

NORMAS E PRÁTICAS RECOMENDADAS RELACIONADAS À QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

ALYCCE SALES BATISTA¹, RAYANNA UGIETTE OLIVEIRA DE ASSIS², FRANCISCO JOSÉ COSTA ARAÚJO³

¹Graduanda em Engenharia Elétrica Eletrotécnica, UPE, Recife-PE, alyccesales@hotmail.com

²Graduanda em Engenharia Elétrica Eletrotécnica, UPE, Recife-PE, rayanna.ugiette@gmail.com

³Prof. Eng. Civil, UPE, Recife-PE, francisco.araujo51@gmail.com

Apresentado no
Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC
15 a 17 de setembro de 2021.

RESUMO: O presente trabalho aborda as normas e procedimentos relacionadas à qualidade de energia elétrica descritas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Tratado nesse artigo, o submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica apresenta os indicadores de desempenho da Rede Básica relacionados à Qualidade de Energia Elétrica – QEE, bem como seus valores limites de referência. São apresentados também os gerenciamentos de indicadores, com suas respectivas apurações, gerenciamentos de desempenho e divulgações de resultados, assim como as etapas do processo de gerenciamento dos indicadores, o tratamento de violações e a análise de novos acessos.

PALAVRAS-CHAVE: Qualidade de energia elétrica, indicadores, gerenciamento dos indicadores.

RULES AND RECOMMENDED PRACTICES RELATED TO THE QUALITY OF ELECTRICITY

ABSTRACT: This work addresses the standards and procedures related to the quality of electricity described by the National Electric System Operator. Treated in this article, sub-module 2.8 - Management of electricity quality indicators for the Basic Network presents the performance indicators of the Basic Network related to the Quality of Electric Energy – QEE, as well as their reference limit values. Indicator management is also presented, with their respective calculations, performance management and results disclosure, as well as the steps of the indicator management process, the treatment of violations and the analysis of new accesses.

KEYWORDS: Electricity quality, indicators, indicator management.

INTRODUÇÃO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão privado responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Juntos, ANEEL e ONS, estabelecem as especificações técnicas dos leilões de transmissão e da gestão da solicitação de acesso e conexão por parte das empresas e dos contratos firmados entre elas. O ONS foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 que aborda a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica.

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações exercidas sobre o sistema e seus agentes proprietários para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país. Esse órgão é formado por membros associados e membros

participantes, que são as empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres, importadores e exportadores de energia. Também participam o Ministério de Minas e Energia (MME) e representantes dos Conselhos de Consumidores.

MATERIAL E MÉTODOS

A. Indicadores de continuidade do serviço.

Os indicadores que avaliam o grau de confiabilidade medem a ocorrência e duração das interrupções no fornecimento. Para a avaliação da continuidade do serviço são utilizados os seguintes indicadores: Duração da Interrupção do Ponto de Controle – DIPC, definido como o somatório das durações das interrupções de serviço do ponto de controle, no período de apuração; Frequência da Interrupção do Ponto de Controle – FIPC, definido como o número de vezes em que ocorreu interrupção de serviço do ponto de controle, no período de apuração; Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle – DMIPC, definido como a maior duração de interrupção de serviço do ponto de controle, entre aquelas utilizadas no cálculo do indicador DIPC, no período de apuração.

As informações adquiridas por meio dos indicadores precisam estar associadas à causa e origem do evento, devendo ser coletadas, em cada ponto de controle, as informações de: dia, horário do início, horário do fim, origem do evento (interna ou externa às instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão), identificação do equipamento associado à origem do evento.

B. Indicadores de frequência

Para a avaliação da frequência são utilizados os indicadores: Desempenho da Frequência em Regime Permanente – DFP e Desempenho da Frequência em Distúrbios – DFD. O indicador DFP avalia as variações de frequência ocorridas durante a operação do sistema elétrico em regime permanente e é assim estabelecido na equação: $DFP = (1 - (n / 1440)) \times 100$ (%), onde: n = número de vezes em que a integral do módulo do desvio de frequência (A), calculada para intervalos de 1 (um) minuto, foi superior a 0,1 Hz.min, considerando o total de 1440 intervalos diários. O cálculo da integral do módulo do desvio da frequência (A) na equação: $A = \int |\Delta f(t)| .dt$ (Hz.min), onde: A = integral do módulo do desvio da frequência; Δf = desvio da frequência ($f - f_0$); f = frequência medida (Hz); f_0 = frequência nominal; t = tempo (minutos).

