mayor agilidad al proceso de recopilación y consistencia de los datos, además de mejoría en los análisis de las previsiones buscando su mayor precisión, lo que se reflejó en una mejora significativa de las previsiones de carga para la Programación Diaria.

En cuanto al uso del simulador de sistemas de corriente continua, se llevaron a cabo acciones de apoyo a los trabajos de reparación y mejora de la lógica de control y protección del dipolo 2, de fabricación GE/ALSTOM, que se produjeron a lo largo del año, destacándose:

- Provisión de infraestructura para las pruebas de la integración del segundo Dipolo (GE/ALSTOM), del sistema de transmisión del río Madeira, al Master Control (ABB).
- Provisión de infraestructura para las pruebas de aproximadamente treinta versiones del *software* de control y protección, contempladas en la adecuación del proyecto inicial de los controladores HVDC de ALSTOM a la operación conjunta con los fabricados por ABB.
- Provisión de infraestructura para las pruebas de evaluación de las propuestas de ONS contemplando alteración en la lógica de los controladores HVDC de ALSTOM, con vistas al atendimento a los requisitos de desempeño dinámico definidos en el Anexo Técnico del Edicto de Licitación.

2.12 La Administración de la Transmisión

2.12.1 Ampliaciones y Refuerzos

En 2015, el Plan de Ampliaciones y Refuerzos en las Instalaciones de Transmisión del SIN (PAR) del ciclo 2016-2018 se emitió incorporando las obras de la Red Básica, Red Básica Fronteriza, así como las obras de las Demás Instalaciones de la Transmisión (DIT). La unificación de los documentos se propuso facilitar el proceso de consolidación de obras realizado por MME, así como los de autorización realizados por ANEEL.

Al igual que en años anteriores, los estudios que dan lugar al PAR se llevan a cabo por Grupos Especiales, con la participación de todos los agentes y de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Posteriormente, el PAR se envía al MME para compatibilizarse con el Programa de Expansión de la Transmisión (PET), elaborado por la EPE. Después de esta compatibilización, las propuestas y refuerzos en la Red Básica y en las DIT se consolidan en documento específico enviado a ANEEL de modo que empiecen los procesos de otorgamiento de concesión o de autorización de las instalaciones de transmisión.

Para la implantación de los 381 emprendimientos propuestos en el PAR para el trienio 2016-2018, se estima una inversión del orden de R\$ 27 mil millones, teniendo como referencia los costos de las obras puestas a disposición por ANEEL. Las ampliaciones y refuerzos, en este ciclo, corresponden a aumentos de líneas de transmisión del orden de 18.453 kilómetros y de 57.612 MVA de capacidad de transformación, discriminados en la Tabla 6, a continuación. Estos valores, en comparación con el año 2014, representan un aumento de cerca del 15,9% en la extensión de las líneas de transmisión (148 nuevas líneas) y del 19% en la potencia nominal instalada en transformadores (231 nuevos equipos) de la Red Básica y Fronteriza, en relación con la red existente y ya concedida.

Tabla 6 – Incremento en Líneas de Transmisión y Transformadores en el PAR 2016-2018

Líneas de Transmisión		Transformadores	
Tensión (kV)	Total (km)	Tensión 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

(*) Se refiere a la tensión del lado de alta del transformador

La tabla 7 presenta una síntesis de las obras propuestas en ese ciclo del PAR.

Tabla 7 – Síntesis de las obras propuestas en el PAR 2016-2018

Ítem	SE/CO	Sur/MS	NNE
Construcción de nuevas líneas de transmisión (km)	8.283	3.336	6.834
Incremento do número de nuevas líneas	53	53	42
Incremento de nuevos transformadores (MVA)	26.338	11.832	19.292
Incremento do número de líneas en las DITs (nº)	4	6	1
Incremento de transformadores en las DITs (nº)	13	1	3

En ese ciclo, ONS introdujo un gran perfeccionamiento en la metodología aplicada al PAR, con el objetivo de aumentar el nivel de confiabilidad de algunas instalaciones que, por su carácter sistémico, desempeñan rol importante en el SIN. En este conjunto de instalaciones están inseridos los grandes troncos de transmisión que interconectan las regiones y hacen viable el intercambio de grandes bloques de energía, posibilitando mejor aprovechamiento de los recursos energéticos del país.

2.12.2 Indicaciones Previas del Plan de Ampliaciones y Refuerzos

Con el objetivo específico de acelerar todo el proceso de licitación y/o autorización de las obras derivadas de la publicación del PAR, ONS ha propuesto la elaboración de un nuevo producto llamado Indicaciones Previas del Plan Ampliaciones y Refuerzos (IPAR), que contiene informaciones previas y básicas que permiten al Poder Concedente iniciar los procesos de otorgamiento de concesión.

El IPAR no tiene una periodicidad regular de emisión y puede emitirse en cualquier momento con las informaciones necesarias para que el MME haga la consolidación de las obras y empiece su proceso de licitación y/o de autorización.

Tenga en cuenta que todos los IPAR emitidos en un año determinado estarán contemplados en el PAR que se emite regularmente en septiembre, con las propuestas de ampliaciones y refuerzos para el horizonte de tres años.

2.12.3 Subastas de Energía por Margen de Transmisión

En 2015, ONS contribuyó de forma significativa para la implantación de las subastas de energía basadas en margen del sistema de transmisión. Para tal ONS realizó análisis y estudios del sistema y propuso, en conjunto con EPE, metodología y criterios para definir los montantes de generación, por área eléctrica

y por barra, que podrían ser comercializados en las subastas, con la garantía de flujo de esa energía en el momento de su entrega.

La adopción de esa categoría de subasta vino al encuentro de la necesidad de mitigar posibles retrasos resultantes de desfase de cronogramas de obras de generación y de transmisión, posibilitando a los emprendedores de generación tener mayor certeza en la implantación de sus unidades generadoras.

2.12.4 Acceso al Sistema de Transmisión

Se le atribuye a ONS elaborar pareceres para acceso a la Red Básica y a las Demás Instalaciones de Transmisión (DIT) del SIN. El proceso de acceso al sistema de transmisión está definido en el Módulo 3 de los Procedimientos de Red, en el cual están detalladas todas las etapas, instrucciones, informaciones y estudios que se realizarán para que lo hagan viable.

En el gráfico a seguir se presenta un resumen de las actividades de acceso en 2015, entre las cuales se destaca la emisión de 87 pareceres y de 92 revisiones.

