

Monitoramento da Qualidade dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica

Período de apuração: 01/12/2015 a 30/11/2016

The logo for ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) is displayed on a white sign. It features a stylized '20' in blue and green, followed by the word 'ANEEL' in green. Below the logo, the text 'AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA' is written in blue.

20 ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Nossa missão

Proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

Ficha Técnica

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Diretoria

Romeu Donizete Rufino – Diretor Geral

André Pepitone da Nóbrega

José Jurhosa Junior

Reive Barros dos Santos

Tiago de Barros Correia

Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE

Superintendente

Sandoval da Araújo Feitosa Neto

Superintendente Adjunto

Giácomo Francisco Bassi Almeida

Equipe Técnica

Bruno Machado de Carvalho

Célia Inês Fuchs

Diego Fontenele Oliveira Castro

Eduardo Martins da Silva

Ivo Silveira dos Santos Filho

Nicole Ferreira Paz Borges

Lista de Siglas

EARA	Indicador de atendimento às recomendações do ONS – Evolução do Atendimento às Recomendações dos Relatórios de Análise: definido no Submódulo 25.11 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa, percentualmente, as recomendações atendidas no período em relação ao número de recomendações programada, considerando os prazos vigentes.
I _{CA}	Indicador de desempenho da programação de intervenção – Cancelamento de Intervenções pelo Agente: definido no Submódulo 25.10 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa, percentualmente, as intervenções solicitadas pelo Agente, programadas e aprovadas pelo ONS e que tenham sido canceladas pelo próprio Agente.
I _{CO}	Indicador de desempenho da programação de intervenção – Cancelamento de Intervenções pelo ONS: definido no Submódulo 25.10 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa, as intervenções solicitadas pelo Agente, programadas e aprovadas pelo ONS que foram canceladas pelo Operador em função de restrições sistêmicas.
I _{EMR}	Indicador de desempenho da programação de intervenção – Intervenção de Emergência: definido no Submódulo 25.10 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa, a proporção de intervenções realizadas em caráter de emergência dentre as que foram programadas e aprovadas pelo ONS.
I _{IURG}	Indicador de desempenho da programação de intervenção – Intervenção de Urgência: definido no Submódulo 25.10 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa, a proporção de intervenções realizadas em caráter de urgência dentre as que foram programadas e aprovadas pelo ONS.
I _{NA}	Indicador de desempenho da programação de intervenção – Solicitações de Intervenção Não Aprovadas pelo ONS: definido no Submódulo 25.10 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa, a quantidade de solicitações de intervenção que não foram aprovadas pelo ONS.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico: órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).
PARA	Indicador de atendimento às recomendações do ONS – Pontualidade do Atendimento às Recomendações dos Relatórios de Análise: definido no Submódulo 25.11 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa, percentualmente, a quantidade de recomendações atendidas no prazo original.
SIN	Sistema Interligado Nacional: constituído por quatro subsistemas hidro-termo-eólico de grande porte (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte), de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários.
SPAA	Indicador de desempenho dos sistemas de proteção – Atuações Acidentais: definido no Submódulo 25.9 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa a proporção de atuações acidentais em relação ao total de sistemas de proteção. Entende-se como atuações acidentais aquelas em que a proteção dos sistemas elétricos sob concessão da

	Transmissora atuou sem que tenham sido solicitados.
SPAC	Indicador de desempenho dos sistemas de proteção – Atuações Corretas: definido no Submódulo 25.9 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa a proporção de atuações corretas em relação ao total de solicitações de atuação a que foram submetidos os sistemas de proteção da Transmissora.
SPAI	Indicador de desempenho dos sistemas de proteção – Atuações Incorretas: definido no Submódulo 25.9 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa a proporção de atuações incorretas em relação ao total de solicitações de atuação a que foram submetidos os sistemas de proteção da Transmissora.
SPRA	Indicador de desempenho dos sistemas de proteção – Recusas de Atuação: definido no Submódulo 25.9 dos Procedimentos de Rede, do ONS, representa a proporção de recusa de atuações em relação ao total de solicitações de atuação a que foram submetidos os sistemas de proteção da Transmissora.

Apresentação

Visando um maior alinhamento dos agentes de distribuição e transmissão de energia elétrica ao marco regulatório, com foco na qualidade do serviço prestado, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) desenvolveu e implantou o Projeto Fiscalização Estratégica, que consiste em uma mudança de paradigma a partir da adoção de novas técnicas de fiscalização embasadas em referências mundiais, como os relatórios da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).

Nesse contexto, foi definida a atividade de Monitoramento, que consiste no acompanhamento contínuo de dados e indicadores relativos aos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica. O objetivo do Monitoramento é acompanhar as tendências de evolução da qualidade do serviço, destacando boas práticas e antecipando ações para corrigir os problemas e prevenir consequências de impacto negativo na prestação do serviço.

Neste relatório, a equipe de monitoramento apresentará a qualidade dos serviços de transmissão, por meio do posicionamento relativo das Transmissoras em função dos indicadores apurados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico em atendimento ao que estabelecem os Procedimentos de Rede.

A Tabela 1 relaciona as siglas e nomes das Transmissoras consideradas nos cálculos dos indicadores apresentados neste relatório.

Tabela 1 – Lista das siglas e nomes das Transmissoras consideradas nos indicadores deste relatório

Sigla	Nome do Agente
AETE	Amazônia - Eletronorte Transmissora de Energia SA
AFLUENTE TRANSMISSÃO	Afluente Transmissão de Energia Elétrica SA
AMAZONAS GT	Amazonas Geração e Transmissão de Energia SA
ARARAQUARA	Araraquara Transmissora de Energia SA
ATE III	ATE III Transmissora de Energia SA
ATE IV	ATE IV - São Mateus Transmissora de Energia SA
ATE V	ATE V - Londrina Transmissora de Energia SA
ATE VI	ATE VI - Campos Novos Transmissora de Energia SA
ATE VII	ATE VII - Foz do Iguaçu Transmissora de Energia SA
ATE VIII	ATE VIII Transmissora de Energia SA
ATLANTICO	Atlântico Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil SA
BRASNORTE	Brasnorte Transmissora de Energia SA
BRILHANTE	Brilhante Transmissora de Energia Ltda.
BRILH II	Brilhante II Transmissora de Energia Ltda.
CAIUÁ TRANSMISSORA	Caiuá Transmissora de Energia SA

Sigla	Nome do Agente
CALDAS NOVAS	Caldas Novas Transmissão SA
CATXERE	Catxerê Transmissora de Energia SA
CEEE GT	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
CELG - GT	Celg Geração e Transmissão SA
CEMIG GT	Cemig Geração e Transmissão SA
CENTROESTE DE MINAS	Companhia de Transmissão Centroeste de Minas
CHESF	CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CIEN	Companhia de Interconexão Energética
COPEL-GT	Copel Geração e Transmissão SA
COQUEIROS TRA	Coqueiros Transmissora de Energia Ltda
COSTA OESTE	Costa Oeste Transmissora de Energia SA
CPFL PIRACICABA	CPFL Transmissão Piracicaba SA
CPTÉ	Cachoeira Paulista Transmissora de Energia SA
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
EATE	Empresa Amazonense de Transmissão de Energia SA
EBTE TRA	Empresa Brasileira de Transmissão de Energia SA
ECTE	Empresa Catarinense de Transmissão de Energia SA
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil SA
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas SA
ENCRUZO NOVO	Encruzo Novo Transmissora de Energia Ltda
ENTE	Empresa Norte de Transmissão de Energia SA
ERTE	Empresa Regional de Transmissão de Energia SA
ESDE	Empresa Santos Dumont de Energia SA
ESPERANZA	Esperanza Transmissora de Energia SA
ETAU	Empresa de Transmissão do Alto do Uruguai SA
ETEM	Empresa de Transmissão de Energia de Mato Grosso SA
ETEP	Empresa Paraense de Transmissão de Energia SA
ETIM	Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo SA
ETN	Extremoz Transmissora do Nordeste
ETSE	ETSE - Empresa de Transmissão Serrana SA
ETVG	Empresa de Transmissão de Várzea Grande SA - ETVG
EVRECY	Evrecy Participações Ltda
EXPANSION	Expansion Transmissão de Energia Elétrica SA
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas SA
GOIAS TRA	Goiás Transmissão SA
GTE	Guaraciaba Transmissora de Energia SA
IE GARANHUNS	Interligação Elétrica Garanhuns
IE MINAS GERAIS	Interligação Elétrica de Minas Gerais SA
IE NORTE NORDESTE	Interligação Elétrica Norte e Nordeste SA
IE PINHEIROS	Interligação Elétrica Pinheiros SA
IE SERRA DO JAPI	Interligação Elétrica Serra do Japi SA
IE SUL	Interligação Elétrica Sul SA
IEM	Interligação Elétrica do Madeira SA

