

MICRORREDES NÃO ISOLADAS EM BAIXA TENSÃO NO BRASIL: POTENCIAL DE INTEGRAÇÃO PARA MELHORIA DE INDICADORES DE CONTINUIDADE

Pedro Ferreira Torres – pftorres@usp.br

João Tavares Pinho

Roberto Zilles

Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente

Resumo. A baixa confiabilidade de redes de distribuição ainda está presente em muitas regiões do Brasil, principalmente no que concerne aos altos níveis de interrupções vivenciados pelos consumidores em baixa tensão. A esse respeito, elevados investimentos ainda são necessários em infraestrutura de rede para garantir o suprimento contínuo, especialmente durante condições climáticas adversas. Uma alternativa aos investimentos estruturantes convencionais consiste na utilização de recursos energéticos distribuídos (RED) que possam operar como backup durante faltas na rede primária, garantindo o suprimento aos consumidores em baixa tensão até o reestabelecimento da média tensão. Neste trabalho, faz-se uma avaliação do potencial de integração de microrredes em redes de distribuição secundária com vistas à melhoria de indicadores de continuidade, especificamente DEC (Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora). O trabalho parte de um levantamento das principais características e configurações de redes secundárias (baixa tensão) adotadas por concessionárias de distribuição no Brasil, tais como: presença de dispositivos de proteção e seccionamento, configuração dos ramais, densidade de carga e fatores geradores de interrupções. Em seguida, propõe-se uma metodologia para avaliação do potencial de integração de RED para formar microrredes em baixa tensão, a partir do cálculo dos requisitos mínimos de potência e energia que o RED deve dispor para atendimento da demanda e do consumo em condições de contingência. Por fim, apresentam-se dois estudos de caso aplicados em redes secundárias com características distintas, localizadas na área de concessão da Equatorial-PA, a fim de demonstrar a aplicabilidade da metodologia.

Palavras-chave: Confiabilidade da distribuição, Microrredes não isoladas, Recursos energéticos distribuídos.

1. INTRODUÇÃO

Apenas em 2022 foram investidos cerca de R\$ 7,1 bilhões pelas concessionárias de distribuição em obras de melhorias de rede (ANEEL, 2023a), ou seja, obras relacionadas exclusivamente com a melhoria da qualidade e da confiabilidade do sistema de distribuição. Ainda, de acordo com os planos de desenvolvimento da distribuição das concessionárias, os investimentos planejados para o próximo quinquênio (2023 a 2027) são superiores a R\$ 37 bilhões. Os dados históricos recentes de continuidade do suprimento atestam que tais investimentos resultam, de fato, em melhorias na confiabilidade das redes de distribuição no país, que vêm apresentando redução consistente nos indicadores de duração e frequência das interrupções nos últimos anos. Por outro lado, apesar do histórico recente de melhorias ser positivo, muitas regiões do Brasil ainda sofrem com níveis elevados de interrupções, principalmente se comparados aos níveis em países desenvolvidos. Considerando-se a premência de reduzir as taxas de interrupção de suprimento de energia elétrica em uma sociedade cada vez mais dependente deste recurso e os elevados montantes despendidos para tal, torna-se importante a busca por alternativas de planejamento e operação da distribuição, que contribuam para a melhoria da confiabilidade. Ainda, é importante que tais alternativas possam ser aplicadas com relativa celeridade e que sejam economicamente viáveis.

Dentre as alternativas de planejamento, destaca-se a integração de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) capazes de operar ilhados, como forma de garantir a continuidade do suprimento em condições de contingência na rede de distribuição. Do ponto de vista da confiabilidade, tais RED podem operar na rede secundária de distribuição de maneira análoga às unidades de alimentação ininterrupta (UPS, popularmente conhecidas como *nobreak*), frequentemente utilizadas em instalações elétricas para atendimento de cargas críticas. Tal alternativa vem sendo amplamente investigada na literatura, motivada principalmente pela expansão dos RED e por demandas de confiabilidade e resiliência frente às crescentes preocupações com eventos climáticos extremos. Igder, Liang e Mitolo (2022) apresentam uma revisão abrangente de metodologias de planejamento para restauração do suprimento através da formação de microrredes, com foco em métodos de particionamento da rede primária de distribuição. Rupolo, Contretas e Mantovani (2021) apresentam uma metodologia para planejamento de redes de distribuição de média e baixa tensões (MT e BT, respectivamente), considerando a formação de microrredes com foco na melhoria da resiliência. Malaczek, Wasiak e Mienski (2019) propõem a formação de microrredes em baixa tensão utilizando RED para melhoria da confiabilidade e da qualidade de

energia, além de apresentar um algoritmo para gerenciamento de energia no dispositivo de armazenamento de energia, de modo a garantir a possibilidade de operação ilhada a qualquer momento.

Geralmente, microrredes não isoladas são aplicadas para aumentar a confiabilidade e reduzir custos operacionais. No Brasil, há pouca exploração dessas aplicações, mas há crescente interesse de órgãos reguladores e distribuidoras devido ao aumento da geração distribuída e à integração de tecnologias como armazenamento e veículos elétricos. Projetos-piloto de distribuidoras como ENEL-SP (ENEL, s.d.), CPFL/Unicamp (CPFL, s.d.) e COPEL (COPEL, s.d.), juntamente com iniciativas da ANEEL (ANEEL, 2020; ANEEL, 2021), indicam esse interesse. Na academia, pesquisas como a tese de Bellido (2018) e a dissertação de Cipolla (2021) contribuíram para esse campo no Brasil.

Com base no levantamento da literatura, verifica-se o potencial técnico de integração de RED para formação de microrredes em baixa tensão. Contudo, nota-se uma ausência de metodologias que possam ser aplicadas em redes reais de baixa tensão e que considerem uma avaliação detalhada do potencial de melhoria dos indicadores de continuidade. Nesse contexto, este artigo propõe uma avaliação do potencial de integração de microrredes em redes de distribuição secundária, com vistas à melhoria de indicadores de continuidade, especificamente DEC (Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora). As demais seções do presente artigo estão distribuídas como segue: na Seção 2, faz-se um levantamento das principais características e configurações de redes secundárias (em BT) adotadas por concessionárias de distribuição no Brasil com foco em aspectos de confiabilidade; na Seção 3 apresenta-se a metodologia para avaliação do potencial de integração de microrredes não isoladas em BT, que é exemplificada a partir de dois estudos de caso apresentados na Seção 4; por fim, são apresentadas as conclusões do trabalho.