O indicador DFP deve ser igual ou superior a 99% a cada dia, portanto não deve apresentar mais que 14 valores da integral do desvio de frequência superior a 0,1 Hz.min a cada dia (1% dos 1440 minutos do dia). O indicador DFD deve ser contabilizado para o período de 1 ano, e ser inferior ou igual aos limites tabelados no item 8.3.2 da norma da ONS.

C. Indicadores de tensão.

São responsáveis pela regulação de aspectos da tensão de atendimento, visando que a mesma esteja dentro dos critérios de qualidade de energia. Os pontos de observação se encontram no Sistema de Medição para Faturamento – SMF das distribuidoras, geradoras, transmissoras e dos consumidores.

1) Tensão de atendimento em regime permanente - Para verificar como está sendo realizado o fornecimento de tensão pela concessionária de transmissão, são definidos os limites presentes na Figura 1, que variam de acordo com o nível da tensão de leitura (TL) em relação à tensão contratada (TC), que equivale à tensão nominal.

Tensão Nominal do ponto de observação da tensão (kV)	Classificação da tensão de atendimento em regime permanente		
	Adequada	Precária	Crítica
$TN \geq 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,93 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,93 TC$ ou $TL > 1,07 TC$
$69 \leq TN < 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,07 TC$
$1 < TN < 69$	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Nota: TC = Tensão contratada (kV); TL = Tensão de leitura (kV); TN = Tensão nominal (kV).
Na fronteira da Rede Básica, TC = TN.

Figura 1 – Classificação da tensão de atendimento em regime permanente, em função da tensão nominal para barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão.

Para avaliar o atendimento de tensão em função da duração em estados indesejáveis, são calculados os seguintes indicadores:

$$\text{Duração Relativa de Violação de Tensão Precária – DRP: } DRP_{\text{fase}}(\%) = 100 * \frac{nI_{\text{Cfase}}}{n_{\text{fase}}}$$

Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica – DRC: $DRC_{fase}(\%) = 100 * \frac{nl_{c_{fase}}}{n_{fase}}$

Onde os fatores “n” representam o número de leituras mensais por fase, e os “nl” essas leituras em valores de tensão precários (nl_p) e críticos (nl_c).

2) Flutuação de tensão - Estas nada mais são que variações aleatórias do valor eficaz de tensão. Estes distúrbios causam diversos problemas, mas o foco deste tópico será o efeito de cintilação luminosa (flicker), que é o efeito visual resultante da variação do fluxo luminoso nas lâmpadas.

Para definir os valores aceitáveis de flicker, devem ser observados os seguintes indicadores:

P_{st} : Nível de cintilação dentro de um intervalo contínuo de 10 minutos.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}}$$

P_{lt} : Nível de cintilação dentro de um intervalo contínuo de 2 horas. $P_{lt} = \sqrt{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3}$

Para avaliação do desempenho da rede básica quanto às flutuações, são comparados os seguintes indicadores com os limites globais inferiores e superiores, conforme Figura 2.

Limite	PstD95%	PltS95%
Limite global inferior	1 pu / FT	0,8 pu / FT
Limite global superior	2 pu / FT	1,6 pu / FT

Figura 2 – Limites globais para os indicadores de flutuação de tensão.

Onde PstD95% é o valor de P_{st} que foi superado em 5% dos registros obtidos no período de 1 dia, PltS95% é o valor de P_{lt} que foi superado em 5% dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos e FT é o fator de transferência aplicável entre o barramento da transmissora e o barramento da rede secundária de distribuição eletricamente mais próximo. É calculado pela relação entre os valores de PltS95% dos barramentos citados. Quando não podem ser medidos, os valores de FT seguem a figura abaixo.

Tensão Nominal do barramento (kV)	Fator de Transferência
Tensão Nominal ≥ 230 kV	FT = 0,65
69 kV \leq Tensão Nominal < 230 kV	FT = 0,8
Tensão Nominal < 69 kV	FT = 1,0

Figura 3 – Fatores de transferência, em função da tensão nominal de barramento sob responsabilidade de concessionária de transmissão.

3) Desequilíbrio de tensão - Para avaliação desta perturbação é calculado o fator de desequilíbrio de tensão (K), que relaciona as componentes de sequência negativa (V_2) e positiva (V_1) pela seguinte fórmula: $K = \frac{V_2}{V_1} \times 100[\%]$. A partir do fator “K”, são obtidos os seguintes limites de valores globais e individuais, aplicados ao ponto de acoplamento comum (PAC): o limite global é de $KS95\% \leq 2\%$, e o limite individual de $KS95\% \leq 1,5\%$. Onde KS95% é o maior valor de K obtido dentro de sete dias, superado em 5% dos registros obtidos no período diário, considerando os valores de V_1 e V_2 em intervalos de 10 minutos.

