

Análise da Viabilidade Técnica de um Sistema de Distribuição Automatizada na Administração Nacional de Eletricidade

Ahmed Coronel, A*, Ramirez Vergara, L. C.**, Ando Junior, O.H.*
Gimenez Ledesma, J.J.*

*Universidade Federal da Integração Latino-Americana (aa.coronel.2019@aluno.unila.edu.br;
oswaldo.junior@unila.edu.br; jorge.ledesma@unila.edu.br)

**Administração Nacional de Electricidade (luis_ramirez@ande.gov.py)

Abstract: The Paraguayan electrical system has a state monopoly under the domain of the National Electricity Administration (ANDE). In the case of the electricity distribution system to measure service quality, the continuity indicators considered are the Equivalent Power Duration (DEP) and Equivalent Power Frequency (FEP), the system does not count the measurement of the Equivalent Interruption Frequency by Consumer (FEC) and Equivalent Duration of Interruption by Consumer (DEC) and does not have a customer-processor association. Currently the values of these indicators are high, which means a low quality of service, this work proposed the application of an automated electrical network interconnecting feeders to each other according to the structure configuration criterion. The interconnection was made through automated switches and disconnectors without modification of the current architecture, for this purpose a delimited sample of Ciudad del Este, Alto Paraná was used. A flowchart was designed to represent the decision making algorithm for smart equipment. The included devices showed a good performance, obtaining results for the improvement of the FEP and DEP indicators by approximately 88% per hour and, as a consequence, the decrease of the Unbilled Energy Loss (PENF) of approximately 112% in the same period.

Resumo: O sistema elétrico paraguaio possui um monopólio estatal sob o domínio da Administração Nacional de Eletricidade (ANDE). No caso do sistema de distribuição de energia elétrica para mensurar a qualidade do serviço, os indicadores de continuidade considerados são a Duração Equivalente de Potência (DEP) e Frequência Equivalente de Potência (FEP), o sistema não conta a medição da Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC) e Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC) e não possui a associação cliente-transformador. Atualmente os valores desses indicadores são elevados, o que significa uma baixa qualidade de serviço, este trabalho propôs a aplicação de uma rede elétrica automatizada interconectando alimentadores entre si de acordo com o critério de configuração da estrutura. A interconexão foi feita através de interruptores e seccionadores automatizados sem modificação da arquitetura atual, para isso foi utilizado uma amostra delimitada de Cidade do Este, Alto Paraná. Um fluxograma foi projetado para representar o algoritmo de processo de tomada de decisão dos equipamentos inteligentes. Os dispositivos incluídos demonstraram um bom desempenho, obtendo resultados para a melhoria dos indicadores FEP e DEP em aproximadamente 88% por hora e, como consequência, a diminuição da Perda de Energia Não-Faturada (PENF) de aproximadamente 112% no mesmo período.

Keywords: Energy Quality; quality of electrical service; smart electrical network; service continuity indicators; electrical distribution systems.

Palavras-chaves: Qualidade de energia; qualidade do serviço elétrico; rede elétrica inteligente; indicadores de continuidade de serviço; sistemas de distribuição elétrica.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos recursos essenciais para o desenvolvimento da sociedade. A maior porcentagem de tecnologia funciona com esse recurso, portanto, seu desenvolvimento aponta fornecer eletricidade de maneira

eficiente, sustentável, econômica e segura para acompanhar o progresso global em todos os aspectos (Slugocki, 2008).

O sistema elétrico de distribuição de média tensão, é uma das partes do elo elétrico, o uso intensivo de tecnologias é essencial para otimizar o recurso elétrico, pois sua operação deve ser boa e confiável (Ling *et al.*, 2002).