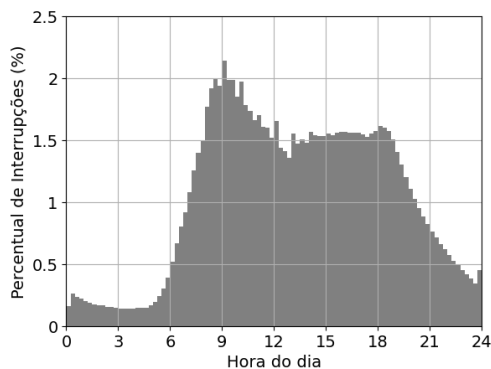
2. CONTINUIDADE DO SUPRIMENTO NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

Para compreender o potencial de adoção de RED para melhoria de continuidade nas redes de BT, é fundamental identificar as práticas de planejamento e operação destas redes adotadas pelas concessionárias brasileiras. Para isso, esta seção dedica-se a fazer um levantamento dos principais índices de continuidade e características das interrupções no Brasil, bem como de características construtivas e operacionais de redes de baixa tensão pertencentes à concessionária de distribuição objeto dos estudos de caso apresentados na Seção 4 deste artigo.

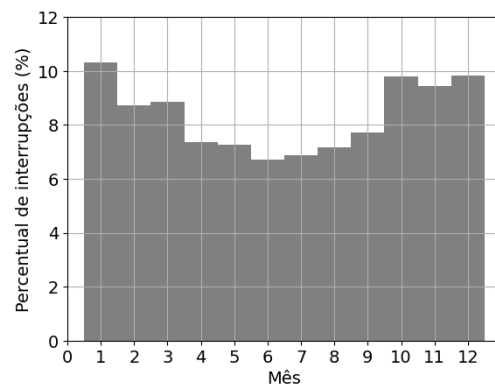
2.1 Diagnóstico das interrupções em redes de distribuição no Brasil

Os dados utilizados no levantamento a seguir foram extraídos do portal de dados abertos da ANEEL (ANEEL, 2023b), sendo considerados os dados para um período de cinco anos (janeiro de 2018 a dezembro de 2022), totalizando um universo de 34,7 milhões de eventos de interrupções em redes de distribuição no país. A Fig. 1 apresenta dados referentes ao período de ocorrência e duração das interrupções no Brasil, sendo indicados como o número percentual em relação ao total de interrupções. A Fig. 1(a) indica que a maioria das interrupções são reportadas no início da manhã (entre 8 h e 10 h), estando diretamente relacionadas ao início das atividades comerciais. É importante destacar que o horário indicado na Fig. 1(a) não expressa, necessariamente, o horário de ocorrência da interrupção, mas sim o horário em que a distribuidora toma ciência do evento, que em grande parte das situações ocorre mediante comunicação por parte das unidades consumidoras afetadas. Em todo caso, percebe-se que a grande maioria das interrupções são reportadas em período diurno, o que pode vir a favorecer, por exemplo, a operação de trechos isolados da rede com geração fotovoltaica, reduzindo o número de consumidores afetados.

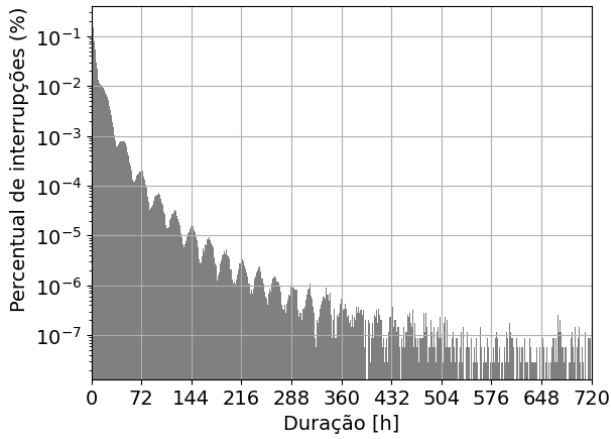
A Fig. 1(b) ilustra a distribuição do número de interrupções ao longo dos meses do ano, onde é possível perceber uma relativa sazonalidade, sendo os meses de verão aqueles com maior número de interrupções. Isto pode ser explicado, em parte, pela maior frequência de fenômenos atmosféricos e ambientais que ocasionam interrupções, como descargas atmosféricas e tempestades, mais frequentes nos meses de verão. Em todo caso, a diferença relativa no número de interrupções ao longo dos meses do ano não é tão significativa, variando em uma faixa de 6,8 % (junho) a 10,5 % (janeiro).



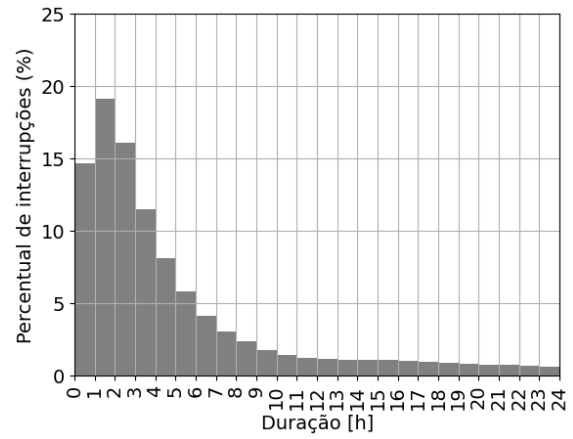
(a) distribuição do número de interrupções ao longo das horas do dia



(b) distribuição do número de interrupções ao longo dos meses do ano



(c) distribuição da duração das interrupções com limite máximo de 720 horas



(d) distribuição da duração das interrupções com limite máximo de 24 horas

Figura 1 - Dados das interrupções nas redes de distribuição no Brasil (2018-2022). Fonte: Autoria própria, a partir de dados em ANEEL (2023b).

As Figs. 1(c) e 1(d) ilustram a distribuição da duração das interrupções, em horas. Na Fig. 1(c) tem-se o percentual de interrupções em escala logarítmica, sendo possível observar que existem casos registrados de interrupções que duraram dezenas de dias. Contudo, aproximadamente metade das interrupções encontra-se na faixa de até 3 h de duração, como detalhado na Fig. 1(d), filtrando-se apenas os registros de interrupções de até 24 h. Na Fig. 1(d) não estão sendo consideradas interrupções com duração inferior a 3 minutos, de modo a avaliar apenas o impacto de interrupções de longa duração, conforme definição dos procedimentos de distribuição (PRODIST). Os dados apresentados na Fig. 1(d) indicam que sistemas de *backup* de energia com autonomia de até 3 h projetados para operação ilhada durante interrupções podem impactar significativamente na melhoria de indicadores de continuidade das unidades consumidoras.

