

Sistemas de Distribuição

GDI

19 a 22 de outubro de 2025

RELATÓRIO ESPECIAL PRÉVIO

Leonardo Henrique de Melo Leite

Carolina Cândida de Oliveira, Leonardo Henrique de Melo Leite, Julio Omori

1.0 CONSIDERAÇÕES GERAIS

O GDI abrange “princípios, projetos, modernizações, aplicações, construção, operação, manutenção, estudos, desenvolvimentos e gerenciamento de sistemas de distribuição de energia elétrica”. A ênfase inclui a interação dessas redes de distribuição com recursos energéticos distribuídos (RED), microgrids e smart grids .

As principais linhas de investigação, métodos e técnicas adotadas discutidas nos 32 Informe técnicos apresentados, referem-se a:

Redes de Distribuição até 34,5 kV

Novos padrões de projeto e construção de redes de distribuição.
Projetos, implantações e modernizações relevantes de redes de distribuição.
Estudos e filosofias para ajustes de proteção, coordenação e configuração da rede.
Equipamentos, ensaios, modelos e simulações para redes de distribuição.
Técnicas e algoritmos para localização de faltas (tanto clássicas quanto de alta impedância).
Manutenção, automonitoramento e técnicas de restabelecimento da rede.

Automação e Controle em Redes de Distribuição

Projetos de automação, implantações e manutenção de sistemas de controle e automação de distribuição.
Áreas como redundância, confiabilidade, segurança cibernética no âmbito de redes de distribuição.
Aplicações de novas tecnologias, integração de equipamentos e arquiteturas modernas de controle.

Operação dos Sistemas de Distribuição

Tecnologias para monitoramento, supervisão e controle de redes e instalações de distribuição.
Experiências de integração entre centros de operação, georreferenciamento e comunicação com equipes de campo.
Estratégias de operação e controle de carga, qualidade de energia, integração entre

DSO (operador de distribuição) e TSO (operador de transmissão).

Novas Tecnologias nas Redes de Distribuição

Aplicações e benefícios de smart grids, micro-grids e integração de veículos elétricos (VE) nas redes.

Arquiteturas e requisitos de comunicação, ensaios e desempenho para novas tecnologias nas redes de distribuição.

Micro-grids e Geração Distribuída

Interação das redes de distribuição com mini- e micro-geração distribuída (solar, eólica), armazenamento e micro-grids.

Aspectos econômicos, regulatórios e tarifários dessa interação.

Dinâmica operacional em redes com geração distribuída: fluxo de potência, estabilidade, ilhamento, proteção, automação, medição.

Tópicos Comerciais e Relacionamento com o Consumidor

Evoluções em sistemas de medição e faturamento (ex: medição digital, smart meters).

Ações para mitigação de perdas técnicas e não-técnicas, inspeção, mapeamento, automação de processos.

Experiências de comunicação e relacionamento com clientes.

Aspectos Regulatórios

Acesso à rede, sinais econômicos (tarifários, alocação de custos) para redes de distribuição.

Gestão de ativos com enfoque regulatório, bem como novas tecnologias sob a ótica da regulamentação.

Integração entre operadores de distribuição e transmissão (DSO-TSO) do ponto de vista regulatório.

2.0 - Classificação dos Informes Técnicos

O GDI abrange “princípios, projetos, modernizações, aplicações, construção, operação, manutenção, estudos, desenvolvimentos e gerenciamento de sistemas de distribuição de energia elétrica”. A ênfase inclui a interação dessas redes de distribuição com recursos energéticos distribuídos (RED), microgrids e smart grids .

As principais linhas de investigação, métodos e técnicas adotadas discutidas nos 32 Informe técnicos apresentados, referem-se a:

Redes de Distribuição até 34,5 kV

Novos padrões de projeto e construção de redes de distribuição.

Projetos, implantações e modernizações relevantes de redes de distribuição.

Estudos e filosofias para ajustes de proteção, coordenação e configuração da rede.

Equipamentos, ensaios, modelos e simulações para redes de distribuição.

Técnicas e algoritmos para localização de faltas (tanto clássicas quanto de alta impedância).

Manutenção, automonitoramento e técnicas de restabelecimento da rede.

Automação e Controle em Redes de Distribuição

Projetos de automação, implantações e manutenção de sistemas de controle e automação de distribuição.

Áreas como redundância, confiabilidade, segurança cibernética no âmbito de redes de distribuição.