Figura 6 – Actividades de Acceso en 2015



También se elaboraron en ese año 325 documentos equivalentes de acceso, para fines de habilitación técnica de emprendimientos de fuente solar fotovoltaica a la 1a Subasta de Energía de Reserva de 2015.

Aún se emitieron 74 Informaciones de Acceso, las cuales tienen por objetivo proveer a ANEEL informaciones técnicas en cuanto al impacto en el sistema de transmisión resultante de la conexión de centrales generadoras, para fines de obtención de nuevos otorgamientos o alteración de existentes.

2.12.5 Análisis de Conformidad de Proyecto Básico

Las características y requisitos técnicos que deberán ser atendidos por los emprendedores vencedores de lote de las subastas de la transmisión se establecen en los Anexos Técnicos de los edictos, que incluyen la participación de ONS en su elaboración. Este importante conjunto de requisitos tiene como objeto la homogeneidad de las instalaciones de diferentes transmisoras, garantizando su adecuada integración a la Red Básica, así como el nivel de desempeño deseado del SIN.

Cuando las transmisoras vencedoras de lotes/parcelas de las subastas elaboran el diseño básico del emprendimiento, le cabe a ONS la verificación de su conformidad con los requisitos establecidos en los Anexos Técnicos y con los Procedimientos de Red. En 2015, se definieron los requisitos técnicos de 49 lotes de emprendimientos subastados y realizados 230 análisis de conformidad de diseños básicos de nuevas instalaciones de transmisión. También se llevaron a cabo análisis de conformidad del proyecto básico del sistema de transmisión en corriente continua (dipolo 1) asociado a la planta de Belo Monte y definidos los requisitos técnicos para la subasta del dipolo 2.

Después de la aprobación del diseño básico por ANEEL y del desarrollo del proyecto ejecutivo, el transmisor le presenta a ONS las características con las que se construyeron las nuevas plantas. Le corresponde al Operador elaborar el parecer técnico que asegura que las mismas se han construido de acuerdo con el Anexo Técnico de la subasta, con el diseño básico de la instalación y, también, con los Procedimientos de Red. Esta parecer es muy importante para la integración de estas instalaciones al SIN. A lo largo de 2015, se emitieron 348 dictámenes de conformidad de nuevos emprendimientos de transmisión de la Red Básica como efectivamente implantados.

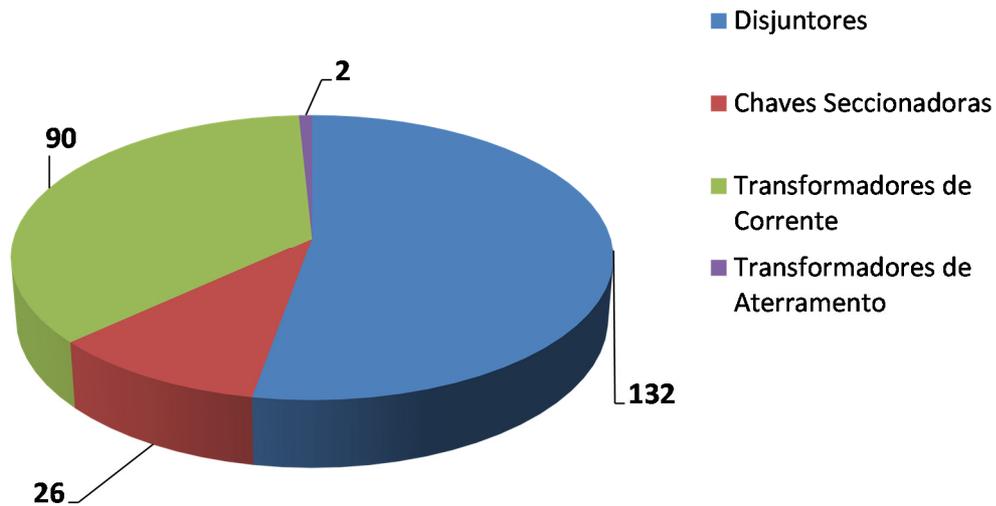
2.12.6 Análisis de Superación de Equipos de la Red Básica

De acuerdo con lo definido en los Procedimientos de Red, le compete a ONS realizar anualmente el análisis de superación de equipos por corto circuito, corriente de carga, constante de tiempo y otros tipos de solicitud. Tales análisis pretenden garantizar la seguridad de la operación, una vez que identifican con anticipación de tres años los posibles casos de superación en la red, los cuales se encaminan para análisis del MME y de ANEEL.

Para coordinación y ejecución de ese proceso, ONS creó el Grupo de Trabajo para Análisis de Superación de Equipos de Alta Tensión (GT-AS), compuesto por Agentes de Transmisión, Distribución y Generación. Los análisis realizados anualmente por el GT-AS son parte integrante de los procesos del PAR y abarcan equipos de la red básica, DIT e instalaciones relevantes de generación y distribución.

En ese ciclo, se identificó la superación de 250 equipos. La Figura 7 presenta un sumario de la superación por tipo de equipo. La mayor indicación de superación fue encontrada en los disyuntores, seguidos de los transformadores de corriente y de las cuchillas seccionadoras. Hubo también la indicación de superación de dos transformadores de puesta en tierra.

Figura 7 – Indicación de Superación por Tipo de Equipo



2.12.7 Calidad de Energía Eléctrica

El proceso de gestión de los indicadores de rendimiento de la Red Básica establecido en el Sub-módulo 2.8 de los Procedimientos de Red es de gran importancia para la gestión de la calidad de la energía eléctrica del SIN.

Entre los principales indicadores monitoreados y que están relacionados con la Calidad de la Energía Eléctrica (QEE-sigla en portugués), se destacan el desequilibrio, la fluctuación de tensión y la distorsión armónica de tensión.

En 2015, una base de datos fue creada para permitir la gestión de las informaciones relativas a las campañas de medición y, también, para supervisar la instalación de los filtros de armónicos de las plantas eólicas y solares que se están integrando en el sistema eléctrico.

También se ha revisado el documento "Instrucciones para Realización de Estudios y Mediciones de QEE (sigla en portugués) relacionados con los Nuevos Accesos a la Red Básica" y elaboradas las orientaciones para la ejecución de los estudios de desempeño armónico y campañas de mediciones dirigidas a parques de energía eólica, solar y consumidores libres.