Na Fig. 2 apresenta-se um levantamento dos principais fatores geradores de interrupção (FGI) e nível de tensão de origem do evento, para o mesmo espaço amostral indicado anteriormente. Para determinar o impacto de cada FGI e nível de tensão, propõe-se utilizar indicadores de contribuição percentual de cada evento para o DEC e FEC anual dos conjuntos (C_{DEC} e C_{FEC} , respectivamente), calculados conforme as Eqs. (1-4):

$$C_{DEC,i}^* = \sum_j^{N_{EVT,i}} \frac{d_j \times N_{AUC,j}}{DEC_j \times N_{TUC,j}} \quad \forall i \in \{FGI\} \text{ ou } \{NT\} \quad (1)$$

$$C_{FEC,i}^* = \sum_j^{N_{EVT,i}} \frac{N_{AUC,j}}{FEC_j \times N_{TUC,j}} \quad \forall i \in \{FGI\} \text{ ou } \{NT\} \quad (2)$$

$$C_{DEC,i} = 100 \times C_{DEC,i}^* / \sum_{\forall i \in \{FGI\} \text{ ou } \{NT\}} C_{DEC,i}^* \quad (3)$$

$$C_{FEC,i} = 100 \times C_{FEC,i}^* / \sum_{\forall i \in \{FGI\} \text{ ou } \{NT\}} C_{FEC,i}^* \quad (4)$$

onde $N_{AUC,j}$ e $N_{TUC,j}$ são o número de unidades consumidoras atingidas em um evento j e o número total de unidades consumidoras do conjunto, respectivamente; $N_{EVT,i}$ é o número de eventos causados por um fator gerador de interrupção i , pertencente ao conjunto $\{FGI\}$; d_j é a duração do evento j ; DEC_j e FEC_j são o DEC e o FEC anual do conjunto onde ocorreu o evento j , respectivamente; $C_{DEC,i}^*$ e $C_{FEC,i}^*$ são os valores absolutos de contribuição de cada evento para o DEC e FEC, respectivamente; e $C_{DEC,i}$ e $C_{FEC,i}$ são os valores percentuais de contribuição de cada evento para o DEC e FEC, respectivamente. O mesmo equacionamento se aplica para o conjunto de níveis de tensão, $\{NT\}$.

A partir da Fig. 2, percebe-se que as maiores contribuições para duração e frequência equivalente das interrupções são originárias em eventos na média tensão (13,8 kV), correspondentes à distribuição primária. Tal fato indica que soluções de *backup* em BT, sejam elas individuais, em edificações com múltiplas unidades consumidoras (EMUC) ou a nível de rede de distribuição secundária, podem contribuir para uma redução expressiva dos índices de interrupção. Em relação aos resultados de FGI, é importante ressaltar que, na prática, as distribuidoras têm grande dificuldade de determinar o fator gerador das interrupções, gerando assim uma grande quantidade de eventos com FGI indicado como “não identificado” ou “não classificado”. Ainda assim, é possível observar que o principal FGI, tanto em termos de C_{DEC} quanto em termos de C_{FEC} , corresponde a “falha de material ou equipamento”, seguido por “árvore ou vegetação”, “vento” e “descargas atmosféricas” (ignorando-se os eventos de origem não identificada). Percebe-se o elevado impacto de fatores ambientais, como por exemplo tempestades, associadas a vento e descargas atmosféricas, cuja previsão pode ser utilizada

como dado de entrada no gerenciamento de sistemas de *backup*, de modo a preparar os RED para uma eventual interrupção no curto prazo. Além disso, interrupções programadas e desligamentos para manutenção emergencial também apresentam impacto significativo (quando somados, tem contribuição superior a 10 % para o DEC e FEC) e cujo impacto pode ser reduzido por meio de soluções de *backup* na baixa tensão.

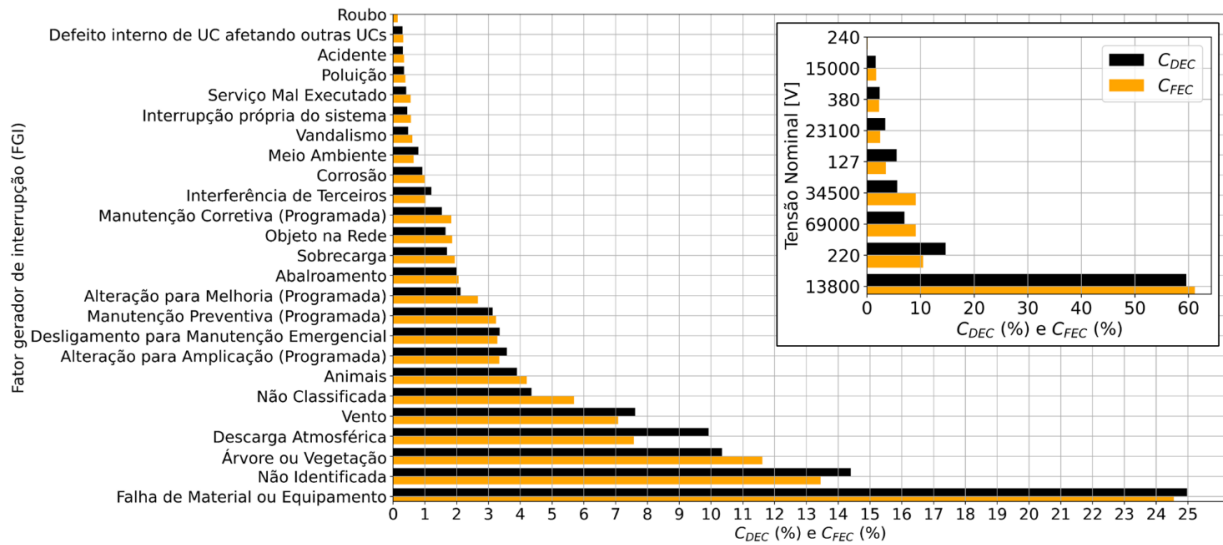


Figura 2 - Dados das interrupções nas redes de distribuição no Brasil (2018-2022): Contribuição percentual de cada fator gerador e nível de tensão para o DEC (C_{DEC}) e FEC (C_{FEC}). Fonte: Autoria própria, a partir de dados em ANEEL (2023b).

2.2 Levantamento de características construtivas, operacionais e de atendimento a ocorrências emergenciais em redes de baixa tensão da Equatorial-PA

Nesta subseção, faz-se um levantamento específico de algumas características construtivas das redes de distribuição secundária na área de concessão da Equatorial-PA, que é objeto dos estudos de caso apresentados na Seção 4. Os dados foram extraídos da revisão mais recente da Base de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD), referente ao ano de 2021 (ANEEL, 2023b). De acordo com a base de dados e com a norma técnica da concessionária (EQUATORIAL, 2022), o padrão de rede secundária é a Rede Secundária Isolada (RSI), utilizando-se cabos de potência, de alumínio, multiplexados, autossustentados, isolados com polietileno termofixo (XLPE), tensões 0,6/1 kV e atendimento em 220/127 V. A Tab. 1 apresenta algumas características obtidas a partir da BDGD.

Tabela 1 - Características das redes de distribuição da Equatorial-PA – ano base 2021. Fonte: Autoria própria, a partir de dados de ANEEL (2023b).