As atuais instalações do sistema de distribuição no Paraguai estão sob o domínio da ANDE, e encontrasse com

desenvolvimento inferior em comparação com outros países, a consequência, a rede de distribuição está pouco adaptada às necessidades reais da sociedade atual e do futuro. A concessionária estatal desconhece os cortes em tempo real e origem do problema; em alguns casos, a falta de energia não é atendida até ser comunicada pelos usuários, não possuem equipamentos que possam se comunicar com toda a rede, se acontece algum tipo de falha, como por exemplo, a variação de corrente ou falha em um transformador, eles operam de acordo com as indicações do Centro de Operações de Distribuição (ANDE, 2017a). Para medir a qualidade do serviço, se apoia nos indicadores de continuidade DEP e FEP. Atualmente, os valores desses indicadores são muito altos de acordo com o relatório técnico dos alimentadores (ANDE, 2017b) o que significa uma baixa qualidade de serviço.

Para esses e muitos outros casos, a tendência é a automação das redes de distribuição elétrica (Slugocki, 2008). Uma rede elétrica automatizada é uma rede de transporte e distribuição de energia elétrica que tem a capacidade de entender, assimilar, elaborar informações e usá-las adequadamente, fazendo uso intensivo das tecnologias de informação e comunicação (Berger *and* Iniewsky, 2015).

Como antecedente Fernandez e Gamarra (2014), apresentaram o tópico Projeto de um modelo de rede inteligente para a empresa de distribuição de energia elétrica Electronorte S.A, desenvolveram um protótipo sob o conceito de rede automatizada usando um kit de microcontrolador Arduino que pode ser programado para ler o consumo de energia elétrica.

Herrera (2015), apresenta o trabalho a Descrição das redes inteligentes e sua aplicação em sistemas de distribuição elétrica. Contribui para o conhecimento e desenvolvimento da tecnologia *Smart Grid* no Equador como um roteiro para a implementação de redes inteligentes. Por Padilla (2014), o tópico Estudo de redes inteligentes e recomendações para sua aplicação na economia de energia do Sistema de Distribuição Elétrica da cidade de Maracaibo. Trabalho que contribui com a campanha nacional da Venezuela para à economia da energia.

Foi realizada uma investigação em nível nacional e, no Paraguai, não foi encontrado nenhum antecedente de pesquisa em relação à automação da rede de distribuição elétrica; este trabalho é a primeira proposta para melhorar os indicadores de continuidade de serviço. O presente trabalho busca obter uma percepção do assunto abordado e o principal objetivo é preparar uma análise de viabilidade técnica para a aplicação de uma rede de distribuição automatizada em média tensão, tomando como caso de estudo um sistema real. É inicialmente estruturado com o referencial teórico para definir os conceitos e as problemáticas atuais, seguidos pela metodologia adaptada para a realização do trabalho, para posteriormente obter os principais resultados para a proposta de melhoria dos indicadores de interesse, finalmente uma conclusão dos principais resultados.

2. REFERÊNCIAL TEÓRICO

Atualmente, o setor elétrico busca definir e aumentar o grau de ação em relação à qualidade da energia elétrica que oferece em termos de confiabilidade. Além disso, os sistemas elétricos não são mais sistemas eletromecânicos e estão se tornando sistemas eletroeletrônicos, transformando, assim, os requisitos de qualidade de energia (Berger *and* Iniewsky, 2015).

As linhas de energia elétricas são propensas aos danos causados por causas naturais, falha de equipamentos e curtos-circuitos devido a árvores ou outros objetos externos entre outros tipos de danos (Frazier *and* Bonham, 1996).

Na maioria dos casos, a falha é a consequência direta de danos mecânicos à linha que devem ser reparados pelo homem para restaurar o serviço elétrico (Montoya *et al.*, 2016). Nesses casos, a continuidade e a qualidade do serviço são afetadas, questões que não apenas afetam a qualidade de energia, mas estão diretamente relacionadas à perda de energia não faturada e, em alguns países, as empresas fornecedoras de eletricidade são multadas por um órgão regulador pelas falhas técnicas das linhas sob seu domínio, um exemplo claro é o Brasil onde o regulador dos fornecedores de serviço elétrico é a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Monteiro *et al.*, 2013).