Aplicações de novas tecnologias, integração de equipamentos e arquiteturas modernas de controle.

Operação dos Sistemas de Distribuição

Tecnologias para monitoramento, supervisão e controle de redes e instalações de distribuição.

Experiências de integração entre centros de operação, georreferenciamento e comunicação com equipes de campo.

Estratégias de operação e controle de carga, qualidade de energia, integração entre DSO (operador de distribuição) e TSO (operador de transmissão).

Novas Tecnologias nas Redes de Distribuição

Aplicações e benefícios de smart grids, micro-grids e integração de veículos elétricos (VE) nas redes.

Arquiteturas e requisitos de comunicação, ensaios e desempenho para novas tecnologias nas redes de distribuição.

Micro-grids e Geração Distribuída

Interação das redes de distribuição com mini- e micro-geração distribuída (solar, eólica), armazenamento e micro-grids.

Aspectos econômicos, regulatórios e tarifários dessa interação.

Dinâmica operacional em redes com geração distribuída: fluxo de potência, estabilidade, ilhamento, proteção, automação, medição.

Tópicos Comerciais e Relacionamento com o Consumidor

Evoluções em sistemas de medição e faturamento (ex: medição digital, smart meters).

Ações para mitigação de perdas técnicas e não-técnicas, inspeção, mapeamento, automação de processos.

Experiências de comunicação e relacionamento com clientes.

Aspectos Regulatórios

Acesso à rede, sinais econômicos (tarifários, alocação de custos) para redes de distribuição.

Gestão de ativos com enfoque regulatório, bem como novas tecnologias sob a ótica

da regulamentação.

Integração entre operadores de distribuição e transmissão (DSO-TSO) do ponto de vista regulatório.

2.1 - Redes de Distribuição até 34,5 kV - 5

2.2 - Automação e Controle - 2

2.3 - Operação de Sistema de Distribuição - 6

2.4 - Novas tecnologias nas Redes de Distribuição - 13

2.5 - Microgrids - 5

2.6 - Aspectos Regulatórios - 1

- Ferramenta de análise de ocorrências e históricos climáticos visando diagnósticos das redes de distribuição e priorização em planos de renovação
- SISTEMA DE GERENCIAMENTO INTELIGENTE PARA DESPACHO DE RED EM MICRORREDES DE ENERGIA ELÉTRICA
- Projeto de Controlador Baseado em Equivalente de Thévenin para Aumento da Capacidade de Hospedagem de Recursos Energéticos Distribuídos
- Microrrede em Rede de Distribuição de Média Tensão Utilizando Sistemas de Armazenamento com Baterias.
- DESENVOLVIMENTO DE GÊMEO DIGITAL EM TEMPO REAL PARA OTIMIZAÇÃO DE MICRORREDES DO AGRONEGÓCIO CONECTADAS EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO
- Controle e Estabilização de Microrredes Isoladas com Alta Penetração de Energia Solar
- Eletrificação de Frotas Operativas: Aspectos logísticos e de desempenho da operação em campo
- Sensoriamento Contínuo de Redes de Distribuição Utilizando Fibras Óticas
- Lições aprendidas com a implementação de uma Usina Virtual na Energisa Tocantins: modelo de negócios, resultados práticos e próximos passos
- Sistema inteligente para lavagem de isoladores da rede de distribuição
- Uso de Transformador de Distribuição com comutação sob Carga automática para regularização de nível de tensão na rede da RGE
- Desenvolvimento de Reator de Núcleo Saturado para Controle Dinâmico de Tensão em Alimentador de Distribuição
- Projeto piloto de infraestrutura de recarga de veículos elétricos
- Sistema para avaliação automatizada de parecer para novos acessantes MMGD e análise de impacto nas redes de distribuição
- Projeção da frota de veículos elétricos e infraestrutura de carregamento em horizonte decenal
- Inovação Tecnológica no Combate ao Furto de Energia em Manaus: Soluções Inteligentes para Redução de Perdas e Eficiência Energética
- Estudo sobre a utilização de sistemas isolados como solução para áreas remotas da Amazônia Legal no âmbito do Programa Luz para Todos
- Conhecendo o Consumidor: Avaliação do consumo através de curvas tipo e radiação solar e BDGD, com estudo de uma área de concessão em São Paulo
- Diagnóstico on-line dos cabos subterrâneos isolados de 138kV através da medição de Descargas Parciais pelo cabo de aterramento