Sigla	Nome do Agente
IMTE	Integração Maranhense Transmissora de Energia SA
INTESA	Integração Transmissora de Energia SA
IRACEMA	Iracema Transmissora de Energia SA
ITATIM	Linhas de Transmissão Itatim Ltda.
ITE	Itumbiara Transmissora de Energia SA
JTE	Jauru Transmissora de Energia SA
LAT	Lago Azul Transmissão SA
LIGHT GT	Light Energia SA
LINHA VERDE	Linha Verde Transmissora de Energia SA
LNT	Luziânia-Niquelândia Transmissora SA
LTC	Linha de Transmissão Corumbá
LTT	LT Triângulo SA
LUMITRANS	Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica SA
MACAPA TRA	Linhas de Macapá Transmissora de Energia SA
MANAUS TR	Manaus Transmissora de Energia SA
MARUMBI	Marumbi Transmissora de Energia SA
MATRINCHA	Matrinchã Transmissora de Energia SA
MGE TRA	MGE Transmissão SA
MONTES CLAROS	Linhas de Transmissão de Montes Claros Ltda
MRTE	Marechal Rondon Transmissora de Energia SA
NORTE BRASIL	Norte Brasil Transmissora de Energia SA
ODOYA	Odoyá Transmissora de Energia SA
PANTANAL TRA	Pantanal Transmissão SA
PCTE	Poços de Caldas Transmissora de Energia SA
PEDRAS TRA	Pedras Transmissora de Energia Ltda
PORTO PRIMAVERA	Porto Primavera Transmissora de Energia SA
POTIGUAR SUL	Potiguar Sul Transmissão de Energia SA
PTE	Paranaíba Transmissora de Energia SA
RPTE	Ribeirão Preto Transmissora de Energia SA
SE NARANDIBA	SE Narandiba SA
SETE LAGOAS	Sete Lagoas Transmissora de Energia Ltda
SGTE	São Gotardo Transmissora de Energia SA
SMTE	Serra da Mesa Transmissora de Energia SA
SPTE	Serra Paracatu Transmissora de Energia SA
STC	STC - Sistema de Transmissão Catarinense SA
STN	Sistema de Transmissão Nordeste SA
TAESA	Transmissora Aliança de Energia Elétrica SA
TDG DELMIRO GOUVEIA	TDG Transmissora Delmiro Gouveia SA
TME	Transmissora Matogrossense de Energia SA
TPAE	Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda
TRANSENER GOIÁS	Transenergia Goiás SA
TRANSENER RENOVAVEL	Transenergia Renovável SA
TRANSENERGIA SP	Transenergia São Paulo SA

Sigla	Nome do Agente
TRANSIRAPÉ	Companhia Transirapé de Transmissão
TRANSLESTE	Companhia Transleste de Transmissão
TRANSNORTE	Transnorte Energia SA
TRANSUDESTE	Companhia Transudeste de Transmissão
TSBE	Transmissora Sul Brasileira de Energia SA
TSLE	Transmissora Sul Litorânea de Energia SA
UIRAPURU	Uirapuru Transmissora de Energia
VCTE	Vila do Conde Transmissora de Energia SA
VSBE	Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia SA
XINGU TRA	Linhas de Xingu Transmissora de Energia SA

Sumário

Ficha Técnica	2
Lista de Siglas	3
Apresentação	5
I - O Monitoramento	10
II - Indicadores de Desempenho dos Sistemas de Proteção - Transmissão	12
▮ Indicadores relacionados à qualidade da resposta demandada pelos sistemas de proteção	13
a) Sistemas de Proteção – Atuações Corretas (SPAC);	13
b) Sistemas de Proteção – Atuações Incorretas (SPAI);	13
c) Sistemas de Proteção – Recusas de Atuação (SPRA);	13
▮ Indicador relacionado à atuação dos sistemas de proteção sem que tenha havido uma demanda do sistema elétrico;	17
III - Indicadores de Atendimento às Recomendações do ONS	19
a) Evolução do Atendimento às Recomendações dos Relatórios de Análise (EARA);	19
b) Pontualidade do Atendimento às Recomendações dos Relatórios de Análise (PARA);	22
IV - Indicadores de Desempenho da Programação de Intervenção	24
a) Cancelamento de Intervenções pelo Agente (ICA);	25
b) Cancelamento de Intervenções pelo ONS (ICO);	27
c) Intervenção de Urgência (IUURG);	29
d) Intervenção de Emergência (IEMR);	31
e) Solicitações de Intervenções Não Aprovadas pelo ONS (INA);	33
V - Conclusões	35

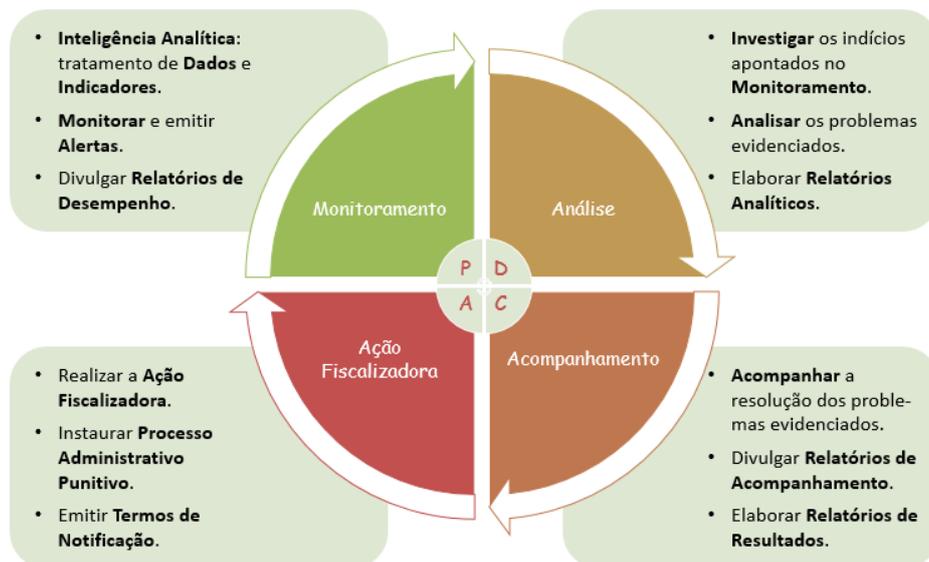
I - O Monitoramento

A fiscalização dos serviços de eletricidade está fortemente calcada na utilização de inteligência analítica e de técnicas de fiscalização baseada em evidências, num contexto de regulação responsiva (Responsive Regulation).

As atividades de fiscalização são moduladas de acordo com o perfil e o comportamento de cada agente regulado e visam um maior alinhamento dos concessionários de distribuição e transmissão de energia elétrica ao marco regulatório, com foco na qualidade do serviço prestado, sendo adotadas estratégias de incentivo e fiscalização diferenciadas baseadas no comportamento e no histórico dos agentes. Isso promove a melhoria do desempenho dos agentes ao reduzir os custos daqueles que apresentam melhor desempenho regulatório.



O modelo de Fiscalização Estratégica está estruturado em um ciclo PDCA (Plan-Do-Check-Act), que compreende as etapas de Monitoramento, Análise, Acompanhamento e Ação Fiscalizadora. Com esse modelo, a Fiscalização Estratégica busca a melhoria contínua da qualidade dos serviços de energia elétrica prestados por distribuidoras e transmissoras, por meio de ações preventivas e de incentivo à conformidade voluntária.



Nesse contexto, foi definida a atividade de Monitoramento, que consiste no acompanhamento contínuo de dados e indicadores relativos aos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica. O objetivo do Monitoramento é acompanhar as tendências de evolução da qualidade do serviço, destacando boas práticas e antecipando ações para corrigir os problemas e prevenir consequências de impacto negativo na prestação do serviço.

Neste relatório serão apresentados, como parte das ações do monitoramento contínuo, os indicadores de qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica, abrangendo o desempenho dos Agentes que atuam neste segmento no SIN.

Os indicadores são previstos nos Procedimentos de Rede do ONS que, na qualidade de órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN, relaciona os eventos necessários à apuração dos indicadores de desempenho, realiza os cálculos e armazena os resultados.

II - Indicadores de Desempenho dos Sistemas de Proteção - Transmissão

São muitos os eventos que podem demandar a atuação dos sistemas de proteção cujo objetivo é a retirada de serviço de um componente do sistema de transmissão, em condições não programadas, resultante de falha ou de desligamento de emergência. O desligamento impõe que o equipamento seja retirado de operação para evitar riscos à integridade física de pessoas ou do meio ambiente, danos ao equipamento e/ou outras consequências ao sistema elétrico, com vistas a preservar a melhor operacionalidade possível do Sistema Interligado Nacional (SIN). Periodicamente, a ANEEL tem atualizado um gráfico com a apuração das causas dos desligamentos forçados na Rede de Operação.

Disponível no link <http://www.aneel.gov.br/fiscalizacao-da-transmissao>, os Dados Estatísticos da Transmissão contém o quantitativo de desligamentos forçados classificados conforme a natureza da sua causa.

Na operação dos sistemas de transmissão, espera-se que os dispositivos de proteção funcionem com eficiência e segurança, atuando somente quando forem demandados, não somente para proteger os equipamentos envolvidos, mas, também, para evitar desligamentos desnecessários que possam tornar ainda mais críticos os eventos de menor gravidade.

A descrição dos indicadores de desempenho dos sistemas de proteção e a sistemática para seu cálculo constam do Submódulo 25.9 dos Procedimentos de Rede, disponível no site do ONS (www.ons.org.br).