	\bar{x}	σ	min(x)	max(x)	p25%	p50%	p75%	mo(x)
Número de dispositivos de seccionamento na BT	0		0	0				0
Comprimento das Redes Secundárias (m)	365,6	350,9	0,0	4.557	99,7	252,3	529,2	
Número de UC por rede secundária – Urbano	56,9	62,5	1,0	628	5,0	38,0	88,0	1,0
Número de UC por rede secundária – Rural	3,9	10,9	1,0	325	1,0	1,0	2,0	1,0
Pot. nominal dos transformadores de MT/BT (kVA)	25,28	50,81	1,1	6.500	5,0	10,0	25,0	5,0
Carga Instalada por rede secundária (kW)	6,3	16,32	0,0	541	0,1	0,4	1,9	
Configuração do Circuito de MT (%)	Anel Aberto: 99,97				Radial: 0,03			
Tipo de Transformador MT/BT (%)	Monofásico: 70,53		Trifásico: 28,29		M3F*: 1,18			
Circuito MRT* (%)	Sim: 70,53				Não: 29,47			

*MRT: Monofásico com retorno por terra; M3F: Monofásico a três fios (*split-phase*)

\bar{x} : média aritmética, σ : desvio padrão; min(x): mínimo; max(x): máximo; mo(x): moda; $p_{xx\%}$: percentil

A partir da Tab. 1, nota-se que não se utilizam dispositivos de seccionamento na BT, de modo que uma falta em qualquer trecho da rede secundária afeta todas as suas unidades consumidoras. Outra característica pertinente corresponde ao comprimento destas redes, que têm em média 365 m, sendo que metade têm comprimento superior a 252 m, sendo encontradas redes secundárias de comprimento superior a 4 km. O comprimento da rede está diretamente relacionado a sua confiabilidade, principalmente em redes sem dispositivos de seccionamento. As redes da Equatorial-PA cobrem grandes trechos rurais e com baixa densidade de carga, o que explica o elevado percentual de circuitos monofásicos com retorno por terra (MRT), que são mais vantajosos economicamente, apesar da confiabilidade reduzida. Os circuitos de

MT da concessionária são majoritariamente do tipo anel aberto, ou seja, com possibilidade de transferência de tronco de alimentador ou ramal em caso de falta na rede primária.

Em média, a carga instalada por rede secundária é de 6,3 kW, sendo que 75 % das redes têm carga instalada de até 1,9 kW. Vale ressaltar que tais valores de carga instalada correspondem aos valores firmados em contrato com as unidades consumidoras, e presentes nos bancos de dados das concessionárias, que nem sempre estão atualizados. Ainda assim, tal carga relativamente baixa é condizente com as características dos transformadores utilizados, sendo em sua maioria transformadores monofásicos de 5 kVA, com apenas 25 % dos transformadores tendo potência igual ou superior a 45 kVA. Por fim, o número de unidades consumidoras por rede secundária varia significativamente para redes em ambientes urbanos ou rurais, tendo uma média de aproximadamente 57 unidades consumidoras atendidas para cada circuito de BT em ambiente urbano, enquanto em média aproximadamente 4 unidades consumidoras são atendidas para cada circuito de BT em ambiente rural. Em termos absolutos, a Equatorial-PA atende cerca de 544 mil unidades consumidoras em ambiente rural e 2,32 milhões em ambiente urbano.

Os dados de tempo médio de atendimento das ocorrências emergenciais (TMAE) da distribuidora são segmentados por conjunto geográfico de cargas, geralmente correspondentes à região atendida por uma subestação de AT/MT, e são divididos em: tempo médio de preparação (TMP), tempo médio de deslocamento (TMD) e tempo médio de execução (TME). Sendo que o TMAE é dado pela soma de TMP, TMD e TME. O TMAE é um indicativo do tempo que a equipe de emergência da concessionária leva para resolver um problema causador de interrupção, não sendo discriminado em relação a eventos na MT ou BT. Com base nos dados de eventos de interrupções na MT, e considerando os transformadores de distribuição presentes em cada circuito, pode-se correlacionar cada evento originado na MT com o número de circuitos secundários afetados, aferindo-se a duração média por interrupção por alimentador de MT ($DINT_{MT}$) e número médio anual de interrupções por alimentador de MT ($NINT_{MT}$). A Tab. 2 descreve o TMAE, a $DINT_{MT}$ e o $NINT_{MT}$. Lembra-se que os dados correspondem ao período de 5 anos (2018-2022).

Tabela 2 - Características das interrupções e atendimento a ocorrências emergenciais da Equatorial-PA. Fonte: Autoria própria, a partir de dados em ANEEL (2023b).

	\bar{x}	σ	min(x)	max(x)	p25%	p50%	p75%
$TMAE (h)^1$	11,96	4,35	4,99	28,23	9,26	10,68	13,48
$DINT_{MT} (h)^2$	6,58	2,95	0,62	16,82	4,49	6,54	8,25
$NINT_{MT}^2$	211,10	217,88	0,4	1400,8	80,80	156,4	287,2

¹Espaço amostral de 179.365 circuitos de BT; ²Espaço amostral de 132.611 circuitos de BT.

*O espaço amostral utilizado no cálculo de $DINT_{MT}$ e $NINT_{MT}$ é menor do que o utilizado no cálculo do TMAE devido à ausência de dados de interrupção em alguns alimentadores de MT.

Pode-se observar na Tab. 2 que a média e mediana ($p_{50\%}$) de $DINT_{MT}$ estão próximas de 6,5 h, valor significativamente superior à faixa esperada de duração de interrupções de até 3 h, obtida ao se considerar dados de interrupções de todas as concessionárias. Outra característica de destaque consiste no elevado número de interrupções anuais devido a problemas na MT, sendo superior a 211 eventos em média. A área de concessão da Equatorial-PA abrange grande extensão territorial, e muitas vezes de difícil acesso, além da frequente exposição a fenômenos atmosféricos e ambientais, que ocasionam muitas interrupções anuais de longa duração. Dessa forma, verifica-se a importância de analisar caso a caso o potencial de integração de soluções de *backup* em redes de BT, para melhoria de indicadores de continuidade.

3. METODOLOGIA PARA CÁLCULO DA CAPACIDADE ENERGÉTICA NECESSÁRIA PARA MICROREDES NÃO ISOLADAS EM BT

Nesta seção apresenta-se uma metodologia para determinar os requisitos mínimos de potência e energia de um sistema de *backup* para operação ilhada de redes secundárias em caso de falta na rede primária. De maneira geral, dada a disponibilidade de uma fonte despachável (FD, por exemplo sistema fotovoltaico com armazenamento em baterias) um sistema de *backup* em BT pode apresentar uma das seguintes configurações: (a) *backup* não compartilhado de unidade prosumidora (UP), (b) *backup* não compartilhado de EMUC, (c) *backup* compartilhado de UP e (d) *backup* com unidade geradora (UG). Nas configurações de *backup* que envolvem a energização do barramento principal de BT, é preciso instalar, adicionalmente, uma unidade seccionadora em BT (US), com a função de garantir a operação ilhada em BT durante a falta na MT. A Fig. 3 ilustra as possíveis configurações, com a posição das chaves indicada durante a operação emergencial (FD atuando como *backup*).