4) Distorção harmônica - Estas perturbações associadas com deformações na forma de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. Estas perturbações, em termos de tensão, são avaliadas pelo nível distorção harmônica individual (DTHI), que trará valores para nível de distorção harmônica total (DTHT) pela fórmula $DTHT = \sqrt{\sum DTHI_h^2}$. DTHI é calculada da seguinte forma: $DTHI_h = 100 \frac{V_h}{V_1}$, onde V_h é a tensão harmônica de ordem h e V_1 é a tensão à frequência fundamental.

Para avaliação do desempenho da rede em relação aos harmônicos, são definidos os seguintes limites globais e individuais, aplicados ao PAC:

V < 69 kV				V \geq 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	5%	2, 4, 6	2%	3, 5, 7	2%	2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%	≥ 8	1%	9, 11, 13	1,5%	≥ 8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥ 27	1%			≥ 27	0,5%		
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

Figura 4 – Limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHTS95%.

Para determinar os limites globais superiores, os limites globais inferiores correspondentes devem ser multiplicados pelo fator 4/3.

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	1,5%	todos	0,6%	3 a 25	0,6%	todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

Figura 5 – Limites individuais para os indicadores DTHI e DTHTS95%.

Consideramos que DTHTS95% é o maior valor de DTHT obtido dentro de sete dias, superado em 5% dos registros obtidos no período diário, considerando os valores dos indicadores em intervalos de 10 minutos.

5) Variação de tensão de curta duração (VTCD). - A variação será de curta duração quando durar até no máximo 1 minuto. São identificadas VTCDs nas variações de amplitude de tensão menores que 0,1pu, acima de 1,1pu e dentro deste intervalo, cujas classificações podem ser observadas na figura abaixo.

Tipo de VTCD	Duração da VTCD	Amplitude da VTCD, em relação à tensão nominal
Interrupção momentânea de tensão – IMT	inferior ou igual a 3 (três) segundos	inferior a 0,1 pu
Afundamento momentâneo de tensão – AMT	igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação momentânea de tensão – EMT	igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	superior a 1,1 pu
Interrupção temporária de tensão – ITT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	inferior a 0,1 pu
Afundamento temporário de tensão – ATT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação temporária de tensão – ETT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	superior a 1,1 pu

Figura 6 - Tipos de variações de tensão de curta duração.

D. Etapas do processo de gerenciamento dos indicadores de QEE.

Este processo para Rede Básica sob o ponto de vista da QEE engloba ações com intuito à prevenção de violações e/ou restabelecimento do nível adequado de desempenho. Abrange as seguintes etapas: 1- levantamento (medições ou simulações resultantes dos indicadores apresentados); 2- avaliação de situações de violação (verificar limites dos indicadores de continuidade do serviço, frequência e tensão, para determinar as causas da violação, de forma a traçar as ações necessárias para o restabelecimento do desempenho adequado, e de identificar as responsabilidades); 3- avaliação de novas conexões e implantação - quantificar o impacto dessas conexões e instalações nos resultados dos indicadores de desequilíbrio, flutuação e distorção harmônica de tensão e evitar que os limites desses indicadores sejam violados sob o ponto de vista do desempenho individual de cada instalação e global da Rede Básica.

E. Gerenciamento dos indicadores de continuidade do serviço.

O gerenciamento do indicador identifica pontos de controle com desempenho considerado atípico propondo ações corretivas. Os indicadores são coletados de forma contínua pelo ONS com apuração mensal. Seu desempenho é verificado por simulação preditiva ou histórico do ponto de controle. Para a simulação são considerados parâmetros que podem afetar esse desempenho, são eles: a taxa de falha de equipamentos, a configuração de barra e os tempos de indisponibilidade para manobra e reparo destes.

Os indicadores DIPC histórico e FIPC histórico correspondem à média anualizada dos valores DIPC e FIPC acumulados ao longo do período de apuração do desempenho do ponto de controle. O indicador DMIPC histórico é a média anualizada dos maiores valores de DMIPC deste nesse período de apuração do desempenho do ponto de controle. Esses indicadores retratam a dinâmica evolutiva de longo prazo do desempenho do ponto de controle. Os indicadores DIPC, FIPC e DMIPC são divulgados em relatórios e no site da ONS de forma trimestral e anual.