O objetivo dos indicadores de desempenho dos sistemas de proteção das funções transmissão é avaliar a confiabilidade e a segurança da operação do SIN e podem ser de dois tipos:

- a) Indicadores relacionados à qualidade da resposta demandada pelos sistemas de proteção; e
- b) Indicador relacionado à atuação dos sistemas de proteção sem que tenha havido uma demanda do sistema elétrico;

- **Indicadores relacionados à qualidade da resposta demandada pelos sistemas de proteção**

Nestes indicadores são consideradas as proporções das atuações corretas, das atuações incorretas e das recusas de atuações com o total de demandas.

a) Sistemas de Proteção – Atuações Corretas (SPAC);

$$SPAC = \frac{AC}{AC + AI + RA} \cdot 100\%$$

b) Sistemas de Proteção – Atuações Incorretas (SPAI);

$$SPAI = \frac{AI}{AC + AI + RA} \cdot 100\%$$

c) Sistemas de Proteção – Recusas de Atuação (SPRA);

$$SPRA = \frac{RA}{AC + AI + RA} \cdot 100\%$$

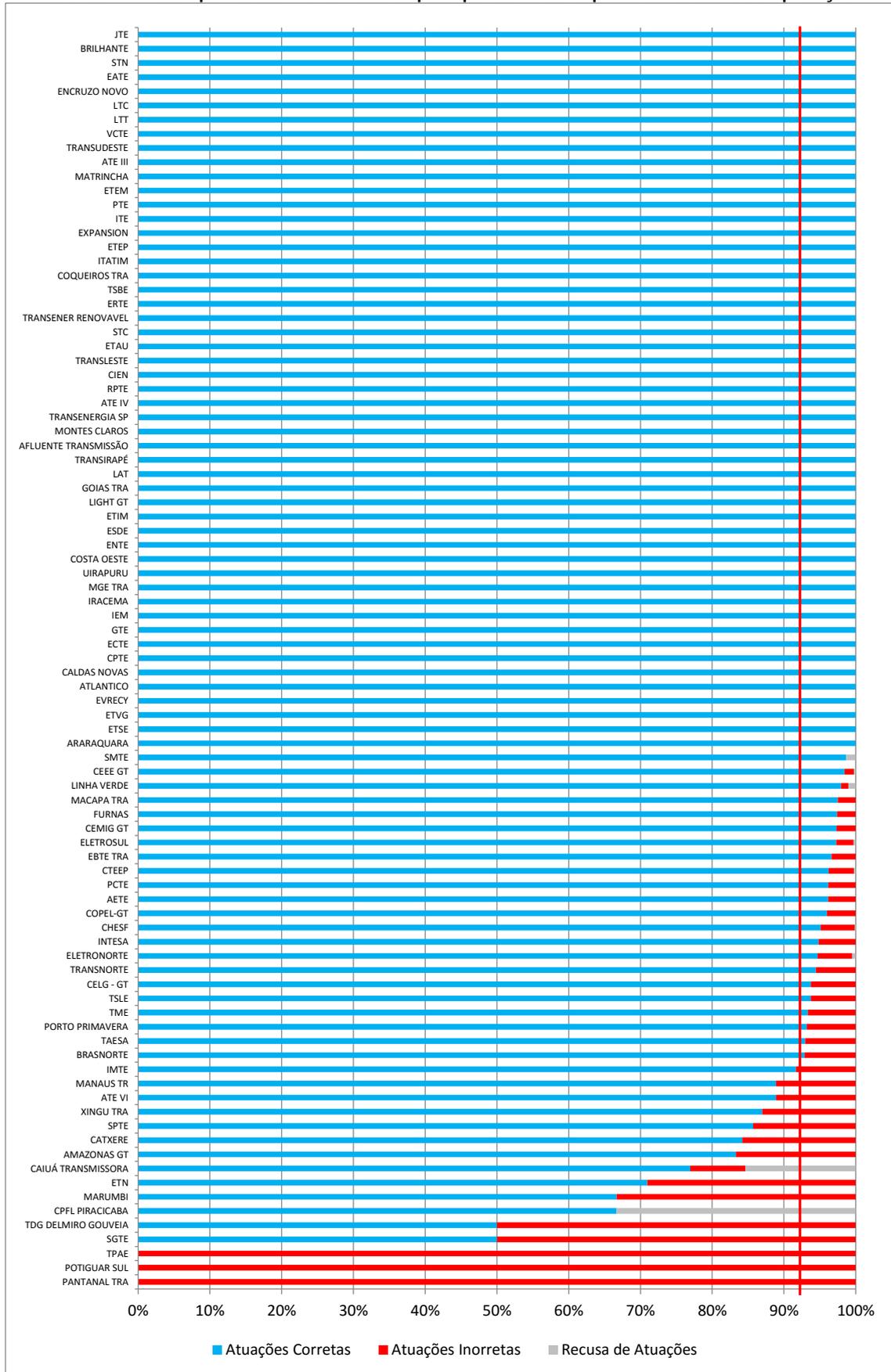
onde:

- AC é o número de atuações corretas;
- AI é o número de atuações incorretas; e
- RA é o número de recusas de atuação do sistema de proteção.

Uma vez que a soma “AC+AI+RA” representa o total de acionamento a que foram submetidos os sistemas de proteção, conclui-se que os índices SPAC, SPAI e SPRA são complementares, cuja soma representa 100% das demandas dos sistemas de proteção de cada Transmissora avaliada.

O desempenho dos sistemas de proteção das Transmissoras relacionados à qualidade da resposta demandada pelos sistemas de proteção, apresentado no Gráfico 1, representa os indicadores de todas as solicitações ocorridas no período de análise.

Gráfico 1 – Desempenho das Transmissoras pela qualidade de resposta dos sistemas de proteção



A linha vermelha representa o valor médio de atuações corretas e as Transmissoras que não estão mostradas no gráfico não tiveram solicitações em seus sistemas de proteção no período analisado.

O gráfico mostra um desempenho de 100% de atuações corretas dos sistemas de proteção das Transmissoras listadas entre a JTE e a Araraquara, inclusive. Estas Transmissoras, relacionadas na Tabela 2, estão ordenadas em ordem decrescente do número de demandas, pois as melhores respostas foram daqueles cujos sistemas de proteção tiveram mais demandas.

Tabela 2 – Lista das Transmissoras com número de atuações corretas dos sistemas de proteção em 100% das demandas (SPAC=100%)

Nome do Agente	Atuações Corretas	Total de demandas
Jauru Transmissora de Energia SA	100,0%	104
Brilhante Transmissora de Energia Ltda.	100,0%	63
Sistema de Transmissão Nordeste SA	100,0%	62
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia SA	100,0%	37
Encruzo Novo Transmissora de Energia Ltda.	100,0%	32
Linha de Transmissão Corumbá	100,0%	31
LT Triângulo SA	100,0%	30
Vila do Conde Transmissora de Energia SA	100,0%	28
Companhia Transudeste de Transmissão	100,0%	26
ATE III Transmissora de Energia SA	100,0%	24
Matrinchã Transmissora de Energia SA	100,0%	22
Empresa de Transmissão de Energia de Mato Grosso SA	100,0%	21
Paranaíba Transmissora de Energia SA	100,0%	20
Itumbiara Transmissora de Energia SA	100,0%	19
Expansión Transmissão de Energia Elétrica SA	100,0%	19
Empresa Paraense de Transmissão de Energia SA	100,0%	19
Linhas de Transmissão Itatim Ltda.	100,0%	17
Coqueiros Transmissora de Energia Ltda.	100,0%	17
Transmissora Sul Brasileira de Energia SA	100,0%	16
Empresa Regional de Transmissão de Energia SA	100,0%	15
Transenergia Renovável SA	100,0%	14
STC - Sistema de Transmissão Catarinense SA	100,0%	13
Empresa de Transmissão do Alto do Uruguai SA	100,0%	12
Companhia Transleste de Transmissão	100,0%	10
Companhia de Interconexão Energética	100,0%	10
Ribeirão Preto Transmissora de Energia SA	100,0%	8
ATE IV - São Mateus Transmissora de Energia SA	100,0%	8
Transenergia São Paulo SA	100,0%	6
Linhas de Transmissão de Montes Claros Ltda.	100,0%	6
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica SA	100,0%	6
Lago Azul Transmissão SA	100,0%	4
Goiás Transmissão SA	100,0%	4

Nome do Agente	Atuações Corretas	Total de demandas
Companhia Transirapé de Transmissão	100,0%	4
Light Energia SA	100,0%	3
Expansión Transmissão Itumbiara Marimbondo SA	100,0%	3
Empresa Santos Dumont de Energia SA	100,0%	3
Empresa Norte de Transmissão de Energia SA	100,0%	3
Costa Oeste Transmissora de Energia SA	100,0%	3
Uirapuru Transmissora de Energia	100,0%	2
MGE Transmissão SA	100,0%	2
Iracema Transmissora de Energia SA	100,0%	2
Interligação Elétrica do Madeira SA	100,0%	2
Guaraciaba Transmissora de Energia SA	100,0%	2
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia SA	100,0%	2
Caldas Novas Transmissão SA	100,0%	2
Cachoeira Paulista Transmissora de Energia SA	100,0%	2
Atlântico Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil SA	100,0%	2
Evrecy Participações Ltda.	100,0%	1
ETSE - Empresa de Transmissão Serrana SA	100,0%	1
Empresa de Transmissão de Várzea Grande SA – ETVG	100,0%	1
Araraquara Transmissora de Energia SA	100,0%	1

Em sentido oposto, as Transmissoras relacionadas na Tabela 3 obtiveram o pior desempenho, com 0% de atuações corretas das demandas dos seus sistemas de proteção. Neste caso, a relação está considerando a ordem crescente de demandas do sistema de proteção, uma vez que, neste caso, quanto mais foi demandado, pior foi a resposta.

