

ANÁLISE E CONTROLE DE INTERRUPÇÕES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ANALYSIS AND CONTROL OF INTERRUPTIONS IN ELECTRICITY DISTRIBUTION SYSTEMS

 <https://doi.org/10.63330/aurumpub.005-004>

Joelson Lopes da Paixão

Mestre em Engenharia Elétrica, especialista em Engenharia de Segurança do Trabalho e em Educação Básica, Tecnológica e EAD
E-mail: joelson.paixao@hotmail.com

Alzenira da Rosa Abaide

Doutora em Engenharia Elétrica, professora titular na UFSM
E-mail: alzenira@u fsm.br

RESUMO

A compreensão das características e dos procedimentos operacionais dos sistemas de distribuição de energia elétrica é essencial para um planejamento eficiente. No contexto das interrupções, é fundamental analisar as cargas conectadas e seu impacto na rede, bem como realizar medições periódicas para avaliar as condições operacionais, detectar distúrbios e verificar a qualidade da energia fornecida. A qualidade da energia elétrica é mensurada por meio de indicadores regulamentados, que influenciam diretamente a reputação das concessionárias perante os órgãos reguladores e os consumidores. Este estudo investiga a análise e o controle de interrupções em sistemas de distribuição de energia, destacando sua influência na determinação dos indicadores de continuidade. A partir desses indicadores, estratégias podem ser formuladas para aprimorar a confiabilidade e a qualidade do fornecimento, minimizando penalizações regulatórias. O principal objetivo das concessionárias é estabelecer metodologias eficazes para a restauração da energia com segurança e no menor tempo possível, garantindo a continuidade do serviço e a satisfação dos consumidores.

Palavras-chave: Análise de Interrupções; Controle de Interrupções; Interrupções Programadas; Interrupções não programadas; Qualidade da Energia Elétrica; Indicadores de Continuidade.

ABSTRACT

Understanding the characteristics and operational procedures of power distribution systems is essential for effective planning. In the context of interruptions, it is crucial to analyze the connected loads and their impact on the network, as well as to conduct periodic measurements to assess operating conditions, detect disturbances, and verify power quality. Power quality is measured through regulated indicators, which directly influences the reputation of utilities among regulatory agencies and consumers. This study investigates the analysis and control of interruptions in power distribution systems, highlighting their influence on continuity indicators. Based on these indicators, strategies can be formulated to enhance the reliability and quality of power supply, minimizing regulatory penalties. The primary objective of utilities is to establish efficient methodologies for restoring power safely and in the shortest possible time, ensuring service continuity and customer satisfaction.

Keywords: Interruption analysis; Interruption control; Scheduled interruptions; Unscheduled interruptions; Power quality; Continuity indicators.



1 INTRODUÇÃO

Para os sistemas de distribuição do Brasil, os procedimentos de operação são estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de modo que as distribuidoras e demais agentes formulem os planos e programas operacionais. Nestes, devem estar presentes a programação de intervenções em instalações, o controle da carga em situação de contingência ou emergência, o controle da qualidade do suprimento de energia elétrica e a coordenação operacional dos sistemas (ANEEL, 2022).

Através do CO das distribuidoras e demais agentes, é estabelecido um relacionamento operacional uniforme, garantindo a harmonia do sistema. O CO é responsável por coordenar e executar o processo de programação de intervenções no sistema de distribuição, em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o agente de transmissão. As solicitações de intervenção são analisadas pelo CO, que decide pela aprovação, cancelamento ou aprimoramento, considerando o impacto na rede e priorizando medidas preventivas para assegurar a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia.

No caso de intervenções não programadas, o CO caracteriza se ela é emergencial ou de urgência, informando sempre ao ONS as manobras e os desligamentos que podem gerar impactos importantes na rede. Os pedidos de intervenções são encaminhados ao CO por consumidores, distribuidoras, centrais geradoras (CGs) e centros de despacho de geração distribuída. O planejamento das intervenções é realizado pela distribuidora ou pelo agente de distribuição das Demais Instalações de Transmissão (DIT), incluindo a análise prévia de riscos de acidentes. Além disso, devem ser informadas ao ONS todas as intervenções que possam interferir no sistema de transmissão (ST) ou no despacho de geração centralizado.