2.12.8 Contratos de Transmisión

En 2015, se firmaron cinco nuevos Contratos de Prestación de Servicios de Transmisión (CPST), 115 nuevos Contratos de Uso del Sistema de Transmisión (CUST), 182 nuevos Contratos de Conexión a los Sistemas de Transmisión (CCT) y Contratos de Intercambio de Instalaciones (CCI-sigla en portugués).

Ese año, ONS alcanzó el significativo hito de 906 contratos de transmisión, siendo 223 CPST y 683 CUST. De los 115 nuevos contratos de uso celebrados en 2015, 102 fueron firmados por centrales de generación eólica, mostrando como la administración de la transmisión ha absuelto el aumento de la participación de la energía eólica en la matriz energética brasileña.

También ese año, los Contratos de Uso del Sistema de Transmisión, así como los procesos asociados al cálculo de los montantes de uso contratados, se adecuaron a los dispositivos de la Resolución Normativa ANEEL n° 666, publicada el 23 de junio de 2015, que perfeccionó la reglamentación asociada a la contratación del uso del sistema de transmisión en carácter permanente, flexible, temporal y de reserva de capacidad, las formas de establecimiento de los cargos correspondientes.

2.12.9 Cálculo Mensual de Servicios y Cargos

El Cálculo Mensual de los Servicios y Cargos de Transmisión (AMSE-sigla en portugués) implica el cálculo de los valores de los ingresos que se les pagarán a los prestadores del servicio de la Transmisión (concesionarias de transmisión y ONS) y los Cargos de Uso del Sistema de Transmisión y sectoriales que se les cobrarán a cada usuario de la Red Básica y red fronteriza.

AMSE finalizó el año con 163 concesionarias de transmisión y 573 usuarios. El ingreso total del sector de transmisión alcanzó en el año cerca de R\$12 mil millones de reais.

2.12.10 Sistema de Medición para Facturación

En 2015, fueron analizados y emitidos pareceres técnicos de cerca de 1.550 proyectos de Sistema de Medición para Facturación (SMF) e Informes de Comisionamiento de todo el mercado libre de energía del sector eléctrico brasileño.

También se realizaron análisis técnicos de SMF para emisión de cerca de 1.800 documentos, relativos a la integración de nuevas instalaciones y nuevos emprendimientos de generación al SIN.

3 RESULTADOS DE LA GESTIÓN EN 2015

3.1 Relacionamiento Institucional de ONS

En función de la continuidad de las condiciones hidrológicas desfavorables que impactaron el suministro de electricidad, ONS reforzó en 2015 su relacionamiento institucional con la sociedad, con el fin de mantenerla permanentemente informada sobre las cuestiones más relevantes relacionadas a la operación del SIN.

En el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico, la articulación con el Ministerio de Minas y Energía y con la Agencia Nacional de Energía Eléctrica hizo viable soluciones para asegurar la seguridad del suministro de electricidad, al menor costo.

El Operador participó en 2015 de diversos eventos que reforzaron el relacionamiento con segmentos específicos del público externo:

- Operación Segura y Económica del Sistema Interconectado Nacional: El Desafío de ONS. Presentación para el Ministro de Minas y Energía, en Brasíliá, el 8 de enero.
- Operación Segura y Económica del Sistema Interconectado Nacional: El Desafío de ONS. Presentación para la Escuela de Políticas Públicas y Gestión Gubernamental, en Río de Janeiro, el 14 de enero.
- Evaluación de las Condiciones de Atendimento Electroenergético del SIN – 2015. Conferencia en el evento Abastecimiento 2015, organizado por el Canal Energía, en Río de Janeiro, el 19 de marzo.
- Condiciones Hidrológicas y de Almacenamiento de la Cuenca de Río Paraíba del Sur: 2014-2015. Presentación en Audiencia Pública con el Ministerio Público Federal – RJ, en Río de Janeiro, el 11 de marzo.
- Escasez Hídrica: acciones, lecciones y perspectivas. Conferencia en la 91ª reunión del COEMA de la Confederación Nacional de la Industria, en Brasíliá, el 25 de marzo.
- Evaluación de las Condiciones de Atendimento Electroenergético del SIN – 2015. Presentación en la Comisión Mixta Permanente sobre Cambios Climáticas del Senado Federal, en Brasíliá, el 26 de marzo.
- La Visión de Medio y Corto Plazos del Operador. Conferencia en el seminario La Nueva Configuración de la Matriz Eléctrica Brasileña, organizado por FIRJAN, en Río de Janeiro, el 27 de marzo.
- Condiciones de Atendimento y Desafíos para la Operación del SIN. Conferencia en el evento Reflexión Estratégica de la Generación, organizado por ENEL, en Niterói, el 7 de abril.

- Desafíos de ONS para la Operación del SIN. Presentación en el taller La CEEE y la Percepción Estratégica del Sector Eléctrico, en Porto Alegre, el 8 de abril.
- Condiciones de Atendimento y Desafíos para la Operación del SIN. Conferencia en la tercera edición del evento Energía en Foco, organizado por AES–Tietê, en São Paulo, el 16 de abril.
- Adecuación de la Operación del SIN frente a la Generación Distribuida. Conferencia en el Foro COGEN/Canal Energía sobre Generación Distribuida y Cogeneración.
- Planificación Estructurada del Sector Termoeléctrico en Brasil – La Visión de ONS. Presentación en el 2º Foro de Generación Termoeléctrica – Escenarios 2015, en Río de Janeiro, el 18 de mayo.
- Condiciones de Atendimento y Desafíos para la Operación del SIN. Presentación para el Consejo de la ABRADDEE, en Brasília, el 20 de mayo.
- Operación y Seguridad del Sistema Eléctrico Brasileño. Conferencia el 4º Curso sobre el Sector Eléctrico para la Magistratura, organizado por la CCEE y ENM/AMB, en Brasília, el 22 de mayo.
- Condiciones de Atendimento y Desafíos para la Operación del SIN. Presentación en el 12º Encuentro Nacional de Agentes del Sector Eléctrico, organizado por el Canal Energía, en Río de Janeiro, el 28 de mayo.
- ONS y la Operación del Sistema Eléctrico Brasileño. Presentación en visita técnica de ANEEL y Ministerio Público Federal, en Brasília, el 11 de junio.
- Evaluación de las Condiciones de Atendimento Electroenergético del SIN. Presentación para el Banco Santander, en Río de Janeiro, el 23 de julio.
- Garantía de Atendimento del SIN: Visiones de Corto (2015/16) y Medio (2017/19) Plazos. Conferencia en la Fundación Getúlio Vargas, en Río de Janeiro, el 17 de agosto.
- Integration of Wind and Solar Generation in the Brazilian Power System. Conferencia en el Seminario Franco-Brasileño de Energía Eléctrica, organizado por la Embajada de Francia, en Río de Janeiro, el 31 de agosto.
- El escenario Nacional de la Generación y de la Transmisión. Conferencia en el 12º Brazil Energy and Power, en Río de Janeiro, el 21 de septiembre.
- Evaluación de las Condiciones Hidrológicas y del Almacenamiento en la Cuenca de Río São Francisco. Presentación en Audiencia Pública de la Comisión Mixta Permanente sobre Cambios Climáticos del Senado Federal, en Brasília, el 15 de octubre.
- Escenarios y Desafíos a Corto y Medio Plazos para la Operación del SIN. Conferencia en la sesión de apertura del XXIII Seminario Nacional de