- Os eventos climáticos extremos no Rio Grande do Sul e o impacto sobre a distribuição e o consumo de energia elétrica no estado
- Sistema de monitoramento do nível de poluição em isoladores de redes de distribuição para aumento da eficiência operacional
- AVALIAÇÃO OPERACIONAL DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO MÉTRICAS DE RESILIÊNCIA
- Desafios para o atendimento ao fator de potência em barramentos de fronteira entre a Rede Básica e a rede elétrica de distribuição com a expansão da geração distribuída
- Análise do comportamento da rede de distribuição do tipo efetivamente aterrado durante a perda não intencional do condutor de aterramento do neutro do transformador de força.
- Análise da Influência da Desconexão da MMGD na Atuação do ERAC dos Sistemas Amazonas e Amapá
- Modelo centrado em Resiliência e Inteligência Artificial para Análise de Correlação de Eventos Climáticos e Desempenho de Redes de Distribuição utilizando a linguagem Python
- Controle Automático de Tensão nos Barramentos de Fronteira com Reatores com Saturação Natural - RSN
- UTILIZAÇÃO DE POSTES METÁLICOS EM REDES ELÉTRICAS AÉREAS DE MÉDIA TENSÃO – ESTUDO DE CASO
- Avaliação da utilização de produto a base de surfactante na lavagem de isoladores em Redes de Distribuição energizadas
- Integração de Inteligência Artificial e VANT na Otimização da Distribuição de Energia Elétrica em Áreas Rurais.
- Metodologia para análise do sistema elétrico considerando eventos climáticos extremos
- Caracterização das Correntes de Falta Oriundas do Contato de Vegetação com a Rede de Distribuição: Lições Aprendidas

3.0 - Relatório sobre os Informes Técnicos

Título - UTILIZAÇÃO DE POSTES METÁLICOS EM REDES ELÉTRICAS AÉREAS DE MÉDIA TENSÃO – ESTUDO DE CASO

Entidade(s) - STEELMAST METALÚRGICA LTDA, Sólida do Brasil Energias Renováveis Ltda

Autor(es) - Anderson Weiss, Leonardo Rodrigues Ramos Fermينو, Paulo Vitor Sousa Stutz, Jéssica Gabrielli dos Santos Lacerda, Roberto Remedios Sedda

Resumo

O uso da energia elétrica tem sua demanda crescente e vem sendo alavancado pela corrida aos carros elétricos e automação da maioria dos processos fabris e do cotidiano. O aumento da demanda por este recurso, hoje imprescindível à vida em sociedade, requer métodos de engenharia e produtos cada vez mais eficientes para que essa necessidade possa ser suprida. Com o avanço da utilização das matrizes energéticas renováveis, o estudo acerca da utilização de postes em redes aéreas de média tensão dentro de parques eólicos e solares é tema de extrema relevância ao setor. Diante deste cenário, a utilização de postes metálicos nestes tipos de rede se

apresenta como uma solução muito eficiente, tanto em aspectos construtivo e financeiro como de manutenção destes parques ao longo de sua vida útil. A possibilidade da redução do número de postes para um mesmo traçado permite uma redução significativa no tempo de execução, nos materiais necessários, no desembolso financeiro da obra e na exposição dos trabalhadores a serviços em altura, gerando também ganhos em saúde e segurança do trabalho

Perguntas e Respostas

1. A redução de 27% nos custos construtivos considerou a vida útil do poste metálico e custos de manutenção ao longo do tempo? Há análise de TCO (Total Cost of Ownership)?

2. Como o estudo pode contribuir na normatização ou padronização nacional para o uso de postes metálicos em redes de média tensão?

1. A redução de 27% nos custos construtivos considerou a vida útil do poste metálico e custos de manutenção ao longo do tempo? Há análise de TCO (Total Cost of Ownership)?

O resultado apresentado não levou em consideração a vida útil dos postes nem custos teóricos de manutenção durante a operação da linha. A análise de TCO também não foi desenvolvida, haja visto que à época de publicação do artigo não haviam dados suficientes para este estudo. Com relação à manutenção, por conta do número reduzido de estruturas na rede e a maior vida útil dos postes metálicos, os custos devem ser consideravelmente menores. O estudo de TCO citado fica como sugestão de um trabalho futuro em complemento deste artigo, a fim de enriquecer a qualidade dos resultados obtidos.