Diante desses problemas no setor elétrico, metodologias e tecnologias foram desenvolvidas para melhorar a qualidade da energia elétrica segundo (Echenique *and* Rivero, 2012) apresenta o design e desenvolvimento de um concentrador para medidores de energia elétrica eletrônicos, responsável por coletar, armazenar e transmitir dados através da rede GSM (Sistema Global de Comunicações Móveis).

Hooshmand e Rabiee (2019), dizem que a reconfiguração da rede também é considerada para otimizar o fluxo de energia, alterando a topologia da rede, o modelo proposto é implementado no sistema de teste radial padrão do barramento do IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) 33 e é resolvido com o software de otimização *General Algebraic Modeling System* (GAMS). De acordo com os resultados da simulação, a estrutura proposta é benéfica tanto pela confiabilidade quanto pelas perspectivas econômicas.

Para os autores Yellagoud *et al.*, (2016), uma das funções mais importantes da automação de distribuição é a localização automatizada de falhas. As técnicas baseadas no conhecimento são cada vez mais bem-sucedidas em melhorar a precisão da localização de falhas nas redes de distribuição de energia. O Sistema de Inferência *Fuzzy* Adaptativa Baseado em Rede (ANFIS) com algoritmo de aprendizado híbrido foi usado neste artigo para chegar a um local preciso da falha. Os modelos de falha da ANFIS projetaram e desenvolveram três estimativas principais no Matlab.

Segundo Poudel e Dubey, (2018), é de interesse de o setor elétrico obter otimização de processos e recursos envolvidos para a detecção, localização e isolamento de falhas, melhorando assim os indicadores de continuidade de serviço do sistema de distribuição. Esses trabalhos citados desenvolvidos propõem o surgimento de uma área elétrica

contemporânea que se ajuste as necessidades do setor elétrico e dos clientes.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia utilizada de acordo com as atividades propostas foi desenvolvida um esboço mostrando as diferentes etapas na Fig. 1.

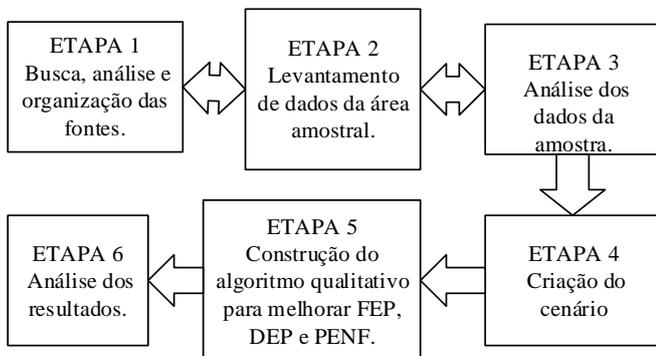


Fig. 1: Metodologia de trabalho.

As três primeiras etapas foram realizadas simultaneamente; no entanto, as etapas quatro, cinco e seis dependiam dos resultados das primeiras etapas. As seis etapas consideradas são descritas a seguir.

ETAPA 1: Busca, análise e organização das fontes: Consistiu na busca de informações através da técnica bibliográfica ou documental. Para a análise e organização da informação, foi utilizada a abordagem qualitativa, técnica de análise da informação.

ETAPA 2: Levantamento de dados da área amostral: Foi utilizada a técnica de pesquisa de campo com uma abordagem quantitativa da área amostral. Os instrumentos da técnica utilizada foram:

I. Questionários: estruturados com perguntas abertas e preenchidos por referentes da área, os questionários foram necessários devido à importância de elucidar algumas questões do Centro de Operações de Distribuição da concessionária.

II. Folhas de registro: Para os dados coletados para análise posterior. Foi importante trabalhar com dois tipos de folhas de registro, a primeira dos dados fornecidos pela concessionária e a segunda da pesquisa de dados de campo.

III. Análise documental do tipo digital: foram analisados os documentos não impressos fornecidos pela estatal para trabalhar com os dados que o provedor manipula.