Producción y Transmisión de Energía Eléctrica, en Foz do Iguaçu, el 19 de octubre.

- Escenarios y Desafíos a Corto y Medio Plazos para la Operación del SIN. Conferencia en el Foro Nacional de Secretarios Estaduales de Minas y Energía, en Goiânia, el 1er de diciembre.
- Escenarios y Desafíos a Corto y Medio Plazos para la Operación del SIN. Conferencia en evento interno de la CTEEP, en São Paulo, el 18 de diciembre.

Debido a la continuidad de la escasez de recursos hídricos en el año 2015, hubo un intenso relacionamiento con los medios de comunicación, tanto a través de las entrevistas del Director General, como con las explicaciones dadas por el equipo de comunicación. ONS fue citado en un total de 1.549 artículos publicados en la media impresa en el año, con un porcentaje de exposición favorable del 91%.

La página web de ONS continuó siendo una herramienta importante para la difusión de las actividades técnicas y de relacionamiento con Internet.

El Programa de Visita Institucional permitió que estudiantes, técnicos del sector y otros visitantes nacionales y extranjeros conocieran mejor conocimiento las actividades de ONS en la operación centralizada del SIN. En el Centro Nacional de Operación del Sistema, en Brasília, se llevaron a cabo 13 visitas, con 209 visitantes. En el Centro Regional de Operación del Sureste, en Río de Janeiro, hubo 21 visitas técnicas, por un total de 206 visitantes. En Florianópolis, hubo 19 visitas técnicas en el año, con cerca de 163 visitantes. En Recife, hubo alrededor de 120 participantes en once visitas, destacando la presencia del Ministro de Minas y Energía en la Sala de Control de COSR-NE, el 3 de julio.

El desarrollo de actividades conjuntas con CCEE y con EPE tuvo continuidad, según lo establecido en los respectivos Convenios Operativos.

3.2 Relacionamiento con Agentes e Integración de Nuevas Instalaciones

En 2015, la cantidad de Agentes Asociados a NOS llegó a 363. Ese número demuestra la complejidad de los procesos del Operador y su creciente responsabilidad como gestor de la red de instituciones e instalaciones implicadas en la operación del SIN.

Se emitieron ese año 1.508 Términos de Liberación para entrada en funcionamiento de instalaciones de transmisión, y 574 Declaraciones de Atendimento a los Requisitos de los Procedimientos de Red para instalaciones de generación.

En cuanto al total de Términos de Liberación emitidos, se verificó un crecimiento de aproximadamente el 55% sobre las cifras registradas en 2014. Este alto porcentaje se justifica por varias razones, entre ellas:

- La publicación de la REN 454/2011 de ANEEL, que amplió el ámbito de actuación de ONS;
- También se registró un aumento significativo en el número de agentes de transmisión en el sector y, consecuentemente, en la cantidad de procesos de integración de obras en seguimiento;
- Los últimos años, la expansión del SIN tuvo como principal característica el suministro del sistema de transmisión, con el refuerzo de las interconexiones interregionales, el incremento de nuevas líneas a los sistemas regionales y la entrada de grandes troncos de transmisión, incluso en corriente continua, para aprovechamiento del potencial energético de la región Norte del país.

En 2015, se terminó la construcción del Sistema de Integración de Nuevas Instalaciones (SIN), que soporta el seguimiento de las actividades previstas en la última versión del Módulo 24 de los Procedimientos de Red. Esta nueva versión trata, además de las instalaciones de generación y transmisión, de otros tipos de instalaciones, tales como: embalses, importadores/exportadores, distribuidores y consumidores libres. Durante el año, se formaron grupos de trabajo que definieron, planificaron y configuraron los procesos relativos a la generación, transmisión, distribuidores y consumidores libres en la nueva herramienta.

Este año, el Registro de Datos para Relacionamiento Externo (CDRE-sigla en portugués) se convirtió en la puerta de entrada de diversos sistemas de ONS, con el objetivo para el próximo año, que el acceso a todos los sistemas sea, a través de CDRE. Se crearon también grupos para envío de comunicados e invitaciones a las reuniones de los procesos técnicos. De este modo, en 2015 se produjo un aumento considerable de solicitudes de catastro y actualización de datos de usuarios externos. El CDRE fue referencia para la extracción de listas para envío de comunicados y convocatorias, habiendo sido utilizado para la convocatoria de la Asamblea General y de todas los demás comunicados efectuados por el Operador para el público externo.

3.3 Relacionamiento Estratégico Internacional de ONS

ONS mantuvo en 2015 su participación en *GO 15 – Sustainable and Reliable Power Grids*, por considerarlo un foro relevante y único para el tratamiento de temas de interés para la operación del sistema eléctrico brasileño. Participó de los estudios desarrollados a respecto de los temas prioritarios, habiendo coordinado directamente desde 2014 algunos de esos trabajos:

- Evaluación del impacto y proposición de soluciones para la seguridad de la operación de sistemas eléctricos en función de la significativa penetración de nuevas fuentes renovables, eólicas y solares, centralizadas y descentralizadas;
- Aplicación de *Phasor Measurement Units (PMU)*, especialmente en tiempo real;

- Seguridad y confiabilidad, con foco en *dynamic system assessment*, medidas preventivas en la fase de planificación de la operación;
- Capacidad de los sistemas eléctricos de soportar desastres naturales;

Estos trabajos tendrán sus resultados finales presentados en el año 2016, aunque algunos resultados intermedios relevantes ya se hayan incorporado a las prácticas de ONS.