As configurações (a) e (b) são as mais usuais, em que não há o compartilhamento da GD durante a operação ilhada, mantendo o barramento principal da rede de BT desenergizado. Tais configurações são mais simples, e garantem o suprimento da UP proprietária da FD (ou, das múltiplas unidades consumidoras, no caso de EMUC). Por outro lado, a abrangência de tais configurações é limitada, e as demais unidades consumidoras do circuito de BT permanecem sem suprimento, reduzindo o potencial de melhoria de indicadores de continuidade como um todo. Nas configurações (c) e (d), por outro lado, tem-se um potencial de suprimento superior, pois há o compartilhamento da FD do prosumidor ou da UG entre todas as unidades consumidoras conectadas ao circuito de BT. Por outro lado, tais configurações incorrem

em uma maior complexidade operacional, tanto para a distribuidora quanto para a UP/UG, e não são admitidas no arcabouço regulatório atual.

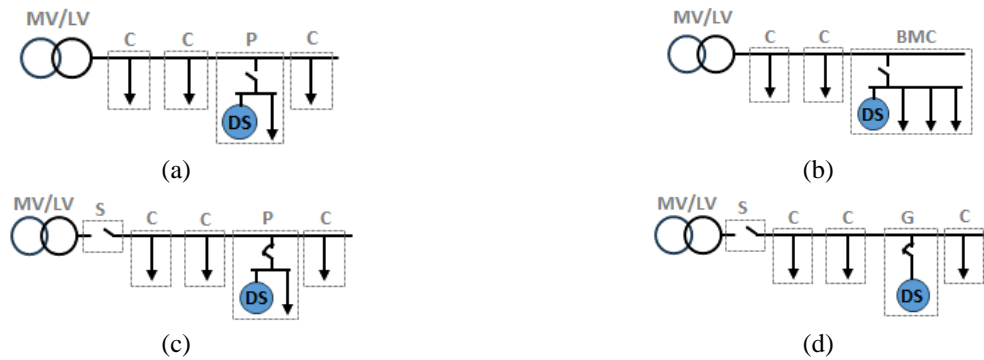


Figura 3 - Configurações para *backup* em redes de BT: (a) *backup* não compartilhado de UP, (b) *backup* não compartilhado de EMUC, (c) *backup* compartilhado de UP e (d) *backup* com UG.

A despeito da atual impossibilidade regulatória, o *backup* compartilhado de UP (Fig. 3(c)) e o *backup* com UG (Fig. 3(d)) são configurações que podem apresentar potencial significativo para melhoria de índices de interrupção. Eventualmente, se tal potencial for constatado, e considerando o benefício mútuo para concessionárias de distribuição, unidades consumidoras, prossumidores e agentes geradores, será recomendável a atualização da regulamentação com vistas ao estabelecimento de condições para integração de tais configurações. Neste contexto, é fundamental o desenvolvimento de metodologias para avaliação de tal potencial.

As configurações (c) e (d) podem ser entendidas como microrredes em baixa tensão não isoladas, ou seja, integradas a um sistema de distribuição preexistente, com capacidade de operação em modo conectado (US fechada) e em modo ilhado (US aberta). Partindo desse entendimento, neste artigo adota-se o termo Recurso Formador de Microrrede (RFM) para designar as unidades de FD das configurações (c) e (d), sejam elas pertencentes a UP ou a UG. Ressalta-se que o RFM deve dispor de capacidade de operação ilhada, atuando como fonte de tensão e com autonomia energética para atendimento das cargas durante a operação ilhada. A seguir, detalha-se o cálculo dos requisitos mínimos de potência e energia do RFM para operação ilhada.

3.1 Requisitos mínimos de RFM para operação ilhada: método determinístico

Sendo $L = \langle l_k \rangle_{k \in N_s}$ a sequência que representa o perfil de carga diário do circuito de baixa tensão em operação ilhada, discretizado em N_s amostras, a potência mínima que deve ser atendida pelo RFM é dada por $P_{RFM} = \max(L)$. Neste trabalho propõe-se que a capacidade de energia mínima a ser garantida pelo RFM seja calculada a partir da Eq. (5), onde D_{ref} é o tempo de autonomia de referência que o RFM deve dispor em operação ilhada, dt é o período de amostragem da curva de carga e $MM(L, u)$ representa a média aritmética móvel de uma sequência L em um intervalo u .

$$E_{RFM} = D_{ref} \times \max(MM(L, u)) \quad (5)$$

$$u = D_{ref} / dt \quad (6)$$

Em uma abordagem conservadora, D_{ref} pode ser considerado como o TMAE do conjunto no qual o circuito de BT está presente. Alternativamente, outros indicadores podem ser utilizados, como por exemplo a $DINT_{MT}$, considerando apenas interrupções originadas na MT. A determinação de D_{ref} impactará diretamente na capacidade energética mínima do RFM, e, por consequência, no custo do sistema. Na metodologia presente neste artigo, optou-se por considerar $D_{ref} = DINT_{MT}$. O perfil de carga diário da rede de BT, L , pode ser obtido a partir da agregação dos perfis de carga de cada unidade consumidora presente no circuito de BT. Tais perfis de carga podem ser obtidos considerando a tipologia de curva de carga atribuída à unidade consumidora, normalizada em relação ao consumo médio diário da UC. Tais valores estão presentes na BDGD, para um período de amostragem de curva de carga de 15 minutos ($dt = 0,25$). A partir dos valores de P_{RFM} e E_{RFM} pode-se avaliar o potencial de melhoria da continuidade nos circuitos de BT, considerando que não haverá interrupções de longa duração no circuito com RFM em função de eventos originados na MT, ou seja, que a transição de modo conectado para modo ilhado ocorre em um período inferior a 3 minutos.

Apesar da potência ter sido aqui determinada de forma simplificada, é importante destacar que o dimensionamento do RFM para atendimento das cargas durante a operação ilhada deve levar em conta diversos outros fatores além do cálculo de P_{RFM} e E_{RFM} , tais como: potência ativa instantânea despachável, reserva de potência operativa e capacidade de potência reativa. Também deve-se verificar a capacidade do RFM de regulação de tensão e frequência, e de operação como formador de rede, considerando a operação de outras fontes de geração distribuída. Contudo, tais parâmetros não estão no escopo do presente trabalho, cujo foco é tratar prioritariamente do dimensionamento energético.