2. Como o estudo pode contribuir na normatização ou padronização nacional para o uso de postes metálicos em redes de média tensão?

O estudo em questão pode servir como incentivo à iniciativa de desenvolvimento de uma norma específica para postes metálicos, ainda não existente no Brasil. Com base nesse estudo, é possível validar a diferença entre a aplicação de postes de concreto armado e metálicos, que acaba por evidenciar a necessidade de uma norma específica para tipos diferentes de estruturas. As diferenças se dão principalmente no que diz respeito ao material utilizado para fabricação dos postes, a capacidade de resistência à aplicação de carga, a diferença de versatilidade nos processos de fabricação e nos procedimentos de montagem em campo.

1) Foi avaliado o ganho de resiliência que a estrutura de postes metálico poderia trazer além da redução no custo?

O ganho de resiliência não foi objeto deste estudo, embora seja sim um assunto importante de ser avaliado. Em geral, estruturas metálicas possuem vida útil significativamente maior que estruturas em concreto armado devido à durabilidade dos materiais empregados.

Postes de concreto habitualmente sofrem com problemas de exposição da armadura, que gera um processo de oxidação prematura do aço e consequente redução de sua vida útil projetada que, conforme a NBR 8451-1, é de aproximadamente 35 anos. Essa exposição da armadura ocorre devido a duas

principais causas: surgimento de fissuras causadas pela deflexão da estrutura e por fratura do concreto, ocasionado por choques mecânicos durante o processo de transporte e montagem.

Postes metálicos, por serem muito robustos do ponto de vista construtivo e serem fabricados em aço com características de resistência à corrosão atmosférica, não sofrem com problemas de fratura durante transporte e montagem nem com exposição de materiais passíveis de corrosão prematura. Esse tipo de estrutura, a depender do ambiente onde são instalados, tem sua vida útil projetada entre 60 e 100 anos, sem a necessidade de nenhum tipo de intervenção.

Por fim, o poste metálico, ao fim de sua vida útil, pode ser 100% reciclado, diferente dos postes de concreto armado que, além de chegarem ao fim de sua vida útil muito antes, não podem ser reciclados e acabam virando entulho de obra.

Título - Avaliação da utilização de produto a base de surfactante na lavagem de isoladores em Redes de Distribuição energizadas

Entidade(s) - ELEKTRO REDES S.A., Instituto de tecnologia para o desenvolvimento

Autor(es) - Amanda Cortez, Bruna Cassiano Schatz, Laudemir Antonio Caritá Junior, Eduardo Massashi Yamao, Kassia dos Santos Kanieski, MATHEUS ROSSETTO, caroline barino neufeld battiston, Rafael Pires Machado, Paulo Augusto Pereira

Resumo

As redes de distribuição de energia elétrica estão expostas a poluentes que se depositam nos isoladores, reduzindo sua capacidade de isolamento em condições de alta umidade. Esse problema é mais crítico em regiões litorâneas, devido à maior concentração de sais que se acumulam na superfície dos isoladores. Para avaliar a severidade da poluição foi conduzido um estudo no litoral de São Paulo, seguindo a norma ABNT NBR 60815-1, em cinco localidades: Ilha Comprida, Itanhaém, Mongaguá, Praia Grande e Ilhabela. O estudo analisou os compostos presentes nos isoladores, identificando cloreto de sódio, partículas insolúveis (terra e areia) e hidrocarbonetos. Devido à diversidade de sujidades identificadas, entende-se que a lavagem com água nem sempre é suficiente para remoção completa dos poluentes. Dessa forma, foram estudados 10 produtos de limpeza biodegradáveis e de baixa toxicidade para a lavagem de isoladores em Redes de Distribuição (RDs) energizadas, avaliando suas propriedades físico-químicas, compatibilidade com os isoladores e impacto nas propriedades elétricas. Os ensaios mostraram, que entre os produtos avaliados, o Produto 2 apresentou melhor desempenho, destacando-se por sua solubilidade em água, baixa condutividade e ausência de efeitos negativos na estrutura dos isoladores. Testes elétricos indicaram impacto mínimo na corrente de fuga, e ensaios em câmara de poluição não mostraram redução da capacidade dielétrica, evidenciando sua viabilidade para manutenção dos isoladores em redes energizadas. Nos testes com sujidades como óleo e poluição, o uso do produto seguido de enxágue resultou em um ganho de 33% na eficiência de limpeza em comparação à lavagem apenas com água.