Teniendo en cuenta la evolución de la oferta y la demanda de energía eléctrica en el mundo, ONS también monitorea temas que tendrán repercusiones importantes para la operación del SIN, tales como:

- Mejora de los sistemas de gestión de energía usados en tiempo real;
- Nuevas soluciones de TI para la operación de sistemas eléctricos;
- Desarrollo y penetración de las nuevas fuentes renovables;
- Nuevos roles y relacionamiento entre la Distribución y los Operadores de Sistemas.

3.4 Planificación Estratégica 2016-2020

En la elaboración de su planificación estratégica, ONS adoptó en 2015 una metodología que, en esencia, ya estaba siendo seguida los últimos años.

A partir de las subvenciones internas y externas, se identificaron los condicionantes externos y las cuestiones internas que dan forma a la visión y los objetivos estratégicos de la organización.

Los subsidios internos se obtuvieron a partir de entrevistas con los directores de la ONS, de una evaluación de los resultados de los ciclos anteriores de planificación estratégica y de un informe del Comité de Desarrollo Tecnológico y Gestión del Conocimiento que identificó retos y acciones estratégicos centradas en la innovación y desarrollo tecnológico y, teniendo en cuenta la participación del Operador en los organismos colegiados internacionales.

Los subsidios externos provinieron de una entrevista personal con el Ministro de Minas y Energía y de conferencias celebradas en ONS por los directores de ANEEL, por el Director General de EPE, por el coordinador del Grupo de Estudio Eléctrico del Instituto de Economía de UFRJ, por el representante del Foro de las Asociaciones del Sector Eléctrico y por el presidente del Consejo Curador de la Fundación Nacional de la Calidad y ex presidente del Consejo de Administración de ONS.

A partir de estos insumos, se realizó un levantamiento de los principales condicionantes en el ambiente externo bajo diferentes enfoques - el SIN; el modelo del sector y la regulación; sociedad y el gobernanza; la innovación - y como se

rebaten en las cuestiones internas de la organización: recursos humanos, estructura y procesos, gestión de la red de agentes y tecnología de la información.

Este análisis permitió asegurar la permanencia de la misión del Operador y ajustar el enunciado de su visión para el horizonte 2020: "Garantizar el suministro de energía eléctrica en el SIN con el menor coste posible, en un ambiente de incertidumbre y complejidad creciente."

También sirvió de base para la formulación de los objetivos estratégicos de la Planificación Estratégica 2016-2020:

1. Actuar de forma preventiva junto a la planificación de a expansión, al regulador y al Poder Concedente, con el fin de aumentar la seguridad y reducción de los costos de la operación.
2. Actuar junto a la Gobernanza para mejorar el desempeño corporativo de ONS.
3. Garantizar la seguridad electroenergética del SIN frente a los cambios en la estructura de la matriz eléctrica, en el perfil del consumo y a la significativa introducción de innovaciones.
4. Mejorar la actuación como gestor de la red de Agentes y de sus instalaciones: En cuanto al relacionamiento con los Agentes y a la Gestión de los Procedimientos de Red.
5. Mejorar la capacidad de gestión para el ejercicio de sus atribuciones orientada por los Valores Organizacionales.
6. Mejorar la comunicación institucional con sus diversos públicos.

Luego, para cada uno de los objetivos se identificaron desafíos y 43 acciones estratégicas plurianuales, en las que se centrarán los esfuerzos de ONS en los próximos años.

3.5 Plan de Acción 2015-2018

ONS anualmente elabora su Plan de Acción con la finalidad de asegurar el cumplimiento de sus atribuciones en la coordinación y control de la operación de la generación y de la transmisión de energía eléctrica del SIN, tanto desde un punto de vista técnico como corporativo, bajo la fiscalización y regulación de ANEEL.

El Plan de Acción está estructurado considerando los siguientes aspectos:

- Los objetivos estratégicos y sus respectivos desafíos y acciones prioritarias;
- Los gastos relativos a los programas y respectivos proyectos a desarrollarse en el período, dando continuidad a la mejora y a la actualización constante del

operador en términos tecnológicos, procesos empresariales y procedimientos técnicos;

- Las directrices para elaboración de los programas de trabajo de cada una de las áreas del Operador.

Para lograr de los objetivos estratégicos, el Plan de Acción 2015-2018 incluye una cartera de 30 proyectos. Los siguientes resultados logrados en los proyectos llevados a cabo se pueden considerar puntos destacados de 2015:

- Consecución del Proyecto REGER, sistema de gerenciamiento de energía para instalación en los Centros de Operación del Sistema de ONS.
- Evolución del Programa de Educación Corporativa.
- Aplicación de modelos de previsión de flujos a corto plazo.
- Desarrollo del Sistema de Previsión de Carga para los estudios energéticos.
- Plan para Ampliación de la Seguridad del Sistema Interconectado Nacional.
- Reestructuración de la Infraestructura de Telecomunicación Corporativa de ONS
- Evolución de la Infraestructura y Procedimientos de *Backup, Restore y Disaster Recovery*.

3.6 Gestión de Riesgos y Gestión de los Procedimientos de Red

Las actividades relacionadas con la gestión de procesos, riesgos y Procedimientos de Red tienen como objetivos principales la mejora de los procesos de ONS y su conformidad con las normas vigentes. Se desarrollan en colaboración con otras áreas de la organización, buscando satisfacer, de manera coordinada, demandas de diferentes tipos que se hacen a la organización.

En 2015, el área de gestión de riesgos, en colaboración con las áreas técnicas y jurídicas, participó de seis procesos de Fiscalizaciones de ANEEL, en la elaboración de respuestas a cuatro Términos de Notificación (TN) y a seis Autos de Infracción (AI). En este contexto, se implementó internamente una nueva sistemática para el seguimiento de los compromisos adquiridos junto a ANEEL, en las respuestas a los TN y AI recibidos. Además, se ha dado continuidad al proceso de auditoría externa de los datos de entrada del PMO y sus revisiones y de los datos de generación calculados por el CNOS, obligatoria para ONS después de la publicación de la Resolución Normativa ANEEL nº455 de 2011.