III. Técnica de delimitação do trabalho: foi realizada com a técnica de amostragem estratificada, por meio de análise documental do tipo digital e entrevista a especialistas da área, levando em consideração a topologia e o estado atual da rede, todos esses aspectos foram definidos pela concessionária.

ETAPA 3: Análise dos dados da amostra: Nesta etapa, o mapeamento dos ativos da rede elétrica foi realizado no software QGIS usada pela ANDE, este software é um Sistema de Informações Geográficas de código livre para

várias plataformas e para o georreferenciamento *in-situ* com o aplicativo Gps *Essentials* com o objetivo de conhecer as coordenadas e quantidade reais dos equipamentos.

ETAPA 4: Criação do cenário: A seleção da metodologia para criação de cenários foi usada a metodologia FAR (*Field Anomaly Relaxation*) sob os critérios de uma abordagem reducionista: delimitação do trabalho; construção da configuração: cenário atual; evolução do cenário a partir do estado atual.

ETAPA 5: Construção do algoritmo qualitativo para melhorar FEP, DEP e PENF: Um algoritmo qualitativo foi construído para a simulação da proposta, para sua realização foi levado em consideração como melhorar os índices de continuidade do serviço. Os índices calculados são FEP e DEP, e uma estimativa da PENF.

ETAPA 6: Análise dos resultados: Os resultados obtidos através das simulações dos sistemas propostos são analisados e é emitida uma proposta para melhorar os indicadores de continuidade de serviço e serve de insumo para as conclusões deste trabalho.

3.1 Algoritmo proposto.

Este algoritmo (Fig. 2) é usado como base para simulações subsequentes, com a instalação de equipamentos inteligentes. Cada módulo será descrito como processo.

PROCESSO 1: Começa com a leitura dos parâmetros elétricos pré-estabelecidos da linha, como leitura de tensão, corrente, potência e outros dados necessários para estabelecer limites para cada alimentador (leitura mínima e máxima) de acordo com a capacidade real e à dinâmica do sistema, os parâmetros podem variar constantemente, e serão aqueles que a concessionária considerar necessários de acordo com a capacidade do sistema.

PROCESSO 2: Em um cenário hipotético o algoritmo compara continuamente as leituras atuais com os limites pré-estabelecidos; se não houver variação dentro dos limites, reinicia o ciclo lendo os parâmetros; se for afirmativo, segue com segue o processo.

PROCESSO 3: Se estabelece soluções locais e globais para dispositivos de medição e atuação, e são descritas no seguinte processo uma vez que a solução seja identificada.

PROCESSO 4: De acordo com o design da estrutura e os limites disponíveis de cada alimentador; as soluções globais seriam as predefinidas para o religador automático cujas funções seriam o religamento ou a abertura do circuito e as soluções locais são destinadas aos seccionadores que cumprem a função automaticamente de abrir ou fechar circuitos de acordo com a perturbação do sistema.

PROCESSO 5: Neste período de funcionamento do algoritmo se as soluções são recebidas pelos dispositivos segundo a ocorrência da rede passa para o seguinte processo, se não, continua perguntando até receber uma solução, um exemplo claro seria o *reclose* do religador, que pode tentar a reconexão mas se o problema persistir abre o circuito, é a solução oferecida para um caso.

PROCESSO 6: Deve-se identificar as soluções em resposta a ocorrência, se acionou o seccionador ou o religador.

PROCESSO 7: Uma vez finalizado o processo, notifica-se ao centro de operação de distribuição e finaliza o ciclo com a restauração ou isolamento da falha.