Tabela 3 – Lista das Transmissoras com número de atuações corretas dos sistemas de proteção em 0% das demandas (SPAC=0%)

Nome do Agente	Atuações Corretas	Total de demandas
Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda.	0,0%	1
Potiguar Sul Transmissão de Energia SA	0,0%	2
Pantanal Transmissão SA	0,0%	8

- **Indicador relacionado à atuação dos sistemas de proteção sem que tenha havido uma demanda do sistema elétrico;**

Este indicador se caracteriza pelo fato de que não há qualquer solicitação ao sistema de proteção, mas sua atuação indevida provocou o desligamento de alguma função transmissão. São as chamadas atuações acidentais.

O índice SPAA trata-se, portanto, da relação entre o número de atuações indevidas ou acidentais e o número de sistemas de proteção sob monitoramento, registrado no ONS.

$$SPAA = \frac{AA}{N_{SP}}$$

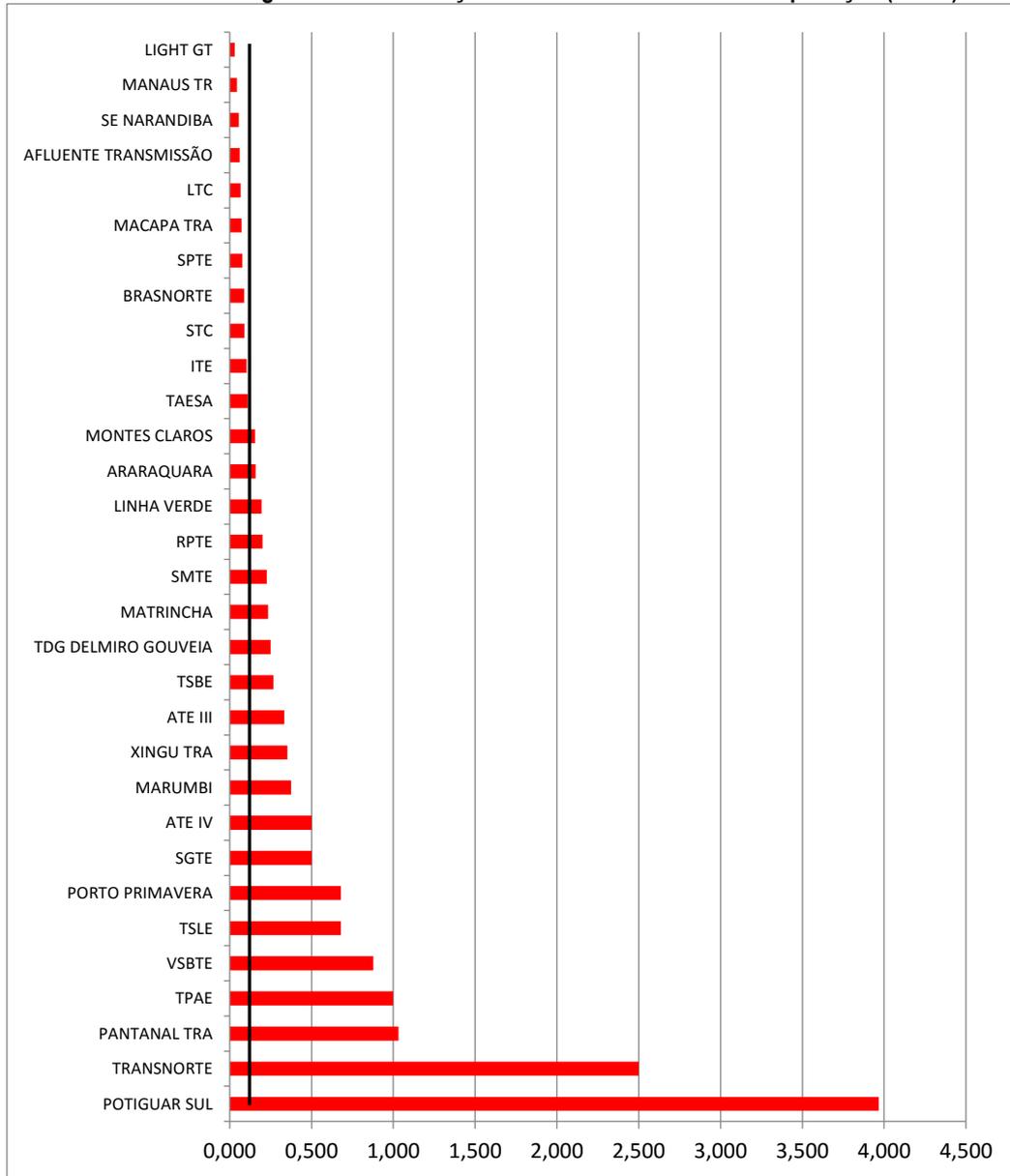
onde:

- AA é o número de atuações acidentais dos sistemas de proteção; e
- NSP é o número de sistemas de proteção da Transmissão sob monitoramento;

Quanto menor for o índice, melhor será a blindagem do sistema de proteção quanto a atuações involuntárias.

O desempenho ideal é aquele cujo índice é 0, ou seja, que não ocorram atuações acidentais. Atendem a este critério aquelas Transmissoras que não foram mostradas no Gráfico 2. A linha preta representa o valor médio do índice de atuações acidentais dos sistemas de proteção (SPAA).

Gráfico 2 – Ranking do índice de atuações acidentais dos sistemas de proteção (SPAA)



III - Indicadores de Atendimento às Recomendações do ONS

Os indicadores descritos no item II - acima, referem-se aos desligamentos forçados que foram consequência de eventos que demandaram uma atuação dos sistemas de proteção dos equipamentos e funções de transmissão.

Tais eventos causam ocorrências e perturbações no sistema elétrico e são objetos de análise, por parte do ONS e dos agentes envolvidos, por meio da investigação da sua origem, causa, propagação e consequências. Nesta investigação é verificado, também, o desempenho dos diversos atores envolvidos no processo desde a eficácia dos sistemas de proteção até o cumprimento do tempo para o completo restabelecimento da Rede de Operação do SIN.

A análise de ocorrências e perturbações tem o objetivo de atribuir responsabilidades a cada agente e de estabelecer as diretrizes básicas, a metodologia e os critérios para o estudo dos aspectos técnicos dos eventos e das causas de falhas constatadas em equipamentos e instalações da Rede de Operação do SIN. Por meio desta análise, é possível (i) avaliar o comportamento da Rede de Operação do SIN durante ocorrências e perturbações para identificar origem, causa, propagação e consequências dessas ocorrências e perturbações, para, finalmente, (ii) apontar soluções para os problemas encontrados e recomendar medidas corretivas e preventivas a serem adotadas pelo ONS e pelos agentes de operação.

Os indicadores de atendimento às recomendações tratam-se, portanto, de uma metodologia para mensurar a sua execução, pelos Agentes, com o objetivo de minimizar os riscos de repetição de eventos que possam causar novas ocorrências e perturbações.

A descrição dos indicadores de atendimento às recomendações bem como a sistemática para seu cálculo consta do Submódulo 25.11 dos Procedimentos de Rede, disponível no site do ONS (www.ons.org.br).

a) Evolução do Atendimento às Recomendações dos Relatórios de Análise (EARA);

O objetivo deste indicador é mostrar, percentualmente, as recomendações atendidas no período em relação ao número de recomendações programada, considerando os prazos vigentes.

$$EARA = \frac{NR_{Atendidas}}{NR_{Programadas} + NR_{Atrasadas} + NR_{Antecipada}} \cdot 100\%$$