En cuanto a la gestión de los Procedimientos de Red, en 2015 se inició el proceso de Audiencia Pública de ANEEL para la obtención de subvenciones a la mejora de los sub-módulos. Debido a la gran cantidad de documentos involucrados, la Agencia optó por la división de la Audiencia en cuatro fases. En cada una, ONS envió sus contribuciones para alteración en los documentos puestos a disposición

por ANEEL, exigiendo una intensa participación de las áreas técnicas de la organización en su preparación.

Con respecto a la Gestión de Procesos, se llevaron a cabo iniciativas de modelado y el análisis de procesos, que se centran en el desarrollo o la adquisición de nuevos sistemas de información. En estas iniciativas se han implicado el área responsable del proceso, el área de TI y las áreas que interactúan con los procesos abordados, buscando aumentar la sinergia entre áreas de la organización. A lo largo del año, se tomaron acciones en los siguientes casos:

- Elaboración del Parecer de Acceso;
- Previsión eólica para Programación Diaria, Tiempo Real, Estudios Eléctricos y Estudios Energéticos;
- Seguimiento del Mantenimiento;
- Económicos y Financieros.

3.7 Gestión de Personas

El reconocimiento continuo de ONS en los últimos años por sus buenas prácticas de gestión fomenta nuevas acciones corporativas, que contribuyan a la mejora de la organización, a fin de que los equipos estén cada vez más preparados para los desafíos del cumplimiento de la misión institucional del Operador.

Las medidas que figuran a continuación representan la implementación en 2015 de las estrategias definidas por el Directorio para captación, desarrollo y retención de los profesionales del Operador:

EDUCACIÓN CORPORATIVA DE ONS

El proyecto de Educación Corporativa de ONS fue implementado en 2015, representando un hito de evolución de la organización, en pro del desarrollo sostenible de su plantilla efectiva y de la valoración del conocimiento como factores críticos de éxito para el desarrollo organizacional.

El nuevo modelo de Educación Corporativa de ONS tiene como principal objetivo ejecutar la transición del modelo hasta entonces existente, de Entrenamiento & Desarrollo para un modelo educativo basado principalmente en soluciones corporativas alineadas con las estrategias del negocio, con las habilidades, valores y conocimientos priorizados. Su estructura lógica está segmentado en tres énfasis de aprendizaje: Institucional, Especialización Técnica y Liderazgo.

La implementación de este nuevo modelo trae para la organización mayor consistencia en las inversiones en educación, a partir de la alineación entre las acciones prioritarias en la planificación estratégica y la integración de los diferentes

programas corporativos como el de Gestión de Desempeño y PDI, Prácticas de Gestión del Conocimiento y Desarrollo Gerencial.

Los principales productos desarrollados en 2015 fueron:

- El resumen del Curso de Nivelación Electroenergética, destinado a los profesionales con formación en Ingeniería Eléctrica con énfasis en Sistemas de Potencia.
- La constitución de la nueva Carrera (Trilha-en portugués) de Liderazgo, que va a orientar el desarrollo de los gestores actuales y de la nueva generación de gestores. Se implementó el Programa de Desarrollo de Liderazgo, acción de formación integrante de esta carrera, con énfasis en la preparación de gestores en el inicio de la trayectoria gerencial, de forma que puedan lidiar con los desafíos actuales y futuros de la gestión en el Operador.

GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

Con el fin de acelerar el proceso de formación de nuevos expertos y gestores potenciales, se llevó a cabo en 2015 la tercera edición del Programa de Tutoría de ONS. Participaron 13 parejas compuesta de Mentores y Aprendices de áreas y experiencias distintas, que hicieron la difusión de los conocimientos relevantes relacionados con la carrera técnica y de gestión.

PROGRAMA CONSTRUIR – el Programa de *trainee* y de práctica de ONS.

Las vacantes para *trainees* y pasantes se ofrecen en todas las localidades donde ONS cuenta con oficinas y centros de operación. En 2015, se seleccionaron 23 profesionales entre 1.410 candidatos inscritos, tras un riguroso proceso de selección que implica la evaluación de los conocimientos generales, idiomas, pruebas técnicas, dinámicas de grupo y entrevistas individuales.

Este proceso viene logrando resultados favorables, con el aprovechamiento por ONS, alrededor del 50% de los *trainees* entre 2001 y 2015.

La captación de candidatos para el Programa Construir se realiza a través de inscripciones en la página web de ONS y por la realización de conferencias en instituciones enseñanza públicas y privadas reconocidas técnicamente en el sector, principalmente las que se ubican en las ciudades, donde el Operador tiene oficinas, dentro del Programa de Relacionamiento e Integración con Instituciones de Enseñanza (Programa Sinergia).

En las visitas a estas instituciones se discuten con coordinadores y profesores de Ingeniería Eléctrica, los resúmenes y los contenidos programáticos de los cursos.

PROGRAMAS DE FORMACIÓN

Las actividades de formación están estructuradas en programas específicos, distribuidos en las siguientes acciones corporativas detalladas a continuación:

Programa Más Valor

El Más Valor es un programa de desarrollo destinado a la promoción de cursos de formación para los empleados, impartidos por los propios empleados, sobre temas de interés de la organización, alineados con su Planificación Estratégica.

Entre los diversos cursos impartidos en el año 2015, los más destacados son los módulos I y II del curso Dinámica y Seguridad de Sistema de Potencia y el curso sobre Subestaciones y Equipos de Alta Tensión.

Programa de Desarrollo de Ingenieros

El programa, destinado principalmente a Ingenieros, tiene como objetivos: ampliar y consolidar conocimientos del sector eléctrico brasileño; contribuir a la integración y la retención de estos profesionales.

PROGRAMA DE CERTIFICACIÓN Y DESARROLLO DE OPERADORES - DESARROLLO DE LA OPERACIÓN

La certificación de los operadores se lleva a cabo a cada tres años y tiene como objetivo satisfacer los requisitos establecidos en el Manual de Procedimiento de la Operación y como principal objetivo certificar las habilidades de los Operadores de Sistema y de Instalaciones de la Red de Operación, lo que les permite realizar su funciones en la Sala de Control.

En 2015, seis operadores fueron certificados en Río de Janeiro, en Recife diez y nueve en Florianópolis, por un total de 25 operadores de Sistemas.