Perguntas e Respostas

1. Considerando a aplicação em campo, houve a análise de custo-benefício ou impacto operacional da substituição da lavagem com água pelo uso do

Produto 2 na rotina de manutenção dos isoladores?

2. Existe alguma avaliação da variação do desempenho do produto em diferentes condições climáticas, como em dias de alta umidade ou após chuvas?

1. Considerando a aplicação em campo, houve a análise de custo-benefício ou impacto operacional da substituição da lavagem com água pelo uso do Produto 2 na rotina de manutenção dos isoladores?

Até o momento, foram realizados apenas ensaios em laboratório, nos quais se verificou um ganho de 33% na eficiência da lavagem com o produto em comparação à lavagem realizada exclusivamente com água.

2. Existe alguma avaliação da variação do desempenho do produto em diferentes condições climáticas, como em dias de alta umidade ou após chuvas?

Até o momento, não foram realizadas avaliações quanto à influência de diferentes condições climáticas no desempenho do produto

1) O novo produto a base de surfactante possui competitividade em termos de custo frente as demais soluções?

Quando considerado apenas o custo imediato, o uso do produto apresenta um valor superior. No entanto, em uma análise de longo prazo, levando em conta o ganho de eficiência da lavagem, observa-se maior competitividade frente às soluções convencionais

Título - Integração de Inteligência Artificial e VANT na Otimização da Distribuição de Energia Elétrica em Áreas Rurais.

Entidade(s) - Instituto de tecnologia para o desenvolvimento ,Copel Distribuição S.A.

Autor(es) - ELIZABETE BUGALSKI DE ANDRADE PEIXOTO,ANGELICA PATRICIA DOS SANTOS LEMOS, Juliano José da Silva Santos, WILLIAM CESAR FARIAS, Bruno Calefi El Hajjar, Charles Jarek Ijaille

Resumo

O projeto que está em desenvolvimento pelo Lactec em parceria com a Copel-DIS visa modernizar o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica em áreas rurais, por meio de geotecnologias e inteligência artificial. Parte do Programa de P&D da ANEEL (PD 11484-0013/2023), a iniciativa dá continuidade ao projeto anterior (PD 02866-0509/2019), que resultou no Sistema Web TOD – Traçado Ótimo para Linhas de Distribuição. A nova solução propõe automatizar o traçado de redes e estimativas de orçamento, com base em análises multicritério, dados geoespaciais e classificação de imagens coletadas por drones. O sistema é estruturado em quatro etapas: Análise Multicritério Preliminar, Classificação Automática, Análise Multicritério Final e Traçado por IA. Como avanço, também estão sendo incorporadas a detecção da espécie *Araucaria angustifolia* e a geração de mapas de uso e ocupação do solo. O objetivo final é aumentar a eficiência, reduzir o retrabalho da concessionária e melhorar a qualidade de vida das comunidades

rurais, fornecendo resultados mais rápidos nas solicitações de novas instalações de energia elétrica e servindo como modelo replicável para outras regiões.

Perguntas e Respostas

1. Como o sistema pondera entre viabilidade técnica, custo e impactos ambientais na definição do traçado ótimo?

2. Quais foram os resultados da comparação entre os testes em campo com validação dos traçados sugeridos pelo sistema em comparação com projetos elaborados por equipes técnicas tradicionais? Quais foram os principais ganhos ou ajustes necessários?

O sistema desenvolvido propõe o uso de VANTs, para inspeção/imagem para suportar o traçado de linhas de distribuição rurais. Considerando que alimentadores rurais podem ser bastante extensos, foi considerado o uso de imagens satelitais públicas e/ou privadas para esse fim?

Não foi considerado

Há um comparativo preliminar dos custos da solução proposta com os custos da solução usual de inspeção local em campo para traçados de novas linhas de distribuição?

1. Como o sistema pondera entre viabilidade técnica, custo e impactos ambientais na definição do traçado ótimo?

O sistema desenvolvido no âmbito do projeto PD-02866-0509/2020 realiza a definição do traçado ótimo por meio de uma análise multicritério geoespacial automatizada, implementada em Python e baseada na integração de diversas camadas vetoriais e matriciais. Essa análise é realizada em duas etapas principais: Análise Multicritério Preliminar (AMP) e Análise Multicritério Final (AMF).