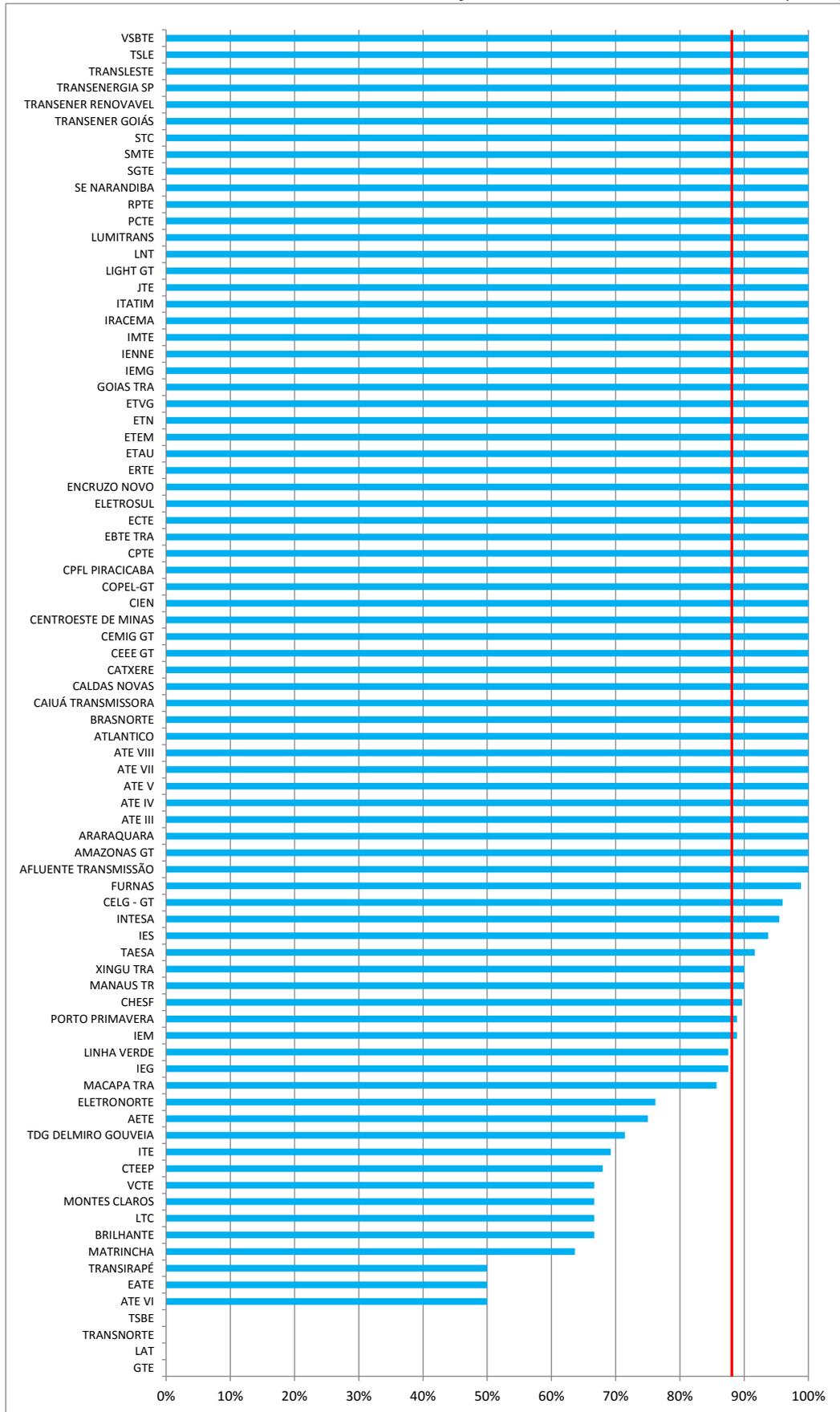
onde:

- $NR_{Atendidas}$ é o número total de recomendações atendidas no período, independentemente do prazo estabelecido;

- $NR_{Programadas}$ é o número de recomendações com prazo atual estabelecido para o período, independentemente de já terem sido reprogramadas;
- $NR_{Atrasadas}$ é o número de recomendações com prazo vencido em período anterior que não foram atendidas e nem programadas; e
- $NR_{Antecipadas}$ é o número de recomendações com prazo previsto para período futuro, porém já atendidas no período de avaliação;

Representado no Gráfico 3, a linha vermelha indica o valor médio do Percentual de atendimento às recomendações. As Transmissoras que não estão mostradas no gráfico não tiveram recomendações no período analisado.

Gráfico 3 – Percentual de atendimento às recomendações dos relatórios de análise do ONS (EARA)



b) Pontualidade do Atendimento às Recomendações dos Relatórios de Análise (PARA);

O objetivo deste indicador é avaliar a quantidade percentual de recomendações atendidas no prazo original.

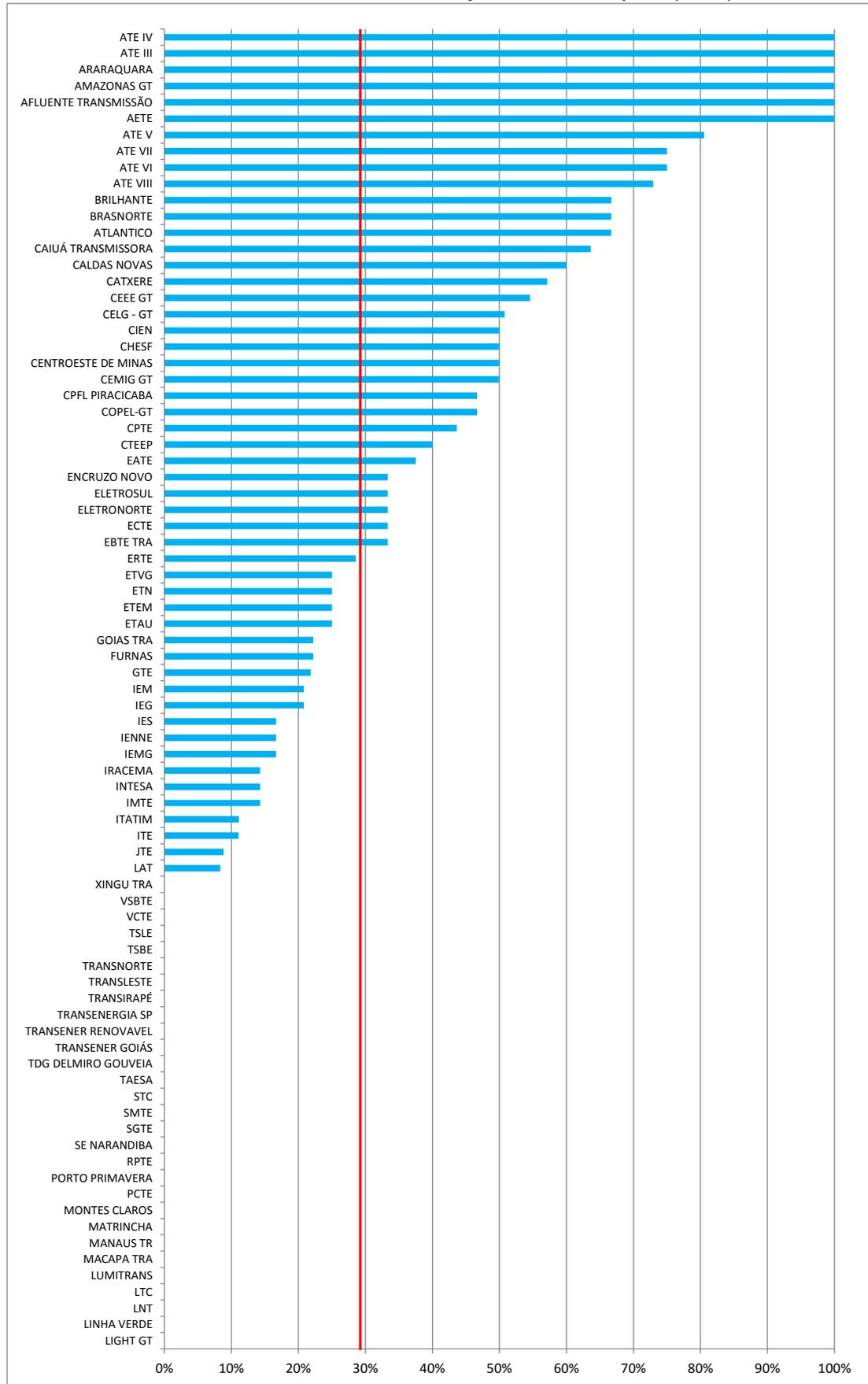
$$PARA = \frac{NR_{\text{Atendidas no prazo original}}}{NR_{\text{Atendidas}}} \cdot 100\%$$

onde:

- $NR_{\text{Atendidas no prazo original}}$ é o número total de recomendações atendidas no período que cumpriram o prazo inicial estabelecido; e
- $NR_{\text{Atendidas}}$ é o número total de recomendações atendidas no período, independentemente do prazo estabelecido;

Representado no Gráfico 4, a linha vermelha indica o valor médio do percentual das recomendações atendidas no prazo. As Transmissoras que não estão mostradas no gráfico não tiveram recomendações no período analisado.

Gráfico 4 – Percentual das recomendações atendidas no prazo (PARA)



IV - Indicadores de Desempenho da Programação de Intervenção

As atuações, de qualquer natureza, realizadas pelos Agentes nos sistemas elétricos envolvidos com os equipamentos principais ou linhas de transmissão operados ou monitorados pelo ONS são chamadas de intervenções.

Algumas das intervenções, devido à sua natureza, são coordenadas, autorizadas e controladas pelo próprio ONS. Atende a esta necessidade a intervenção (i) com desligamento de equipamento principal ou de linha de transmissão; (ii) que implique em restrições, limitações para a operação normal ou exijam ativação ou bloqueio de religamento automático de equipamento principal ou linha de transmissão energizada; (iii) de qualquer natureza, inclusive em Serviços Auxiliares, durante as quais exista risco de desligamento acidental de equipamento principal ou de linha de transmissão; (iv) que indisponibilize algum dos recursos predefinidos de supervisão e telecomunicação; (v) que indisponha ou altere as características operacionais de Esquema de Controle de Emergência (ECE) ou dispositivo de religamento; (vi) que mude a configuração normal da instalação, altere a seletividade de proteção ou atuação de ECE; (vii) que implique em possibilidade de perda de coordenação da proteção, de equipamento principal da interligação ou da linha de interligação, em caso de defeito; ou (viii) para testes e ensaios especiais em equipamentos.