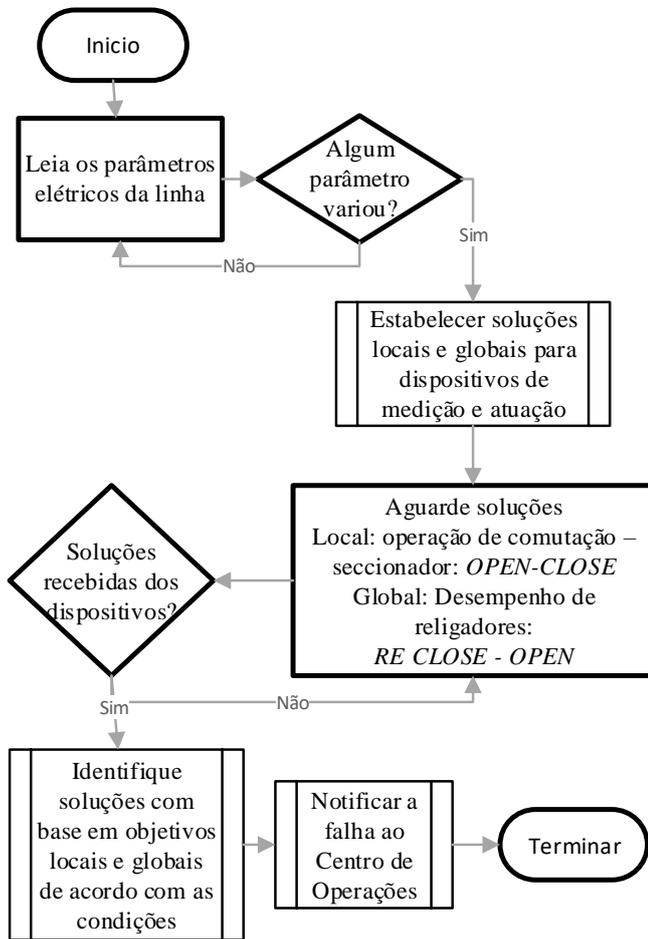


Fig. 2: Algoritmo para tomada de decisão.

As equações usadas para calcular os indicadores são as seguintes, em (1) corresponde à FEP, o somatório corresponde aos dados acumulados das vezes em que o serviço de energia elétrica foi interrompido.

$$FEP = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{Pot.instalada} \right) \quad (1)$$

Onde:

P_i = Potência interrompida.

Na equação (2) corresponde à DEP e a soma corresponde aos dados acumulados da duração em hora da interrupção do serviço.

$$DEP = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i \times t_i}{Pot.instalada} \right) \quad (2)$$

Em que:

P_i = Potência interrompida.

t_i = Tempo de duração da interrupção.

Na equação (3) corresponde à PENF, que é a perda de faturamento causada pela interrupção do serviço.

$$PENF = \sum_{i=1}^{i=n} [(P_i \times t_i) \times FP \times FU] \times Ce \times (1 - PT) \quad (3)$$

Em que:

FP = Fator de Potência (0,8)

FU = Fator de Utilização (0,6)

Ce = Custo de energia elétrica (US 0,060)

PT = Perdas técnicas do Transformador (7%)

Os indicadores são encontrados por alimentador, individualmente, cada um tenha um relatório detalhado de seu comportamento, os cálculos são feitos por seções, considerando apenas a carga instalada no sistema da estatal.

4. RESULTADOS

Os resultados foram possíveis com a obtenção de dados reais por meio da colaboração ANDE. Nos pontos a seguir, as etapas da metodologia aplicada para alcançar os resultados são detalhadas.

I. Pesquisa, análise e organização de fontes.

Consistiu na busca e análise de informações, que resultaram em uma visão geral do assunto abordado, foi necessário recorrer a uma análise exaustiva e inclusão das informações mais relevantes associadas aos objetivos do trabalho.

II. Área de amostra.

A delimitação da área da amostra é apresentada na Fig. 3. Nesta fase, os dados são obtidos para o desenvolvimento técnico do trabalho, as cargas para alimentador 2 que é o APR – 2 com 2450 KVA, para o alimentador 3 o APR – 3 com 1850 KVA, alimentador 4 que é o APR – 4 com 2690 KVA, o alimentador 8 APR – 8 com 2250 KVA e para o alimentador 12 como APR – 12 com uma carga de 1830 KVA, são linhas da SSEE Alto Paraná e para o alimentador 3 como DES 3 com 2100 KVA da SSEE do Este.