3.2 Capacidade de armazenamento mínima: método probabilístico

O método determinístico para cálculo de E_{RFM} utilizando a Eq. (5) é dependente de D_{ref} , em que, conforme mencionado, diferentes indicadores podem ser utilizados no seu cálculo, a depender de abordagens mais ou menos conservadoras. Por exemplo, o uso de $DINT_{MT}$ ou do TMAE considera valores médios e, assim, limita-se à capacidade de suprimento do RFM, caso a duração da interrupção ultrapasse tais médias e caso a interrupção ocorra em horário de consumo elevado. Entretanto, conforme apresentado na Fig. 1, os eventos de interrupções apresentam grande variabilidade, tanto em termos de duração quanto em termos de horário de ocorrência, de modo que o uso de valores médios pode restringir significativamente o desempenho do RFM. Neste sentido, mediante a disponibilidade de dados históricos de interrupções, pode-se utilizar uma abordagem probabilística para determinar o percentil de eventos de interrupção que podem ser plenamente supridos pelo RFM para uma dada capacidade de armazenamento. Assim, tem-se maior flexibilidade no planejamento do RFM, ao se avaliar o ganho de confiabilidade esperado para diferentes capacidades de armazenamento.

O método probabilístico proposto neste artigo considera duas variáveis aleatórias: δ_i e τ_i , que correspondem à duração da interrupção e ao seu horário de ocorrência, respectivamente. Considera-se que a curva de carga é não-aleatória, e corresponde à sequência L definida anteriormente. Com base nos dados históricos de interrupções, pode-se determinar as funções de densidade de probabilidade das variáveis aleatórias utilizando métodos não paramétricos¹, e, utilizando-se amostragem de Monte Carlo, calcula-se a energia não distribuída (E_{ND}) durante cada interrupção gerada aleatoriamente, a partir da Eq. (7).

$$E_{ND} = dt \times \sum_{k=\tau}^{\delta+\tau} l_k \quad (7)$$

4. ESTUDOS DE CASO

Com base na metodologia para dimensionamento apresentada no item 3.1, e considerando as configurações indicadas nas Figs 3(c) e 3(d), foram desenvolvidos dois estudos de caso para avaliação da integração de RFM em redes de BT e o seu impacto na melhoria da continuidade. Os estudos de caso foram aplicados no sistema da Equatorial-PA, considerando a infraestrutura presente na versão mais atualizada da BDGD (ano base 2021). Em seguida, o item 4.3 apresenta o cálculo probabilístico para ambos os estudos de caso, conforme discutido no item 3.2.

4.1 Rede de BT em ambiente urbano com elevada densidade de carga

Como estudo de caso representativo de rede de BT em ambiente urbano na área de concessão da Equatorial-PA escolheu-se um circuito de BT na cidade de Belém-PA, localizado em um conjunto residencial no bairro Curió. Escolheu-se este circuito dada a sua representatividade em termos de indicadores de continuidade e consumo médio mensal em região urbana da concessionária, bem como a disponibilidade de área não sombreada para instalação de geração distribuída fotovoltaica. A Tab. 3 apresenta algumas características do circuito, cuja distribuição geográfica pode ser visualizada na Fig. 4(a) e a curva de carga típica para dias úteis é apresentada na Fig. 4(b).

Tabela 3 - Características do circuito de BT em ambiente urbano utilizado no estudo de caso. E_{RFM} de referência determinada a partir da Eq. (5).

Número de unidades consumidoras	44	$NINT_{MT}$	71,8
Comprimento [m]	818,34	$DINT_{MT}$ [h]	3,17
Potência do Transformador [kVA]	112,5	Consumo médio mensal/UC [kWh]	423,27
E_{RFM} [kWh]	107,45		

Os consumidores atendidos por este circuito de BT têm característica predominantemente residencial. No ano de 2021, este circuito apresentou $DEC = 9,44$ h e $FEC = 5,57$, valores relativamente elevados, mas dentro do limite regulatório, que para o conjunto do qual este circuito faz parte, estabelece $DEC_{limite} = 10$ h e $FEC_{limite} = 10$.

Com base no dimensionamento apresentado no item anterior, um RFM com potência instalada de 36 kW e capacidade energética de 107 kWh seria necessário para garantir a operação ininterrupta em caso de faltas na rede de MT. Em princípio, tais valores parecem elevados, especialmente em relação à capacidade de armazenamento. Entretanto, ao se avaliar a capacidade instalada por unidade consumidora, tem-se um armazenamento equivalente de 2,45 kWh por UC.

4.2 Rede de BT em ambiente rural e geograficamente espaçada

Como estudo de caso representativo de rede de BT em ambiente rural, escolheu-se um circuito de BT no município de Curuá-PA, localizado em um trecho de alimentador afastado da zona urbana. Escolheu-se este circuito devido à sua representatividade em termos de indicadores de continuidade, consumo médio mensal e densidade de carga para regiões

¹ Para desenvolvimento dos estudos de caso deste artigo, utilizou-se o método não paramétrico KDE (*Kernel Density Estimation*), implementado em Python 3 por meio do pacote *sklearn* (módulo *KernelDensity*).

rurais afastadas de grandes centros de consumo. A Tab. 4 apresenta algumas características do circuito, cuja distribuição geográfica pode ser visualizada na Fig. 5(a) e a curva de carga típica para dias úteis é apresentada na Fig. 5(b).

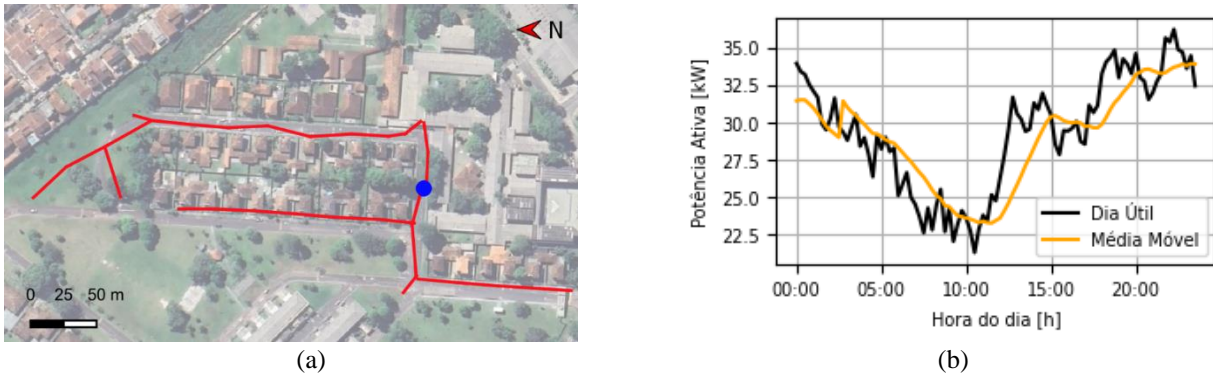


Figura 4 - Estudo de caso de rede de BT em ambiente urbano: (a) rede de BT em vermelho, transformador MT/BT em azul; (b) curva de carga típica desta rede de BT em dia útil e sua média móvel.