PROGRAMA DE GESTIÓN DE SALUD

En base a los buenos resultados obtenidos, el Programa de Gestión de Salud promovió varias acciones durante el año, con el fin de estimular y orientar a los empleados, tales como:

- Programa Cuidar – este año, se centró en el tema estrés, con la realización de conferencias y talleres sobre gestión del bienestar. En Brasília, Florianópolis y Recife, por orientación de los médicos, esa edición del Programa tuvo como objeto el combate al sedentarismo y reeducación alimentaria.
- En octubre de 2015, ONS adhirió al movimiento mundial Octubre Rosa y realizó conferencia de médico especialista en prevención al cáncer de mama.

3.8

3.9 Telecomunicación y Tecnología de la Información

Entre los principales resultados de las acciones emprendidas por el área de TI Corporativa en 2015, en relación con la Telecomunicación y Tecnología de la Información, se destacan:

Avances en el uso de Soluciones de *Big Data y Analytics*

Durante 2015, se inició la estructuración de un programa de *Data Management* para orientar el uso de la información y la construcción de soluciones destinadas al análisis de grande volumen de datos. Se desarrollaron algunas actividades iniciativas piloto, con énfasis en:

- Relación entre Carga y Temperatura – un modelo analítico para analizar, agrupar y relacionar curvas de carga y de temperatura históricas, generando un modelo para que se obtenga una curva de carga probable, dada una curva de temperatura
- Visualización/Explotación de Datos – fue adoptada e implantada la Herramienta *Tableau* con el objetivo de auxiliar a la dirección de la empresa en el seguimiento de informes de auditoría.

Proyectos de Sistemas Aplicativos Concluidos

A lo largo de 2015, se concluyeron proyectos importantes y acciones de desarrollo de sistemas de soporte a las áreas finalistas que contribuyeron significativamente a la gestión de datos e informaciones, entre los que destacamos:

- Sistema de Informaciones Catastrales Georreferenciadas del SIN (SINDAT), a fin de facilitar la consulta de informaciones sobre las instalaciones de transmisión y generación del SIN.
- Sistema de Gerencia de Catastro de la Base de Datos Técnica (GERCAD), que sustituye sistemas más antiguos y proporciona mayor flexibilidad en la utilización, lo que permite incluso la consulta simultánea por varios usuarios a la Base de Datos Técnica (BDT).
- Sistema de Alteraciones de Titularidades de Activos del SIN (ATASIN), que soporta las alteraciones de titularidad de los activos, preservando el historial y la vigencia de la titularidad.
- Mejora del Sistema de Cálculo de Cambio de Estado Operativo de Unidades Generadoras e Interconexiones Internacionales (SAMUG WEB-sigla en portugués), de modo a contemplar todas las funcionalidades necesarias al cálculo y consistencia de los eventos.

- Sistema para Generación del Programa Diario de la Operación (SPDO) en sustitución al actual Programa Diario de la Operación (PDO) utilizado en el ambiente de Preoperación y Tiempo Real.
- Sistema de Gerenciamiento de Límites (GERLIM), para sistematizar el flujo de trabajo de elaboración de Documentos de Catastro (CDs), Instrucciones de Operación (IOs) y Mensajes Operativos (MOPs) relativos a los límites de equipos y de transmisión.
- Sistema de Informaciones Meteorológicas de ONS (SIMONS), para automatizar la recepción/recibo, tratamiento y uso de las medidas meteorológicas necesarias para la elaboración de la Programación Diaria y del Programa Mensual de Operación.
- Sustitución de la antigua tecnología Domino.doc para la tecnología Sharepoint, facilitando el acceso a documentos relevantes.
- Evolución de la solución de publicación de los Procedimientos de Red y del Manual de Procedimientos de la Operación (MPO), haciéndoselo más accesible a todo o público externo a ONS
- Desarrollo e implantación del Sistema de Seguimiento del Proyecto Básico y Gerenciamiento de Instalaciones de Transmisión (SAGIT-PB-sigla en portugués), lo que permitió automatizar el proceso
- Evolución del Sistema de Cálculo del Montante de Uso del Sistema de Transmisión (SAMUST-sigla en portugués) para atendimento a la REN 666.

Proyectos de Sistemas Aplicativos en Desarrollo

A lo largo de 2015, se condujeron acciones de especificación y desarrollo de proyectos de sistemas de soporte a las áreas finalistas, con énfasis en:

- Desarrollo del Sistema de Gerenciamiento de Intervenciones para utilización en Tiempo Real (SICOP),
- Desarrollo del Sistema de Consolidación de la Previsión de Carga por Barra (SCPCB), para la gestión de las informaciones necesarias al proceso de consolidación de la previsión de carga por barra para los estudios eléctricos de forma centralizada,
- Desarrollo del Sistema de Gerenciamiento de Previsión de Caudales (SGPV-sigla en portugués), que va a dar soporte al proceso de previsión de caudales.
- Desarrollo del Sistema de Gestión de la Programación Electroenergética del SIN (PDES), que tiene por objetivo la evolución de la solución tecnológica que apoya el actual proceso de programación diaria.

- Desarrollo del Sistema de Gestión de Estudios Eléctricos (GPAR), cuyo objetivo es ser la principal herramienta de soporte a la realización de los Estudios Eléctricos de corto, medio y largo plazo.
- Concepción del Sistema de Gestión de Contenido del Manual de Procedimientos de la Operación que sustituirá el actual SIGOP/MPO
- Concepción de los sistemas de Administración y Cálculo de la Transmisión (SAAT-sigla en portugués) y de Cálculo de la Generación (SAGER) y selección de la plataforma tecnológica integrada para soporte a su desarrollo.
- Concepción del proyecto de sustitución del SAM, en atendimento a las demandas de la Resolución Normativa nº 669/2015 emitida por ANEEL.
- Concepción del Montador Decomp, sistema que tiene por objetivo promocionar mayor agilidad, seguridad y rastreabilidad del Proceso del Programa Mensual de la Operación

Avances en la Seguridad de la Información

ONS posee diversas tecnologías de protección, detección y respuesta en contra amenazas cibernéticas, pero es necesario asegurar la permanente actualización e evaluación de la eficacia de esas soluciones. En ese sentido se desarrolló el *Roadmap* de Seguridad Cibernética con el objetivo de:

- Establecer un referencial para la evaluación de la madurez de ONS en relación con las prácticas de seguridad cibernética;
- Identificar cuál es el posicionamiento de seguridad cibernética actual de ONS con relación a las tecnologías y procesos adoptados;
- Recomendar cuál sería el posicionamiento adecuado de ONS para cada una de esas prácticas, basado en una evaluación de corto y medio plazos, a la luz de los recursos disponibles o juzgados viables no horizonte de 3 años.