Durante a análise da coleta de dados, foram estudados o tipo de estrutura da área e o equipamento instalado na amostra, sendo necessário aumentar o tamanho da amostra, neste caso a seção longitudinal dos alimentadores sob os critérios de configuração da estrutura. O resultado da análise dos dados na área de amostra é definido nos seguintes pontos:

A. Análise estrutural e de equipamentos: a topologia utilizada pela ANDE é o sistema radial com recursos, possui múltiplas possibilidades de acoplamento manual entre alimentadores, sendo os dispositivos de manobra com operação mecânica *in situ*. Para distúrbios, o interruptor de cabeceira é localizado na saída da subestação, podendo ser ativado como resultado de uma situação anormal na rede de distribuição operada pelo relé de proteção, o comutador abre o circuito. Depois que a abertura do *switch* ocorre, a linha de distribuição que ele protege é desconectada por completo, neste caso o alimentador, causando uma interrupção de energia nos consumidores por horas até ser encontrada a falha. Os transformadores operam em modo ilha, com *taps* manuais.

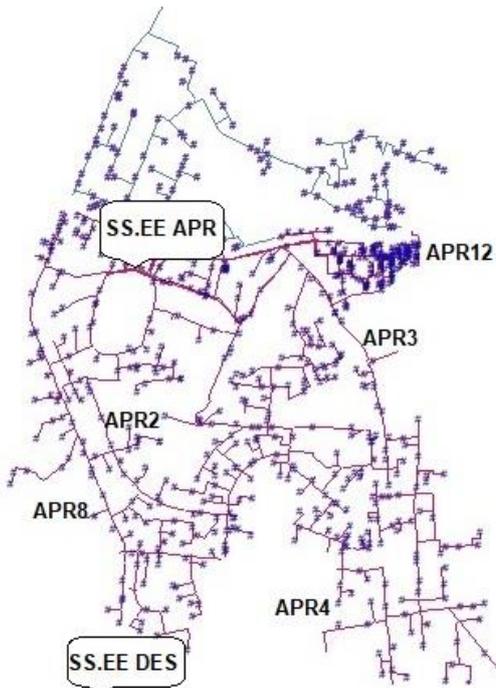


Fig. 3: Área de amostra, cenário 1.

- B. Carga: a carga na área da amostra é comercial e doméstica.
- C. Comparação de cenários: As aplicações dos critérios detalhados na metodologia deram origem ao resultado dos seguintes cenários:

CENÁRIO 1: É o cenário atual a amostra da Fig. 3 pode-se observar os alimentadores é a carga que são os transformadores em forma de ponto, com a análise da amostra é resultado, deu como origem o cenário 2.

CENÁRIO 2: É o cenário futuro que mostra a Fig. 4, contém a localização de equipes inteligentes fornecida pela ANDE. A seguir são descritos os resultados deste cenário.

- Transferência de carga e isolamento da falha: Para um caso hipotético de estudo onde ocorre uma transferência de carga e isolamento de falha, quando ocorrer uma falha na seção do alimentador APR 2, primeiro a falha de 1400 KVA é isolada como pode se observar na Fig. 5, os seccionadores com a posição normalmente fechada são abertos para isolar a zona de falha, quando os seccionadores estão abertos e a falha é separada, o seccionador de borda entre o alimentador APR 2 e o alimentador APR 4, que está na posição normalmente aberta, fecha o circuito, alimentando parte do alimentador APR 2 que agora pode ser exibido com a mesma cor APR 4. Desta forma, a transferência de carga ocorre automaticamente, graças ao equipamento inteligente. As linhas de amostra usam apenas 40% da capacidade nominal do alimentador, e são projetadas com 60% de folga, o que permite aceitar cargas entre os alimentadores.