Tabela 4 - Características do circuito de BT em ambiente rural utilizado no estudo de caso. E_{RFM} de referência determinado a partir da Eq. (5).

Número de unidades consumidoras	12	$NINT_{MT}$	32,8
Comprimento [m]	790,92	$DINT_{MT}$ [h]	5,28
Potência do Transformador [kVA]	75,0	Consumo médio mensal/UC [kWh]	95,16
E_{RFM} [kWh]	15,56		

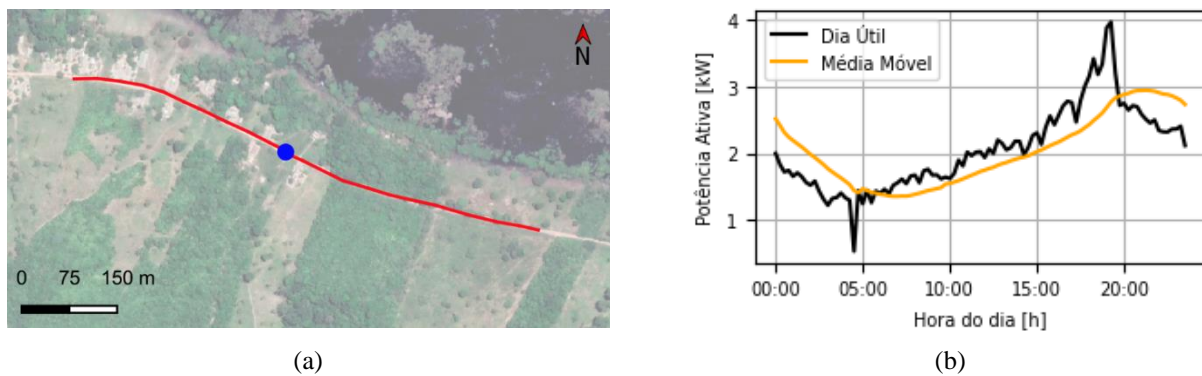


Figura 5 - Estudo de caso de rede de BT em ambiente rural: (a) rede de BT em vermelho, transformador MT/BT em azul; (b) curva de carga típica desta rede de BT em dia útil e sua média móvel.

Os consumidores atendidos por este circuito de BT têm característica predominantemente residencial. No ano de 2021, este circuito apresentou $DEC = 104,95$ h e $FEC = 24,25$, valores elevados e acima do limite regulatório, que, para o conjunto do qual este circuito faz parte, estabelece $DEC_{limite} = 23$ h e $FEC_{limite} = 15$. Com base no dimensionamento apresentado no item anterior, um RFM com potência instalada de 4 kW e capacidade energética de 16 kWh seria necessário para garantir a operação ininterrupta em caso de faltas na rede de MT.

4.3 Avaliação probabilística da capacidade de atendimento das cargas

Na Fig. 6 ilustram-se as densidades de probabilidade das variáveis aleatórias $\hat{\delta}_i$ e τ_i , para um intervalo de 24 h, referente aos dados de interrupções na MT dos circuitos alimentadores dos estudos de caso em Belém (caso urbano) e em Curuá (caso rural). Para o caso urbano, foram consideradas 359 amostras de defeitos na MT no período de 5 anos (2018-2022) e, para o caso rural, 164 amostras no mesmo período. É notável a distribuição distinta para os diferentes casos, sendo que para $\hat{\delta}_i$ tem-se um perfil similar ao obtido a nível nacional (Fig. 1(d)), o mesmo não ocorre com τ_i .

Seguindo o procedimento indicado no item 3.2, realizou-se o cálculo de E_{ND} para um conjunto de 100.000 amostras aleatórias de $\hat{\delta}_i$ e τ_i para cada caso, e obtiveram-se as curvas indicadas na Fig. 7, que representam a capacidade de armazenamento necessária para atendimento de diferentes percentis do total de interrupções ao qual o sistema está sujeito. O eixo das ordenadas na Fig. 7 está normalizado em relação à capacidade energética calculada utilizando a metodologia determinística ($E_{RFM} = 107,45$ kWh e $E_{RFM} = 15,56$ kWh para os casos urbano e rural, respectivamente). Nesta análise, consideram-se as seguintes premissas: (1) o sistema está sujeito a no máximo uma interrupção em um período de 24 h, e

(2) o RFM está com toda capacidade energética disponível para suprimento durante a interrupção, ou seja, está 100 % carregado no momento da interrupção.

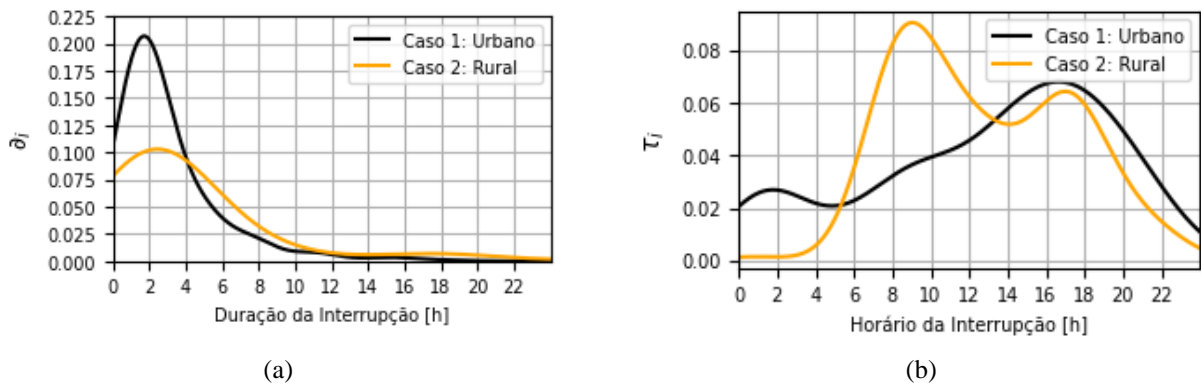


Figura 6 - Funções densidade de probabilidade obtidas a partir da base de dados de interrupções e utilizando método não-paramétrico: (a) δ_i - duração da interrupção e (b) τ_i - horário de ocorrência.

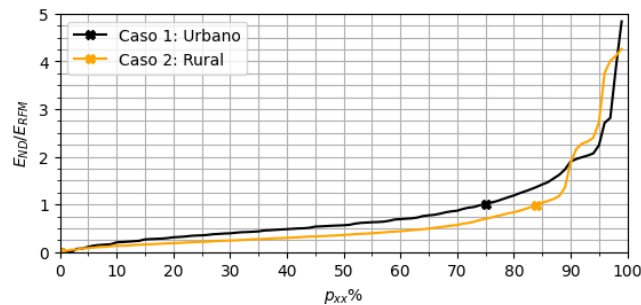


Figura 7 - Percentil do número de interrupções atendidas pelo RFM *versus* capacidade de armazenamento dada em relação ao valor de referência obtido com a metodologia determinística.