No presente trabalho, será abordado o controle e a análise das ocorrências em sistemas de distribuição de energia elétrica. Com caráter explicativo, serão apresentados os procedimentos relacionados ao atendimento das ocorrências provenientes de interrupções programadas e não programadas. O restante do artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção II apresenta os aspectos considerados no planejamento de uma interrupção e os critérios para a solicitação de intervenção. A Seção III aborda as principais características das interrupções programadas. A Seção IV trata das interrupções não programadas. A Seção V discute o atendimento a ocorrências e os indicadores de continuidade na distribuição de energia elétrica. Por fim, a Seção VI apresenta as conclusões do estudo.

2 INTERRUPÇÕES

Uma interrupção é caracterizada pela descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico (CEEE-D, 2010). Toda e qualquer interrupção, programada ou não, impacta negativamente a percepção do público sobre a concessionária distribuidora, além de gerar prejuízos financeiros. Dessa forma, o CO é responsável por reduzir as interrupções por meio de um



planejamento operativo adequado, em conformidade com as normas e procedimentos vigentes (ELETROBRAS, 1982).

Diversos aspectos devem ser considerados no planejamento de uma interrupção, tais como:

- recursos operacionais disponíveis para minimizar o trecho defeituoso;
- duração, horário e conveniência da interrupção;
- segurança das manobras;
- importância, tipo e classificação dos consumidores afetados;
- necessidade de emissão de avisos aos consumidores;
- consequências da interrupção.

2.1 PROGRAMAÇÃO DE INTERVENÇÕES

A programação de intervenções deve ser realizada com o objetivo de garantir a operacionalidade dos equipamentos e minimizar os riscos para o sistema elétrico (ANEEL, 2022). Dessa forma, a otimização das intervenções ocorre por meio de acordos entre distribuidoras, agentes de transmissão, centrais geradoras (CGs), consumidores e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), assegurando a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Com relação aos prazos para solicitação de um pedido de intervenção, o pedido de desligamento que implique interrupções para os consumidores deve ser encaminhado ao CO com pelo menos 10 dias úteis de antecedência. Já as solicitações que não resultem em interrupção para os consumidores devem ser feitas com, no mínimo, 5 dias úteis de antecedência. Nos casos em que haja transferência de carga entre subestações da rede de operação, a comunicação ao ONS deve ser feita com uma antecedência mínima de 15 dias (ANEEL, 2022). Além disso, é dever da distribuidora informar os acessantes sobre as interrupções programadas, conforme estabelecido pela regulamentação vigente (ANEEL, 2022).

2.2 CONDIÇÕES E CRITÉRIOS DAS SOLICITAÇÕES DE INTERVENÇÕES

A programação das intervenções está sujeita a condições específicas, que devem ser analisadas pelo CO antes da liberação dos trabalhos em equipamentos e instalações do sistema elétrico. A preservação da segurança dos equipamentos, trabalhadores, instalações e bens de terceiros deve ser garantida, além da segurança do próprio sistema.

A qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores deve estar dentro dos padrões normatizados. Além disso, a compatibilização das intervenções simultâneas e a observância dos procedimentos de rede do Sistema Interligado Nacional (SIN) são critérios fundamentais para a aprovação das solicitações.



Os desligamentos de urgência independem do período de carga, mas são programados para momentos que minimizem impactos ao sistema. No entanto, existem algumas condições impeditivas para a realização das intervenções, tais como:

- condições climáticas adversas;
- impedimentos de acesso às equipes de trabalho;
- atendimento de urgência ou ocorrência em andamento no sistema;
- indisponibilidade de recursos operacionais.

3 INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS

A interrupção programada é caracterizada pela descontinuidade do fornecimento de energia precedida de um aviso prévio, com tempo preestabelecido, para viabilizar intervenções no sistema de distribuição. A distribuidora tem a obrigação de notificar todos os consumidores da área afetada, informando a data, a hora de início e o tempo estimado da interrupção.

O tempo de duração de uma interrupção programada deve, preferencialmente, não exceder quatro horas consecutivas, sendo recomendável que não ocorra mais de duas interrupções em uma mesma área dentro de um período de 15 dias. Procedimentos específicos são estabelecidos para cada faixa de tensão e tipo de consumidor no que diz respeito à comunicação e aos avisos obrigatórios.

3.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA

No planejamento operacional das interrupções programadas, todos os consumidores industriais ou comerciais atendidos em tensão igual ou inferior a 1 kV, conectados ao trecho afetado, devem ser identificados para priorização no atendimento. Esses consumidores devem receber um aviso formal por escrito, informando o dia, a hora e a duração estimada da interrupção com antecedência mínima de três dias úteis.