Critérios considerados na ponderação

O sistema considera seis critérios principais que refletem os diferentes aspectos envolvidos no traçado de redes:

Tempo – relacionado a licenciamentos e anuências, que afetam o cronograma do projeto.

Financeiro – custos com supressão vegetal, compensações ambientais e tipos de solo.

Técnico – condições do terreno que podem impactar a operação (ex: acessibilidade e proximidade a vegetação).

Socioambiental – sensibilidade de áreas com possíveis impactos ambientais e sociais.

Socioeconômico – uso e ocupação do solo e seus impactos sociais/econômicos.

Restritivo – áreas onde o traçado é inviável (ex: rios largos, aeródromos, zonas urbanas etc.).

Cada critério é modelado com base em camadas geoespaciais, tratadas por meio de funções específicas (vetoriais e matriciais). Essas camadas são normalizadas e

combinadas com ponderações atribuídas a cada aspecto.

2. Quais foram os resultados da comparação entre os testes em campo com validação dos traçados sugeridos pelo sistema em comparação com projetos elaborados por equipes técnicas tradicionais? Quais foram os principais ganhos ou ajustes necessários?

A validação demonstrou que o sistema TOD, baseado em VANT e IA, apresenta alta efetividade e ganho expressivo de produtividade, além de reduções de custo, tempo e impacto ambiental nos traçados sugeridos, quando comparado à metodologia convencional da COPEL-DIS. Ajustes ainda são necessários, especialmente em áreas com condições complexas (alagamentos, múltiplos pontos obrigatórios), mas o sistema já se mostra promissor e viável para ampla adoção

1) A Copel já tem utilizado na práticas esta ferramenta em seu processo, em projetos como o Paraná Trifásico?

Título - Metodologia para análise do sistema elétrico considerando eventos climáticos extremos

Entidade(s) - SINAPSIS INOVACAO EM ENERGIA S/S LTDA

Autor(es) - Sérgio Mishima dos Santos Barbosa, Ana Gabriela Bezerra Benitez, Marcelo Aparecido Pelegrini

Resumo

Com o aumento da incidência de eventos climáticos severos devido as atuais mudanças climáticas, o presente trabalho busca avaliar a capacidade de resposta das concessionárias de distribuição frente a interrupções de grande porte nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Para isso, foram analisados relatórios de Interrupção em Situação de Emergência (ISE) de distribuidoras brasileiras selecionadas a fim de avaliar o estado atual das redes elétricas sob o conceito da resiliência, complementar os indicadores clássicos de confiabilidade. Além disso, busca-se alternativas regulatórias e tecnológicas que poderiam ser aplicadas para incentivar este tipo de investimento.

Perguntas e Respostas

Como um controle mais efetivo dos Recursos Energéticos Distribuídos e arranjos técnicos-comerciais como microrredes e VPP, poderiam contribuir com aumento da resiliência do sistema de Distribuição?

O controle mais efetivo dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) está relacionado com a adoção de mecanismos técnicos e operacionais que permitam monitorar, coordenar e otimizar em tempo real a operação. Análogo a isso a resiliência busca preparar, absorver, recuperar e adaptar o sistema frente a eventos raros. E isso se torna viável quando temos conexão ativa e recursos integrados alinhados com monitoramento contínuo. Os REDs se tornam aliados estratégicos, pois a geração distribuída, associada ao armazenamento em baterias e programas de resposta da demanda, garante fornecimento local e flexibilidade operacional mesmo durante falhas na rede principal. Nesse contexto, microrredes atuam como bolsões de resiliência, capazes de se isolar do sistema em situações de crise e

manter cargas críticas em operação, como hospitais, telecomunicações e centros de comando, reduzindo o impacto social e econômico das interrupções. As plantas virtuais de energia (VPPs), por sua vez, potencializam esse efeito ao integrar digitalmente diversos recursos energéticos, permitindo seu despacho coordenado em tempo real e facilitando a reconfiguração da rede para acelerar a recomposição do serviço. Dessa forma, microrredes e VPPs não apenas reduzem a severidade dos impactos iniciais dos eventos climáticos extremos, mas também diminuem os tempos de recomposição e possibilitam uma adaptação contínua do sistema. Ao incorporar esses mecanismos, o setor de distribuição amplia sua capacidade de absorção e recuperação, ao mesmo tempo em que cria condições para um aprendizado regulatório e tecnológico, essencial diante da intensificação dos eventos climáticos e da vulnerabilidade crescente das redes elétricas. Sendo assim, aliados a arranjos técnicos-comerciais como microrredes e plantas virtuais de energia (VPPs), pode contribuir significativamente para o aumento da resiliência do sistema de distribuição.