Además, para aumento de la seguridad cibernética se redefinió la estructura de *firewalls* do Datacenter Principal de ONS, se implementó una solución para detectar amenazas en tiempo real, que amplía la capacidad de prevención en contra ataques maliciosos y se inició la implantación de solución a la Gestión de Identidades, con el fin de garantizar mayor control sobre las actividades de concesión, mantenimiento y remoción/retirada del acceso de usuarios a las aplicaciones y sistemas

Avances en la Infraestructura

En 2015, se concluyó el Proyecto de Gestión de Activos de TI, habiendo sido obtenido resultado de *compliance* integral en dos auditorías externas realizadas por la Oracle e pela Microsoft.

Se realizó la migración del *Datacenter* Principal de Brasília para Río de Janeiro, sin generar ningún impacto sobre la continuidad de los procesos de ONS.

Se realizó la implementación de los nuevos activos de telecomunicaciones con ampliación de la capacidad de procesamiento de las redes locales y larga distancia y mitigación de fragilidades en la infraestructura.

3.10 Gestión de Compras y de la Administración Predial

En 2015, en consonancia con las directrices establecidas por el Directorio, se desarrollaron acciones junto a los proveedores con el fin de reducir los costos referentes a la adquisición de bienes y contratación de servicios. Las ganancias de negociación / gestión totalizaron el año cerca de R\$ 1.900 mil.

Continuando con la mejora de los controles y resultados del área de compras, se completaron las primeras etapas del proyecto de implementación de la herramienta Portal de Compras, que permitirá entre otras cosas, una mayor transparencia, agilidad, reducción de costes en adquisición de bienes y servicios, gestión de proveedores y controles automatizados en los procesos de ONS.

El proyecto se originó a partir de la necesidad de mejora de controles en el área de compras de ONS, cuyos procesos no estaban del todo automatizado, asociada más tarde, a una demanda de ANEEL.

La herramienta está lista para entrar en producción con los módulos de Cotización, Requisición y Gestión de Proveedores. Los módulos de Subasta y Contratos estarán terminados hasta julio/2016.

El portal de compras estará totalmente integrado al Sistema ERP - *Enterprise Resource Planning* actual, lo que permitirá la continuidad de los controles financieros y presupuestarios existentes en la actualidad.

3.11 **Gestão Económico-Financiera**

En cuanto a la gestión económico-financiera, en el ejercicio de 2015, se puede destacar que ANEEL aprobó la solicitud de ONS referente a la compatibilización del ciclo presupuestario con el año civil (enero a diciembre). La solicitud de ONS se basó en los siguientes beneficios:

- Compatibilización de los valores presentados en las Demostraciones Financieras con los valores del Presupuesto aprobado por ANEEL;
- Compatibilización de la base da cálculo tributario con el horizonte del ciclo presupuestario;
- Compatibilización del ciclo presupuestario con los Programas Organizacionales del Operador (ej.: Gestión de Desempeño y los Programas de Desarrollo).

Para la alteración del ciclo presupuestario del periodo de julio a junio para el periodo de enero a diciembre, se estableció un ciclo transitorio de seis meses, comprendiendo el período de julio a diciembre de 2015. A partir de 2016, el ciclo presupuestario de ONS coincidirá con el año civil.

Los estados financieros referentes el año 2015 se prepararon y se presentan de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil, que comprenden los pronunciamientos del Comité de Pronunciamientos Contables (CPC) y de acuerdo con las instrucciones contenidas en el Manual de Contabilidad ONS, establecieron por ANEEL.

Presupuesto del Ejercicio

El presupuesto de ONS, aprobado por ANEEL, mediante la Resolución de Autorización nº 4.731, del 24 de junio de 2014, para el período comprendido entre julio 2014 a junio de 2015, fue de R\$ 527.748 mil, de los cuales R\$ 244.298 mil previstos para el semestre terminado el 31 de diciembre de 2014 y R\$ 283.450 mil previstos para el semestre terminado el 30 de junio de 2015.

El presupuesto relativo al periodo de julio a diciembre de 2015, aprobado por la Resolución de Autorización nº 5.339, del 07 julio de 2015, de ANEEL, fue de R\$ 275.706 mil.

De esta forma, el presupuesto previsto para el período comprendido entre enero y diciembre del año 2015 fue de R\$ 559.156 mil, de los cuales se realizaron R\$ 533.406 mil, que corresponde al 95,4% del presupuesto propuesto. De la desviación presentada, se destacan los rubros Personal, con R\$ 14.094 mil, e

Tributos, con R\$ 9.353 mil, resultado de la composición de los gastos de coste e inversión que se produjeron durante el año 2015.

Fuentes de Recursos de ONS

En los términos del artículo 34 en el párrafo único del Estatuto Social, alterado por la Resolución ANEEL nº 1.888, del 22 de abril de 2009, son fuentes de recursos de ONS:

- I. Contribuciones de sus miembros asociados, proporcional al número de votos en la Asamblea General, incluidas en el Ítem “A” para fines de traspaso tarifario y recogidos por otros asociados y agentes del sector eléctrico que no están sujetos a traspaso tarifario.
- II. Recursos resultantes del presupuesto elaborado por ONS y aprobado por ANEEL:
 - a) Repasados por los asociados y agentes del sector eléctrico conectados a la Red Básica, cuyos valores están incluidos en la Tarifa de Uso del Sistema de Transmisión (TUST) y en la Ítem “A” de las Tarifas del Servicio de Energía Eléctrica;
 - b) Recogidos por otros asociados y agentes del sector eléctrico que no están sujetos a traspaso tarifario;
 - c) Otros ingresos autorizados por ANEEL.

Para hacer viable su presupuesto, ONS utilizó, en el año de 2015, recursos de los tributos/cargos/encargos de uso de la transmisión y de la contribución de los asociados, en el valor de R\$ 501.164 mil y R\$ 16.525 mil respectivamente, así como recursos de caja del ciclo presupuestario anterior.

Demostración de Resultados

En la composición del resultado de 2015, se destaca el déficit resultante del menor nivel de las inversiones realizadas por ONS, en 2015. A pesar del déficit contable presentado, después de los ajustes realizados, de acuerdo con las leyes fiscales actuales, se calculó lucro fiscal, generando de este modo impuesto sobre la renta (IRPJ) y contribución social (CSLL) corrientes.