Os demais consumidores devem ser informados por meios de comunicação eficazes, como rádio, televisão ou internet, com um prazo mínimo de 72 horas antes da interrupção. Esse procedimento visa minimizar transtornos e garantir que os usuários possam se planejar diante da descontinuidade temporária do fornecimento.

3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

Todas as interrupções programadas na rede de distribuição devem ser previamente comunicadas e aprovadas pelo CO, mesmo aquelas que forem momentâneas e realizadas exclusivamente para manobras operacionais. No caso das interrupções sustentadas na rede primária, a concessionária deve notificar os consumidores por meio de veículos de imprensa com pelo menos 72 horas de antecedência.



Unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, com demanda contratada igual ou superior a 500 kW, devem ser notificadas formalmente por meio de correspondência escrita com um prazo mínimo de cinco dias úteis. O mesmo procedimento deve ser adotado para unidades consumidoras conectadas em tensão inferior a 69 kV que prestam serviços essenciais, garantindo que a interrupção não comprometa a continuidade de operações críticas.

4 INTERRUPÇÕES NÃO PROGRAMADAS

As interrupções não programadas são eventos inesperados que resultam na descontinuidade do fornecimento de energia elétrica, podendo ser ocasionadas por falhas em equipamentos, condições climáticas adversas, interferências externas ou ações humanas. A compreensão dos fatores que caracterizam cada desligamento nos sistemas de distribuição é fundamental para permitir uma análise que possibilite a previsão, o registro e a mitigação desses eventos no futuro.

As causas das interrupções são variadas, devido ao caráter aleatório dessas ocorrências. No entanto, com base em análises históricas de falhas, é possível identificar padrões de interrupção e classificá-las nos principais grupos que impactam os índices de confiabilidade das concessionárias, tais como:

- falhas em equipamentos;
- interferência de animais ou vegetação em contato com a rede;
- condições climáticas extremas (ventos fortes, tempestades, descargas atmosféricas);
- interferência humana (vandalismo, acidentes de trânsito, obras próximas à rede).

A partir da identificação dessas ocorrências, torna-se possível direcionar recursos de forma mais eficiente e econômica, reduzindo a frequência e a duração das interrupções de energia elétrica.

4.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA

Após a detecção de uma interrupção na rede secundária, é necessário avaliar a extensão dos danos, estimar o tempo médio de reparo e identificar a localização exata da falha. Com base nessas informações, as equipes de emergência iniciam o processo de reparo, garantindo que todas as condições técnicas e de segurança sejam atendidas.

Os consumidores prioritários devem ser informados imediatamente sobre a ocorrência. Os demais consumidores são notificados apenas se o tempo estimado de reparo for elevado, visando reduzir impactos e proporcionar previsibilidade no restabelecimento do serviço.



4.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

Quando a falha ocorre na rede primária, o CO deve avaliar as contingências operacionais do sistema, planejar as manobras necessárias, acionar os recursos disponíveis e notificar os consumidores prioritários. Caso o tempo de reparo seja significativo, o serviço de relações públicas da concessionária deve emitir comunicados oficiais, garantindo a transparência e a correta comunicação com os consumidores afetados.

5 ATENDIMENTO A OCORRÊNCIAS E INDICADORES DE CONTINUIDADE

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O atendimento às ocorrências emergenciais é avaliado por meio de indicadores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras. Esses indicadores são apurados mensalmente pelas concessionárias e expressos em minutos, permitindo a análise da eficiência operacional no restabelecimento do fornecimento de energia.

Os principais indicadores de atendimento incluem:

- **Tempo Médio de Preparação (TMP)** – intervalo entre o recebimento da ocorrência e o deslocamento da equipe técnica;
- **Tempo Médio de Deslocamento (TMD)** – período entre a saída da equipe e sua chegada ao local da ocorrência;
- **Tempo Médio de Execução (TME)** – duração necessária para a conclusão do reparo e normalização do sistema;
- **Número de Ocorrências Emergenciais (NUMOCORR)** – total de eventos registrados dentro do período analisado;
- **Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia (NIE)** – quantidade de eventos que resultaram em descontinuidade do fornecimento (ANEEL, 2024).

Na execução dos serviços pelas turmas de emergência, o objetivo principal é restabelecer o serviço com segurança e eficiência, minimizando impactos na continuidade do fornecimento. Além da restauração da energia, busca-se garantir a segurança dos trabalhadores e das instalações, reduzindo as consequências das falhas de material e prevenindo novas ocorrências.