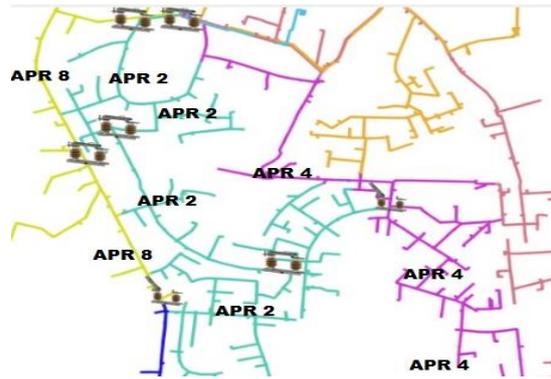


Fig. 4: Simulação de cenário 2 sem falha.

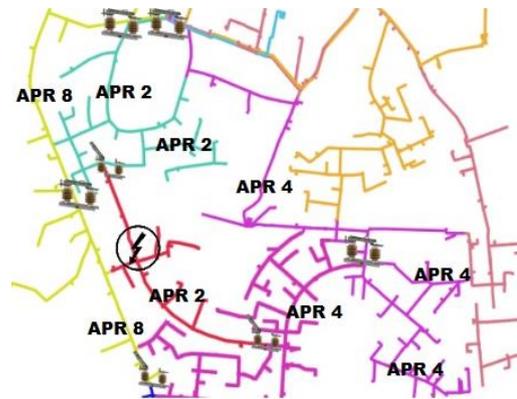


Fig. 5: Simulação de cenário 2 com falha.

- Resultado da Comparação de cenários: Conforme observado na simulação visual dos cenários, os resultados são mostrados na Tabela 1, pode-se observar no cenário 1 o indicador DEP é 1 e, com a implementação da proposta que é o cenário 2, a diminuição do índice para 0,12 é observada. Quanto mais baixos os valores dos indicadores, significa que o sistema elétrico é mais confiável. No indicador FEP, ele também demonstra a diminuição do valor em questão que desce para 0,12.

Com a implementação da proposta também melhora o valor do PENF, evitando perdas econômicas por energia não faturada; neste exemplo, observa-se que, com a estrutura atual (cenário 1), a perda seria de USD 304,5 por hora de energia não faturada, no entanto, no cenário 2, o valor é reduzido para US 37,1; nesse caso, a diminuição nos números é de grande relevância devido à carga do alimentador, com esses cálculos demonstra a viabilidade do sistema proposto.

Tabela 1: Comparação de Cenários.

Indicadores	Cenário 1	Cenário 2
FEP	1	0,12
DEP	1	0,12
PENF	USD 304,5	USD 37,1

5. CONCLUSÕES

Para realizar este trabalho foi necessário recorrer ao ANDE para definir a área da amostra para análise técnica, a partir desse processo, pode-se dizer que a estrutura atual do sistema de distribuição ainda não possui tecnologia suficiente envolvida no gerenciamento da energia elétrica; no entanto, a instituição atualmente está focada em automatizá-la, adquiriu um Sistema Avançado de Gerenciamento de Distribuição para melhorar o serviço e, conseqüentemente, os índices de continuidade do serviço. Dessa forma, desejam poder prestar o serviço com a menor quantidade possível de interrupções e procura minimizar a frequência e a duração em caso de ocorrência.

Com relação ao objetivo principal deste trabalho para automatizar a rede, a ANDE deve seguir etapas precisas para o desempenho lógico de equipamentos, a implementação de tecnologias na estrutura atual deve ser gradual para integrar as aplicações tecnológicas mais convenientes.

No teste realizado, mostrou-se diferenças significativas entre o cenário atual e o cenário proposto. Os valores de DEP e FEP diminuíram consideravelmente, aumentando a continuidade do sistema elétrico. Além disso, uma estimativa econômica foi feita através da PENF e o impacto econômico demonstra uma grande diferença nos valores por hora de energia não faturada.

Pelo fato de este trabalho ser uma análise de viabilidade, não foram levados em consideração o fator econômico de investimento no equipamento, os fatores administrativos e jurídicos da instituição.