F. Gerenciamento dos indicadores de frequência.

O indicador DFP é coletado continuamente pelo ONS, apurado por dia, já o DFD é coletado durante distúrbios, e apurado por ano. As variações de frequência durante distúrbios devem ser expurgadas para cálculo do indicador DFP, com a integral do módulo do desvio de frequência calculado no minuto que coincidir com o início do distúrbio não será considerada se nesse intervalo forem verificados valores absolutos de frequência superiores a +/- 0,5 Hz em relação ao valor nominal, o que

caracteriza um distúrbio no SIN. Nesse caso, o número total diário de intervalos de um minuto, qual seja 1440, deve ser substituído pelo resultado da expressão $1440 - X$, em que X corresponde ao número de intervalos em que tenham ocorrido distúrbios desse total diário. Todos os valores apurados de frequência devem ser armazenados pelo ONS para determinação dos indicadores DFP e DFD.

O gerenciamento do desempenho da frequência deve ser feito baseado nos valores dos indicadores de frequência, nos relatórios de análise proferidos pelo ONS e nos relatórios de desempenho de CAG, identificando as causas dos desvios de frequência. O mesmo deve detectar e recomendar ações que melhorem o desempenho operacional do SIN. Esses indicadores são divulgados mensalmente através de relatórios e no site do ONS.

G. Gerenciamento dos indicadores de tensão

1) Tensão de atendimento em regime permanente – Seus indicadores são apurados mensalmente. É necessário que a avaliação do desempenho da tensão para barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão seja realizada com base nos valores dos indicadores DRP e DRC. Se no período de um mês, o desempenho da tensão do ponto de observação da tensão for classificado como crítico por várias vezes, o ONS, juntamente com os agentes que tem controle sobre o ponto de observação ou que são afetados por ele, deve analisar as causas da inadequação do desempenho.

2) Flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão - A flutuação de tensão é caracterizada, pelos indicadores PstD95% e PltS95%, relacionados com o nível de severidade do fenômeno da cintilação (flicker), o desequilíbrio de tensão pelo indicador KS95%, que exprime a relação entre as componentes da tensão de sequência negativa (V2) e positiva (V1) e a distorção harmônica de tensão, pelos indicadores DTHI e DTHTS95%.

Fundamentalmente, a apuração dos valores desses indicadores será realizada sob a forma de monitoramento contínuo ou de campanhas de medição, a partir de sistema de medição instalado pelo agente. É preciso que o instrumento de medição utilizado no processo de apuração dos indicadores tenha desempenho compatível com equipamento classe A da IEC 61000-4-30. Esse desempenho deve ser comprovado segundo critérios a serem estabelecidos pelo ONS: (a) Flutuação de tensão: IEC 61000-4-15; e (b) Distorção harmônica de tensão: IEC 61000-4-7.

3) Variação de tensão de curta duração – VTCD. - Os indicadores de VTCD são apurados em base anual de forma contínua. É função da ONS, tendo os valores apurados, gerenciar, a partir dos indicadores, o desempenho relativo às VTCD. A avaliação do desempenho é feita por meio da comparação dos valores obtidos para cada tipo com os respectivos valores médios para os demais barramentos de mesmo tipo. Os indicadores destas são divulgados anualmente através de relatórios.

CONCLUSÃO

Nota-se que a normatização dos procedimentos e parâmetros de fornecimento de energia elétrica na rede básica é de grande importância, visto que, é esperado que os mesmos atendam aos padrões de qualidade de energia elétrica pré-estabelecidos nesta e em outras normas e padrões relacionadas direta e indiretamente com a mesma. Assim, torna-se imprescindível o gerenciamento de indicadores de qualidade para garantir que o sistema todo apresente um desempenho dentro de parâmetros aceitáveis e que propiciem a menor quantidade de perturbações e penalizações decorrentes das mesmas.

Devido à necessidade geral dos consumidores e distribuidores que acessam a rede básica é importante que os agentes transmissores e geradores busquem obedecer aos limites estabelecidos e realizem monitoramento e estudo de dados obtidos, a fim de que o fornecimento de energia não acarrete em danos para a rede e suas cargas.

REFERÊNCIAS

- SOBRE O ONS. Link <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acessado em 09 de nov. de 2020. “Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica”. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico 16/12/16 Resolução Normativa nº 756/16.
- SUBMÓDULO 2.8. Gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia elétrica da rede básica. PROCEDIMENTOS DE REDE. ONS, 2017. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em 02 de nov. de 2020.
- SUBMÓDULO 25.5. Indicadores de segurança elétrica. PROCEDIMENTOS DE REDE. ONS, 2010. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: 07 de nov. 2020.
- SUBMÓDULO 25.6. Indicadores de qualidade de energia elétrica – frequência e tensão. PROCEDIMENTOS DE REDE. ONS, 2008. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: 08 de nov. 2020.