A obtenção e o monitoramento contínuo dos indicadores permitem a formulação de estratégias para otimizar o tempo de atendimento às interrupções. Além disso, possibilitam um acompanhamento preciso por parte do órgão regulador e oferecem aos consumidores maior transparência na avaliação da qualidade dos serviços prestados.



5.2 INDICADORES DE CONTINUIDADE

No contexto do Sistema Elétrico de Potência (SEP), os indicadores de continuidade são amplamente utilizados para aferir a confiabilidade do fornecimento e a qualidade operacional das concessionárias. Entre os principais indicadores, destacam-se:

- **Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)** – tempo total de interrupções para uma unidade consumidora dentro de um período determinado, conforme a Equação 1:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1)$$

onde, t representa o tempo da duração da interrupção i ; i representa o índice de interrupções da unidade consumidora considerada; $t(i)$ representa o tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada.

- **Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)** – número total de interrupções que afetaram uma unidade consumidora no período analisado.
- **Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)** – maior tempo de interrupção contínua ocorrido dentro do período de medição.
- **Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora (DICRI)** – tempo de interrupção registrado em dias considerados críticos para o fornecimento de energia.
- **Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)** – indicador calculado pela Equação 2:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (2)$$

onde, $DIC(i)$ corresponde ao DIC de cada consumidor (i) e Cc corresponde ao número total de unidades consumidoras faturadas.

- **Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)** – métrica definida pela Equação 3:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (3)$$



onde, $FIC(i)$ corresponde ao FIC de cada consumidor (i) e Cc corresponde ao número total de unidades consumidoras.

Os limites dos indicadores variam conforme fatores específicos de cada concessionária, sendo definidos em conformidade com as regulamentações aplicáveis. Caso os valores estipulados sejam ultrapassados, a distribuidora está sujeita a penalizações pela ANEEL.

A correta utilização dos indicadores permite às concessionárias realizarem análises críticas sobre seus sistemas de distribuição, promovendo melhorias operacionais e evitando sanções regulatórias. Além disso, contribuem para a construção de uma imagem institucional positiva, demonstrando compromisso com a qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O adequado funcionamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica requer um planejamento eficiente e a adoção de metodologias que garantam a continuidade e a qualidade do fornecimento. A análise e o controle das interrupções desempenham um papel fundamental na formulação de estratégias que minimizem os impactos das descontinuidades, assegurando a confiabilidade do sistema e a conformidade com os padrões regulatórios.

Neste estudo, foram abordados os aspectos essenciais relacionados ao controle e à análise das interrupções em sistemas de distribuição. Foram apresentadas as diretrizes para o atendimento a ocorrências, diferenciando as interrupções programadas das não programadas e destacando a importância do planejamento para minimizar seus efeitos.

No caso das interrupções programadas, a observância dos prazos e critérios estabelecidos para a comunicação aos consumidores é fundamental para garantir a previsibilidade e a mitigação dos impactos. Já nas interrupções não programadas, a identificação das causas possibilita o direcionamento eficiente de recursos para ações corretivas, reduzindo a duração e a frequência dos eventos.

Os indicadores de continuidade representam ferramentas essenciais para a avaliação do desempenho das concessionárias, permitindo o aprimoramento dos processos operacionais e a adoção de medidas preventivas. O monitoramento desses índices possibilita não apenas a adequação aos requisitos regulatórios, mas também a construção de um sistema elétrico mais robusto e eficiente.

Dessa forma, este estudo reforça a importância do planejamento operacional, da implementação de estratégias eficazes e da utilização de indicadores como subsídios para a tomada de decisão. O aprimoramento contínuo desses processos contribui diretamente para a melhoria da qualidade da energia elétrica fornecida, garantindo maior confiabilidade ao sistema e satisfação aos consumidores.



REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição*. Resolução Normativa. Janeiro de 2022.

ELETROBRAS. *Manutenção e operação de sistemas de distribuição*. Coleção Distribuição de Energia Elétrica, Volume 4. Rio de Janeiro: Editora Campus/Eletrobras, 1982.

CEEE-D. *Interrupções programadas*. Procedimentos de distribuição. Março de 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações*. Resolução Normativa. Janeiro de 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *Indicadores de Tempo de Atendimento às Ocorrências Emergenciais*. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Tempos_medios_de_atendimento. Acesso em: 04 nov. 2024.

SPERANDIO, M. *Metodologia para o planejamento da automação de sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2008. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.