Considerando ações de fortalecimento da resiliência relacionado ao reforço da infraestrutura ou novas soluções de operação, qual o custo médio estimado (ordem de grandeza) para a implementação de alguma solução específica para o aumento da resiliência em um determinado cenário? Há exemplos de implementação e taxa de melhora do ISE, nacional ou internacional?

Considerando ações de fortalecimento da resiliência, tanto pelo reforço da infraestrutura quanto pela adoção de novas soluções de operação, observa-se no Brasil que os custos médios de implementação variam conforme a tecnologia e a escala do projeto. Na área da automação de redes, por exemplo, concessionárias como a CPFL investiram R\$ 47 milhões na implantação de uma nova plataforma de ADMS em cinco distribuidoras e R\$ 40 milhões na ampliação da sua rede de telecomunicações para detecção e resposta mais ágil a falhas, enquanto a Neoenergia Brasília aplicou mais de R\$ 25 milhões na instalação de 517 religadores, dos quais 61% já automatizados. Esses investimentos, da ordem de dezenas de milhões de reais, têm como efeito esperado a redução do tempo de resposta e a aceleração da recomposição em eventos críticos, levando a menor número de consumidores-hora interrompidos (CHI) e maior eficiência na fase de recuperação do trapézio de resiliência. No reforço de infraestrutura de subestações, os custos também se mostram relevantes. A EDP Espírito Santo, por exemplo, anunciou R\$ 58,3 milhões para a construção de duas novas subestações e, em seu plano de investimentos até 2030, prevê um total de R\$ 5 bilhões voltados à digitalização e modernização da rede, com foco em resiliência frente a eventos climáticos extremos. Essas obras ampliam a robustez da rede, diminuindo o risco de falhas em grande escala, quando da ocorrência de eventos como enchentes ou tempestades severas.

1) Além da questão financeira qual seriam outros ofensores para que o Brasil pudesse adotar os grupos de assistência mútua entre as distribuidoras?

Além da questão financeira, diversos fatores podem dificultar a adoção de grupos de assistência mútua entre as distribuidoras no Brasil. Um dos principais é a complexidade logística, já que a coordenação de equipes externas envolve transporte, hospedagem, alimentação, comunicação e deslocamentos em áreas de difícil acesso, especialmente em situações de eventos climáticos extremos. Somado a isso, as pressões políticas e regionais, que podem gerar resistência em permitir que equipes de uma distribuidora atuem em outra localidade, comprometendo a

eficiência da resposta em emergências de grande porte.

Outro ofensor é a burocracia regulatória, pois deslocamentos interestaduais de equipes podem demandar ajustes em normas trabalhistas, contratos e seguros, criando barreiras adicionais. Do ponto de vista técnico, as diferenças nas redes e nos padrões de operação também representam um desafio: cada empresa utiliza configurações, sistemas de automação e protocolos de segurança próprios, exigindo treinamento prévio para que equipes externas atuem com eficácia. Nesse contexto, a falta de padronização em práticas de segurança amplia o risco operacional.

Além disso, a disponibilidade de equipes capacitadas é outro fator crítico.

Distribuidoras de menor porte, com recursos humanos e financeiros limitados, enfrentam dificuldades para manter profissionais preparados para deslocamentos frequentes sem comprometer sua própria operação. Por fim, destaca-se a questão da aceitação regulatória, dado que, para que a assistência mútua seja viável, é fundamental que os custos extraordinários sejam reconhecidos pela ANEEL e incorporados ao cálculo tarifário, de modo a evitar que as concessionárias se sintam prejudicadas ao participar desse tipo de cooperação.