Os marcadores na Fig. 7 indicam os pontos em que $E_{RFM} = E_{ND}$, ou seja, pontos limites nos quais o RFM é capaz de suprir durante a interrupção, e correspondem aos percentis $p_{75\%}$ e $p_{84\%}$ para os casos urbano e rural, respectivamente. Ou seja, espera-se que um RFM com capacidade energética de 107,45 kWh seja capaz de suprir totalmente as cargas em 75 % dos eventos de interrupção, e o mesmo raciocínio aplica-se para o RFM dimensionado para o caso rural. Outra interpretação possível da Fig. 7 é a de que caso seja instalado, por exemplo, um RFM com metade da capacidade dimensionada anteriormente, espera-se que no caso rural o RFM atenda o sistema plenamente em 65 % das interrupções.

5. CONCLUSÕES

As interrupções em redes de distribuição secundárias no Brasil apresentam características favoráveis à utilização de RED como forma de *backup* para melhoria da continuidade do suprimento. Dentre elas, destacam-se: a significativa ocorrência de interrupções em horário de disponibilidade de recurso solar; a contribuição expressiva de eventos originados na média tensão; a correlação com eventos de origem ambiental e de fenômenos atmosféricos, de relativa previsibilidade em curto-prazo, o que possibilita a prontidão dos RED; o tempo de reparo praticado pelas distribuidoras e o número de consumidores atendidos por cada rede secundária.

A metodologia proposta para dimensionamento do RFM permite avaliar o nível esperado de atendimento durante eventos de interrupção para diferentes valores de capacidades energéticas instaladas. Assim, tem-se maior flexibilidade no planejamento do RFM, ao se avaliar o ganho de confiabilidade esperado para diferentes capacidades de armazenamento. Os estudos de caso demonstraram a aplicabilidade da metodologia para redes de distribuição secundária com características distintas, e a importância da realização de uma avaliação probabilística caso a caso, para obtenção de resultados realísticos e baseados em dados históricos. Dessa forma, destaca-se a importância do registro adequado dos dados de interrupções, e a manutenção de uma base de dados abrangente e acessível.

Considerando a realidade nacional, algumas questões ainda precisam ser investigadas, com o objetivo de viabilizar a aplicação de RFM em redes secundárias de distribuição. Primeiramente, é fundamental avaliar o interesse por parte dos diferentes *stakeholders*, considerando os potenciais custos, oportunidades e benefícios para concessionárias de distribuição, unidades consumidoras, prossumidores e agentes geradores. Além disso, é premente trabalhar na viabilização deste tipo de aplicação do ponto de vista regulatório. Dessa forma, pretende-se dar continuidade ao trabalho apresentado neste artigo, considerando o impacto da integração em larga escala de RFM no DEC e FEC dos conjuntos.

Agradecimentos

Este trabalho recebeu apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior (CAPES) sob processos no. 88887.716047/2022-00 e no. 88887.609816/2021-00, e pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ) referente ao processo no. 407107/2021-5.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. Painel Interativo do Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), 2023a. Endereço de acesso: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMTg0MDhmNmUtMjZlMjY0OzgxLTk0NzQtNDNkYTQzNDg4MTYzIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acessado em 10 de outubro de 2023.
- ANEEL. Portal de Dados Abertos, 2023b. Endereço de acesso: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/>. Acessado em 03 de novembro de 2023.
- ANEEL. Resolução Autorizativa no. 9224/2020. 2020.
- ANEEL. Tomada de Subsídio nº11/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, julho de 2021.
- Bellido, M. M. H. Microrredes Elétricas: Uma proposta de implementação no Brasil. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, v. Tese (Doutorado em Planejamento Energético), 2018.
- Cipolla, P. L. M. Avaliação Técnica, Econômica, e Social para a Implantação de Microrredes em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Sorocaba: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, v. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), 2021.
- COPEL. Copel e Itaipu colocam microrrede em operação no Oeste do PR. Página da web. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcweb/copel-e-itaipu-colocam-microrrede-em-operacao-no-oeste-do-pr/>. Acesso em: 25 de março de 2022.
- CPFL. Página da web. Disponível em: <https://www.campus-sustentavel.unicamp.br/microrredes/>. Acesso em 03 de novembro de 2023.
- D. Rupolo, J. Contreras and J. R. Sanches Mantovani, "Resilience enhancement in the planning of medium-and low voltage power distribution systems with microgrid formation," 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Espoo, Finland, 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640204.
- ENEL. Projeto Microrredes Inteligentes. Página da web (s.d.). Disponível em: <https://www.enel.com.br/pt-saopaulo/Sustentabilidade/iniciativas/archive/projeto-microrredes-inteligentes-traz-inovao-para-o-mercado-de-energia-brasileiro.html>. Acesso em 03 de novembro de 2023.
- EQUATORIAL. Critérios de projetos de redes de distribuição. NT.005, rev. 02 -2022. Norma Técnica da Distribuidora, Grupo Equatorial Energia, 2022.
- M. A. Igder, X. Liang and M. Mitolo, "Service Restoration Through Microgrid Formation in Distribution Networks: A Review," in IEEE Access, vol. 10, pp. 46618-46632, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3171234.
- Malaczek, M., Wasiake, I. and Mienski, R. (2019), Improving quality of supply in small-scale low-voltage active networks by providing islanded operation capability. IET Renewable Power Generation, 13: 2665-2672. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0193>.

NON-ISOLATED LOW-VOLTAGE MICROGRIDS IN BRAZIL: INTEGRATION POTENTIAL TO IMPROVE CONTINUITY INDICATORS

Abstract. *The low reliability of distribution grids is still present in many Brazilian regions, especially concerning the frequent interruptions experienced by low-voltage consumers. In this respect, large investments are still needed in grid infrastructure, to guarantee continuous supply, especially during adverse weather conditions. An alternative to conventional structural investments is the use of distributed energy resources (DER) that can operate as a backup during faults in the primary distribution, guaranteeing supply to low-voltage consumers until medium-voltage power is restored. This paper evaluates the potential for integrating microgrids into secondary distribution grids with a view to improving continuity indicators, specifically SAIDI and SAIFI. The work starts with a survey of the main characteristics and configurations of secondary distribution grids (low voltage) adopted by distribution utilities in Brazil, such as: presence of protection and disconnection devices, configuration of branches, load density, and the main factors that cause power outages. Next, a methodology is proposed for assessing the potential for integrating DERs to form low voltage microgrids, based on calculating the minimum power and energy requirements that the DER must have to meet demand under contingency conditions. Finally, two case studies applied to secondary distribution grids with different characteristics located in the Brazilian utility Equatorial-PA's concession area are presented, to demonstrate the applicability of the methodology.*

Keywords: *Distribution reliability, non-isolated microgrids, Distributed energy resources.*