O controle realizado pelo ONS se dá pelo cadastro das intervenções, pelo Agente, no Sistema de Gestão de Intervenções (SGI).

As intervenções controladas pelo ONS são classificadas de acordo com a importância do equipamento e a sua função no sistema. As intervenções do tipo 1 a 4, abaixo descritas, devem ser solicitadas e cadastradas no SGI pelos agentes.

- Tipo 1: intervenções em equipamentos integrantes de instalações da rede básica que são objeto de CPST (Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão) que resultem em indisponibilidade ou em restrições operativas temporárias de Funções de Transmissão relacionadas a: linhas de transmissão, transformadores de potência, banco de capacitores, reatores etc.
- Tipo 2: intervenções que não se enquadram no tipo 1, como disjuntores, seccionadoras e barramentos, mas implicam no desligamento ou restrições operativas para os equipamentos da rede de operação. Também são intervenções em elementos da proteção que não tenham redundância.
- Tipo 3: intervenções que afetam a disponibilidade no sistema supervisão que não tenham redundância, serviços realizados em equipamentos energizados ou intervenções para ensaios e testes em equipamentos principais.

- Tipo 4: intervenções que devem ser cadastradas e executadas em tempo real, mas não se encaixam nos tipos anteriores. Também se referem a indisponibilidade da proteção ou tele proteção, com redundância.

A descrição dos indicadores de desempenho da programação de intervenção bem como a sistemática para seu cálculo consta, também, do Submódulo 25.10 dos Procedimentos de Rede, disponível no site do ONS (www.ons.org.br). Os indicadores calculados estão restritos às intervenções do tipo 1, 2 e 3.

a) Cancelamento de Intervenções pelo Agente (I_{CA});

O objetivo deste indicador é mostrar, percentualmente, as intervenções solicitadas pelo Agente, programadas e aprovadas pelo ONS e que tenham sido canceladas pelo próprio Agente.

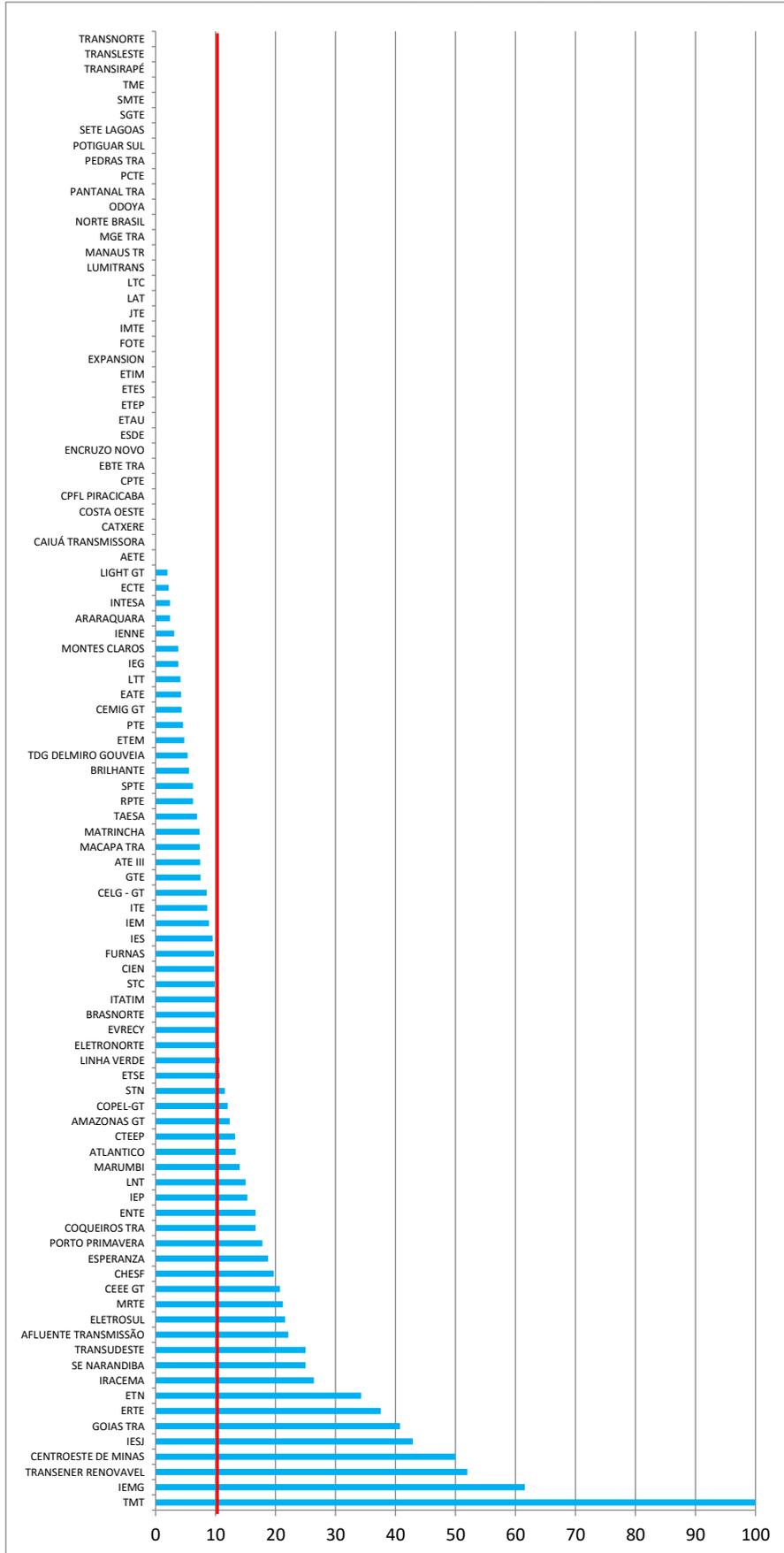
$$I_{CA}(\%) = \frac{IPCA}{IPAO} \cdot 100$$

onde:

- IPCA é o número de intervenções programadas e aprovadas, no período, pelo ONS e que, posteriormente, foram canceladas pelo agente; e
- IPAO = número de intervenções programadas e aprovadas pelo ONS no período;

Representado no Gráfico 5, a linha vermelha indica o valor médio do percentual de intervenções canceladas pelos Agentes após aprovadas e programadas pelo ONS. As Transmissoras que não estão mostradas no gráfico não tiveram intervenções solicitadas no período analisado.

Gráfico 5 – Percentual de intervenções canceladas pelo Agente após aprovadas e programadas (Ica)



b) Cancelamento de Intervenções pelo ONS (I_{CO});

O objetivo deste indicador é mostrar, percentualmente, as intervenções solicitadas pelo Agente, programadas e aprovadas pelo ONS que foram canceladas pelo Operador em função de restrições sistêmicas.

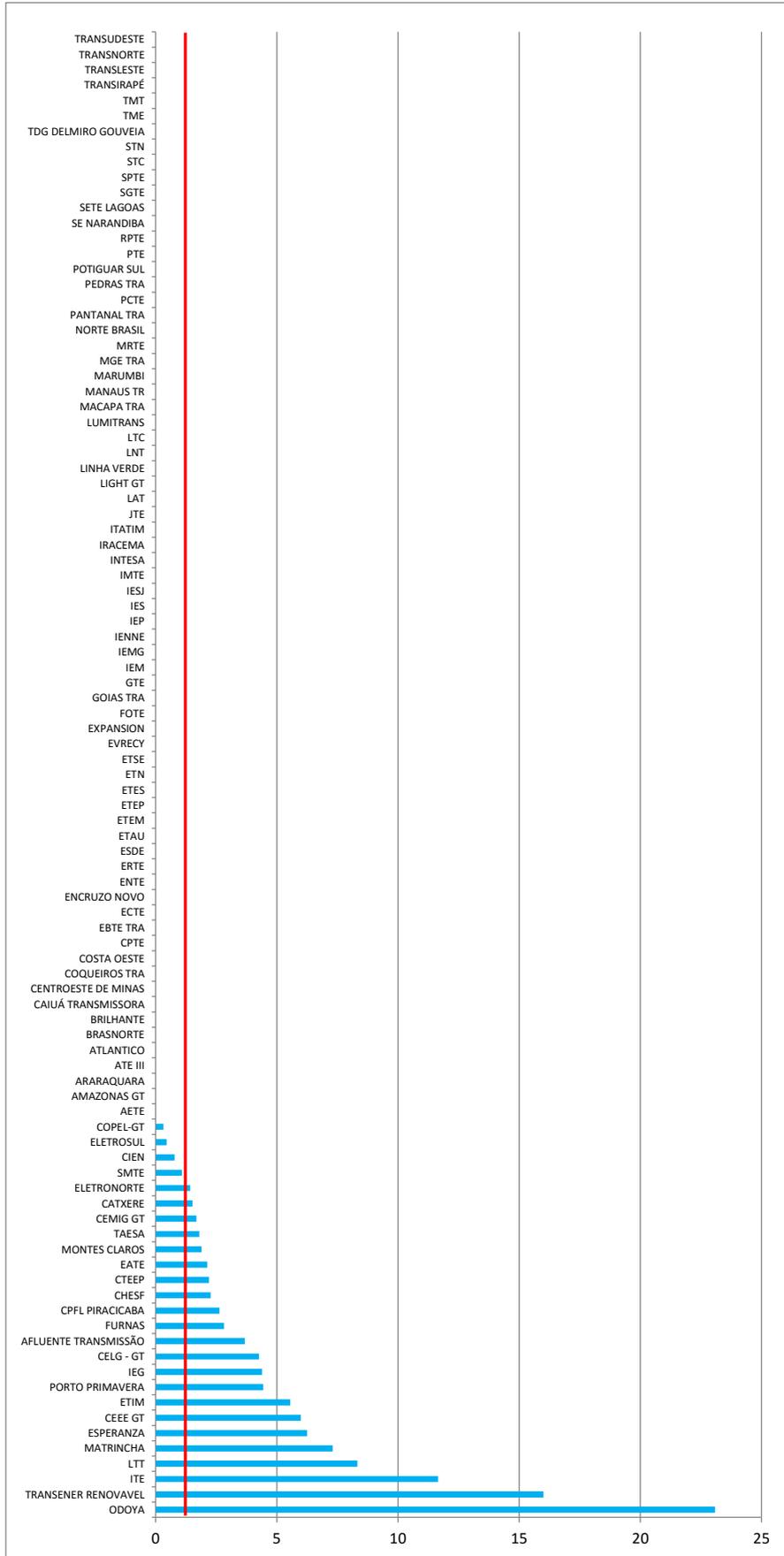
$$I_{CO}(\%) = \frac{IPCO}{IPAO} \cdot 100$$