AGRADECIMENTO

Esta pesquisa conta com o apoio: da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES, do Programa Institucional Agenda Tríplice (Edital PRPPG 137/2018) da Universidade Federal de Integração da América Latina - UNILA, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq (Nº 307223/2017-5 e Nº 407531/2018-1), à Administração Nacional de Eletricidade (ANDE) e do projeto de pesquisa P&D COPEL 2866-0452/2016. Os autores, em nome do Grupo de Pesquisa em Energia e Sustentabilidade Energética (GPEnSE), agradecem o apoio.

REFERÊNCIAS

- ANDE. (2017a), *Manual Centro de Operación de Distribución.*, Vol. 1, Administración Nacional de Electricidad., Asunción.
- ANDE. (2017b), *Informe Técnico FEP, DEP*, Informe Técnico No. 07/2017, Administración Nacional de Electricidad, Ciudad del Este, p. 8.
- Berger, L.T and Iniewsky, K., (2015), *Redes Eléctricas Inteligentes - Aplicações, Comunicação e Segurança.*, 2015th ed., Vol. 1, Grupo Editorial Nacional, Rio de Janeiro.
- Echenique, Y. and Rivero, R. (2012), "Diseño y desarrollo de un módulo de recolección, almacenamiento y transmisión de datos a través de la red celular para contadores electrónicos monofásicos de energía eléctrica", *Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela*, Vol. 27 No. 4, pp. 65–74.
- Fernández, V. and Gamarra, J. (2014), *Diseño de Un Modelo de Redes Inteligentes (Smart Grid) Para La Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Electro norte S.A En La Ciudad de Chiclayo.*, TCC, Universidad Politécnica de México, México.
- Frazier, S.D. and Bonham, C. (1996), "Suggested practices for reducing animal-caused outages", *IEEE Industry Applications Magazine*, Vol. 2 No. 4, pp. 25–31.
- Herrera, M. (2015), *Descripción de Redes Inteligentes (Smart Grid) y Su Aplicación En Los Sistemas de Distribución Eléctrica.*, Universidad Nacional Ecuatoriana, Quito.
- Hooshmand, E. and Rabiee, A. (2019). "Energy management in distribution systems, considering the impact of reconfiguration, RESs, ESSs and DR: A trade-off between cost and reliability", *Elsevier*, Vol. 139 pp. 346–358.
- Ling, Y., Yang, X., Liao, L. and Gui, W. (2002), "An intelligent recloser controller based on fieldbus used in power distribution networks.", *Journal of Central South University of Technology (China)*, Vol. 33 No. 2, pp. 197–200.
- Monteiro, M. de A., Ravena, N. and Conde, C.L. da R. (2013), "Judicialização da regulação e perda da qualidade do fornecimento de energia elétrica em áreas periféricas", *Revista de Administração Pública*, Vol. 47 No. 2, pp. 403–419.
- Montoya G, O.D., Hincapié I, R.A. and Granada E, M. (2016), "Nuevo enfoque para la localización óptima de reconectores en sistemas de distribución considerando la calidad del servicio y los costos de inversión", *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, Vol. 24 No. 1, pp. 55–69.
- Padilla, J., (2014), *Estudio de Las Redes Inteligentes y Recomendaciones Para Su Aplicación En El Ahorro Energético Del Sistema de Distribución Eléctrica de La Ciudad de Maracaibo.*, TCC, Universidad Nacional de Venezuela, Venezuela.
- Poudel, S. and Dubey, A. (2018), "A Graph-theoretic Framework for Electric Power Distribution System Service Restoration", *2018*, Vol. 2018-Augus.
- Slugocki, H. (2008), "Early Automation Efforts Seek Reliability Results", *Transmission & Distribution World*, Vol. 60 No. 5, pp. 30–36.
- Yellagoud, S.K., Talluri, P.R. and Sreenivas, G.N. (2016), "an anfis based fault location in power distribution networks", *International Journal of Power & Energy Systems*, Vol. 36 No. 3, pp. 1–1.