onde:

- IPCO é o número de intervenções programadas e aprovadas, no período, que foram canceladas pelo ONS em função de restrições sistêmicas; e
- IPAO é o número de manutenções programadas e aprovadas pelo ONS no período;

Representado no Gráfico 6, a linha vermelha indica o valor médio percentual de intervenções canceladas pelo ONS após aprovadas e programadas. As Transmissoras que não estão mostradas no gráfico não tiveram intervenções solicitadas no período analisado.

Gráfico 6 – Percentual de intervenções canceladas pelo ONS após aprovadas e programadas (lco)



c) Intervenção de Urgência (I_{IURG});

O objetivo deste indicador é mostrar, percentualmente, a proporção de intervenções realizadas em caráter de urgência dentre as que foram programadas e aprovadas pelo ONS.

O caráter de urgência se estabelece quando não há necessidade de intervenção imediata, mas precisa ser realizada no menor tempo possível. A sua execução acontece com a comunicação prévia ao ONS, mas programação de desligamentos acontece fora dos prazos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

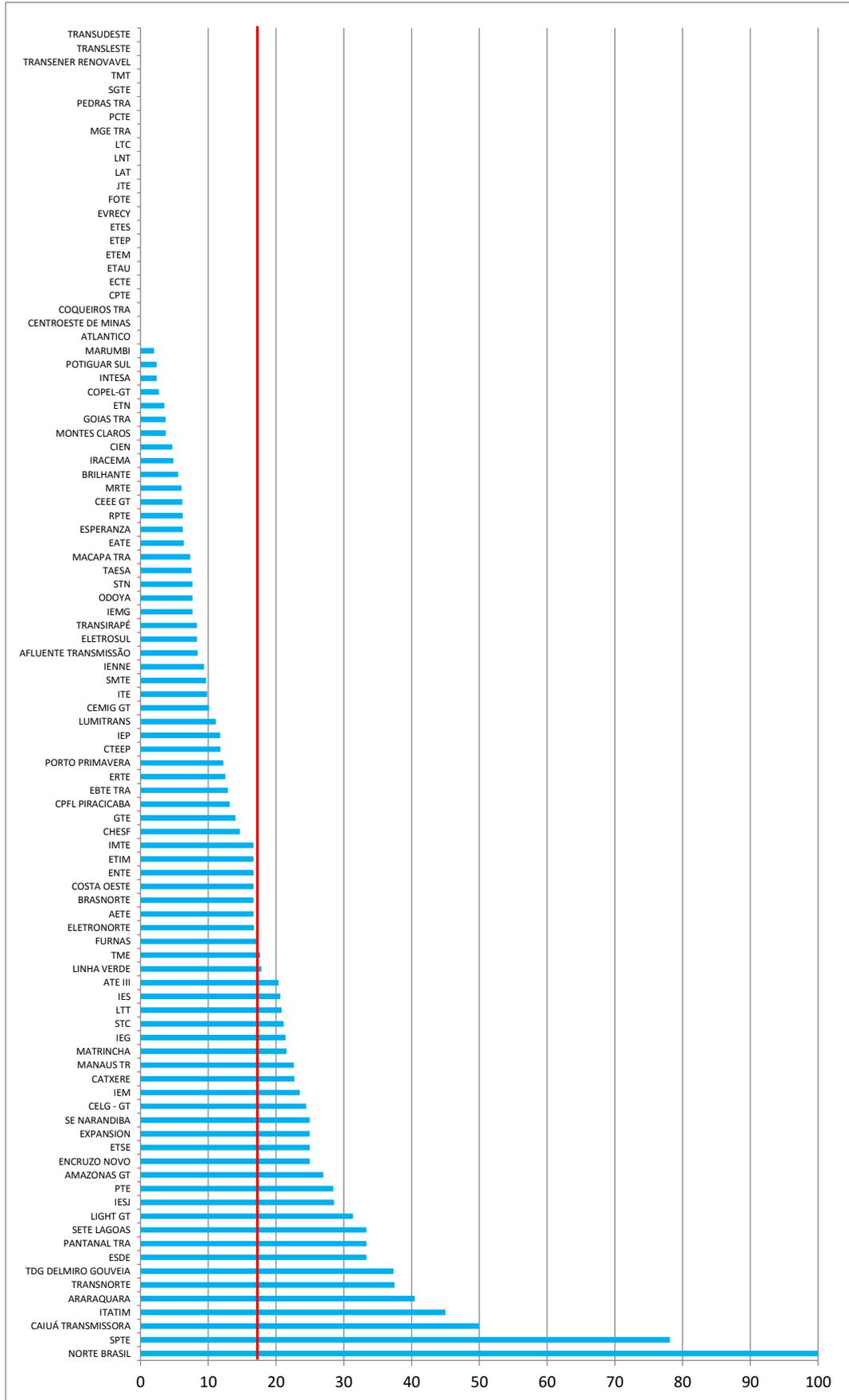
$$I_{IURG}(\%) = \frac{IUR}{IPAO} \cdot 100$$

onde:

- IUR é o número de intervenções executadas em caráter de urgência no período; e
- IPAO é o número de intervenções programadas e aprovadas pelo ONS no período;

Representado no Gráfico 7, a linha vermelha indica o valor médio do percentual de intervenções de urgência executadas no período. As Transmissoras que não estão mostradas no gráfico não tiveram intervenções solicitadas no período analisado.

Gráfico 7 – Percentual de intervenções de urgência executadas no período (IURG)



d) Intervenção de Emergência (I_{IEMR});

O objetivo deste indicador é mostrar, percentualmente, a proporção de intervenções realizadas em caráter de emergência dentre as que foram programadas e aprovadas pelo ONS.

O caráter de emergência se estabelece quando há necessidade de intervenção imediata, sem a possibilidade de comunicação prévia ao ONS.

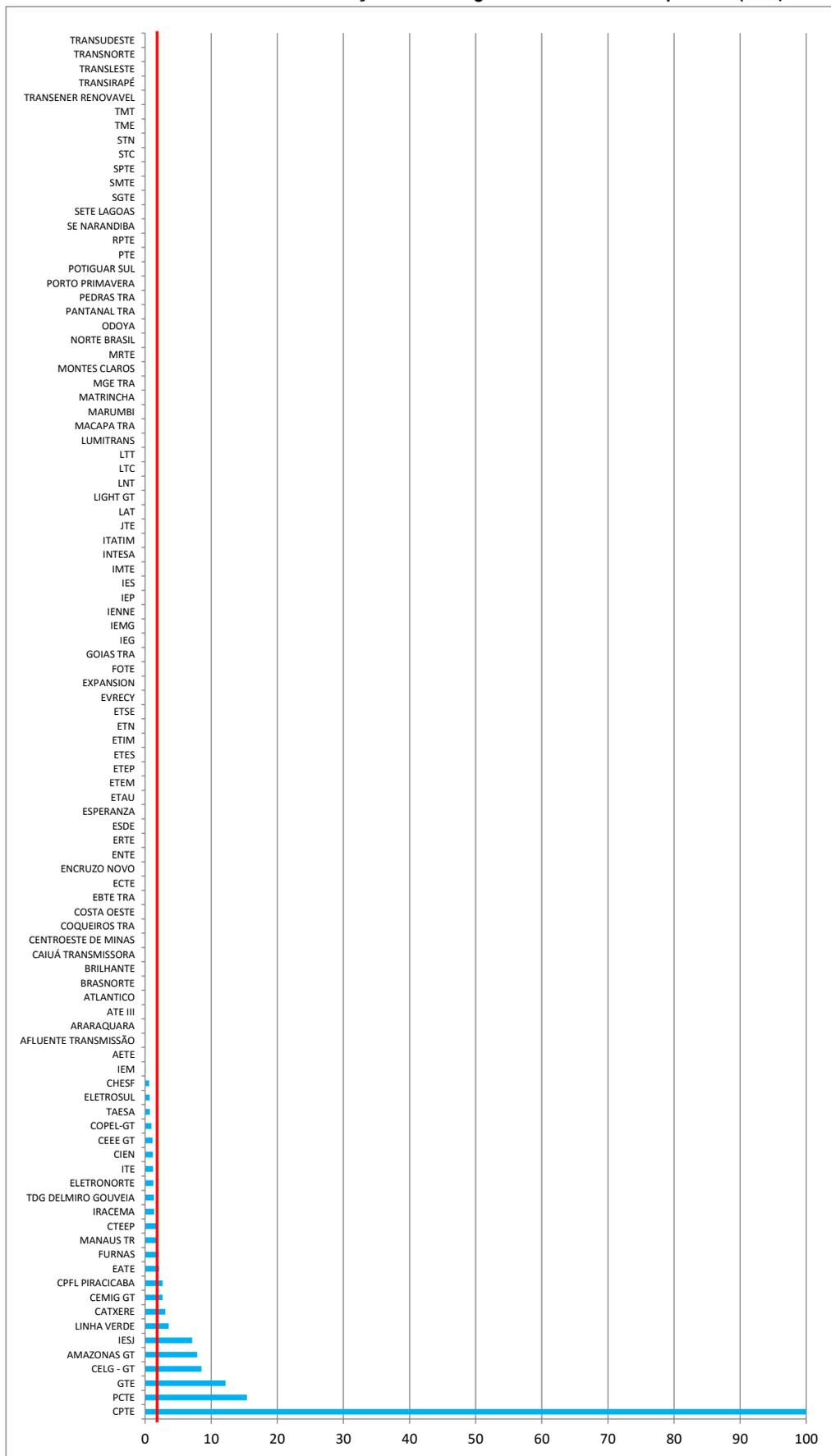
$$I_{IEMR}(\%) = \frac{IEM}{IPAO} \cdot 100$$

onde:

- IEM é o número de intervenções executadas em caráter de emergência no período; e
- IPAO é o número de intervenções programadas e aprovadas pelo ONS no período;

Representado no Gráfico 8, a linha vermelha indica o valor médio percentual de intervenções de emergência executadas no período. As Transmissoras que não estão mostradas no gráfico não tiveram intervenções solicitadas no período analisado.

Gráfico 8 – Percentual de intervenções de emergência executadas no período (IEMR)



e) Solicitações de Intervenções Não Aprovadas pelo ONS (I_{NA});

O objetivo deste indicador é mostrar, percentualmente, a quantidade de solicitações de intervenção que não foram aprovadas pelo ONS.

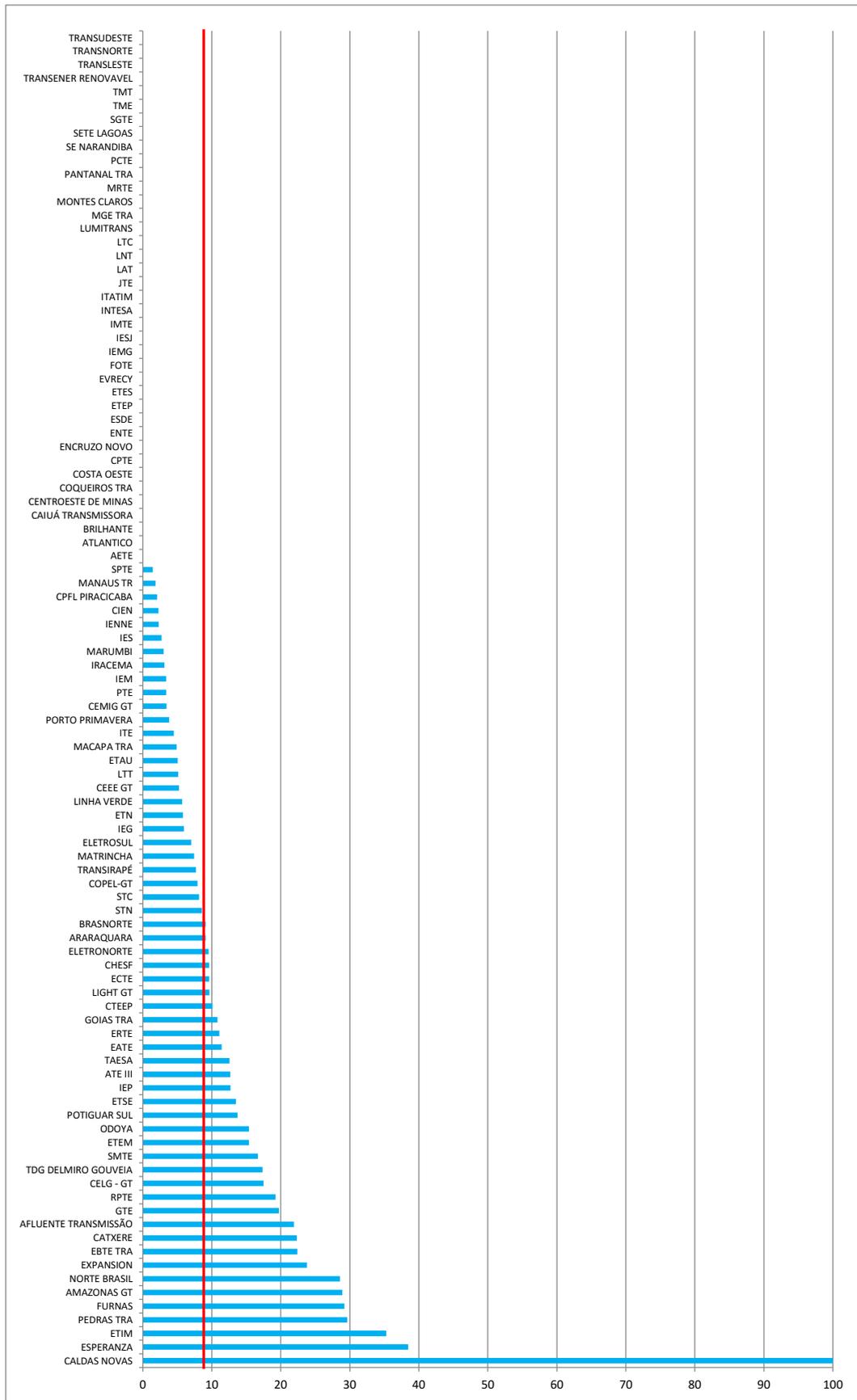
$$I_{NA}(\%) = \frac{ISNA}{IT} \cdot 100$$

onde:

- ISNA é o número total de intervenções não aprovadas pelo ONS; e
- IT = número total de intervenções solicitadas (aprovadas pelo ONS ou não e as canceladas pelo próprio agente antes da aprovação);

Representado no Gráfico 9, a linha vermelha indica o valor médio do percentual de intervenções solicitadas pelos Agentes que não foram aprovadas pelo ONS. As Transmissoras que não estão mostradas no gráfico não tiveram intervenções solicitadas no período analisado.

Gráfico 9 – Percentual de intervenções dos Agentes que não foram aprovadas pelo ONS (INA)



V - Conclusões

A proposta do trabalho de monitoramento da qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica abrangeu, neste relatório, a apresentação da situação das Transmissoras em três itens distintos, a saber:

- (i) O desempenho dos sistemas de proteção, com foco na qualidade da informação enviada destes para os equipamentos que interrompem a circulação de corrente nos sistemas de potência atingidos por algum evento causador de uma ocorrência ou perturbação;
- (ii) A resposta da Transmissora em atender às recomendações apontadas nos relatórios de análise das ocorrências e/ou perturbações; e
- (iii) A qualidade da programação realizada pela Transmissora para a realização das intervenções nos sistemas elétricos de potência;

Interações com o ONS foram intensificadas no sentido de atuar junto aos Agentes para a consolidação de procedimentos já regulamentados nos Procedimentos de Rede e, com isso, aprimorar a qualidade dos dados enviados. Enquanto se busca consolidar os dados apurados e enviados pelo ONS como insumo de referência para a medição da qualidade dos serviços de transmissão de energia elétrica, a SFE apresentou gráficos comparativos entre as Transmissoras, posicionando-as em relação ao desempenho médio apurado.

Entretanto, o objetivo deste monitoramento em médio prazo ultrapassa a simples comparação relacional, tendendo a explorar, também, mecanismos que permitam avaliar cada uma das Transmissoras por meio da análise de sua evolução ao longo do tempo.

Finalmente, ressalta-se que não foram incluídos neste relatório os indicadores de desempenho das programações de manutenção previstos no Submódulo 25.10 dos Procedimentos de Rede. Com a determinação normativa de utilização mais efetiva do Sistema de Acompanhamento da Manutenção (SAM) do ONS, nos termos da Resolução Normativa nº 669, de 14 de julho de 2015, somente a partir da apuração dos dados referentes ao ano de 2017 este índices refletirão, com mais fidedignidade, o desempenho das Transmissoras neste quesito e eles poderão incorporar o rol dos itens que monitoram a qualidade da prestação dos serviços de transmissão.