Título - Caracterização das Correntes de Falta Oriundas do Contato de Vegetação com a Rede de Distribuição: Lições Aprendidas

Entidade(s) - Universidade Federal de Santa Maria, Ifrs, Universidade Federal do Pará

Autor(es) - Jean Pereira Rossini, Aldair Wontroba, Ghendy Cardoso Jr, Adriano Peres de Moraes, PATRICK ESCALANTE FARIAS, João Paulo Abreu Vieira

Resumo

As interrupções no fornecimento de energia elétrica causadas pelo contato entre vegetação e redes de distribuição são frequentes. Esses eventos são comumente conhecidos como faltas de alta impedância em vegetação (FAIV). Para mitigar esse problema, é essencial respeitar os limites de plantio de árvores próximos às redes de distribuição e realizar periodicamente serviços de corte, poda e supressão da vegetação ao longo dos alimentadores. Contudo, essas medidas não são suficientes, sendo necessária a detecção automática desse tipo de defeito para evitar os riscos de choque elétrico e incêndios associados a esse fenômeno. Diante disso, este trabalho tem como objetivo caracterizar sinais de corrente de falta oriundos de FAIV, considerando aspectos como distorções, assimetrias e variações de amplitude. A intenção é identificar características que possam ser exploradas no desenvolvimento de metodologias específicas para a detecção desse tipo de ocorrência. Ao todo, foram avaliados 144 casos de FAIV, abrangendo 14 diferentes espécies de vegetação. Os resultados evidenciaram algumas dificuldades que podem ocorrer na detecção dessas faltas, especialmente devido à manifestação tardia de características suficientemente distintivas que permitam sua identificação. No entanto, o estudo também aponta variáveis alternativas que podem contornar essa limitação, tornando o processo de detecção mais ágil e eficaz.

Perguntas e Respostas

1. Qual é a previsão de implementação prática desse modelo em equipamentos, sensores ou sistemas de monitoramento contínuo?

2. Como os resultados obtidos podem contribuir para a melhoria das lógicas

de detecção de faltas de alta impedância nos algoritmos atuais dos religadores ou sensores de rede?

1. Qual é a previsão de implementação prática desse modelo em equipamentos, sensores ou sistemas de monitoramento contínuo?

O artigo não apresenta uma metodologia de detecção propriamente dita. Seu objetivo é indicar possíveis características que podem ser exploradas na identificação de faltas de alta impedância em vegetação. A partir dessas evidências, os autores pretendem utilizá-las como base para o desenvolvimento de algoritmos e modelos computacionais específicos para esse tipo de falta.

2. Como os resultados obtidos podem contribuir para a melhoria das lógicas de detecção de faltas de alta impedância nos algoritmos atuais dos religadores ou sensores de rede?

Os resultados obtidos evidenciam novas possibilidades a serem exploradas na detecção de faltas de alta impedância em vegetação (FAIV). Com base neles, torna-se viável a elaboração de algoritmos inovadores, capazes de superar as limitações dos métodos tradicionais de religadores e relés, identificando a FAIV ainda em seus estágios iniciais, contribuindo para a prevenção de riscos como choques elétricos e queimadas.

1) Quais os desafios para utilizar esta metodologia nos processos de controle de qualidade e de direcionamento para manutenção de uma Distribuidora?

O principal desafio na concepção de algoritmos para a detecção de faltas de alta impedância em vegetação reside na baixíssima corrente associada a esse tipo de defeito. Por essa razão, torna-se essencial avaliar a robustez desses algoritmos frente a fatores adversos, como a presença de ruído nos sinais. Além disso, aspectos práticos, como a baixa resolução de conversores A/D ou a utilização de TCs de proteção, podem comprometer a viabilidade da detecção, uma vez que o nível de corrente envolvido é extremamente reduzido.

Título - Modelo centrado em Resiliência e Inteligência Artificial para Análise de Correlação de Eventos Climáticos e Desempenho de Redes de Distribuição utilizando a linguagem Python

Entidade(s) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Powersyslab engenharia e Sistemas Ltda

Autor(es) - Flavio Antonio Becon Lemos, Elias Malta Martini, Tiago Torres dos Santos

Resumo

Sistemas de distribuição são diretamente impactados por acontecimentos climáticos adversos, resultando em eventos de interrupção do fornecimento de energia. Compreender como esses sistemas se comportam frente ao efeito do clima é fundamental para desenvolver medidas visando a melhoria da resiliência. Neste contexto, empregando técnicas de inteligência artificial e aprendizado de máquina, o presente trabalho propõe uma metodologia, utilizando a linguagem Python, para modelar o desempenho de sistemas de distribuição frente a perturbações climáticas a partir de dados históricos de operação e meteorológicos, a fim de formar uma base que utiliza conceitos de resiliência. As variáveis do modelo são categorizadas e avaliadas em uma base diária, e a resposta do sistema é analisada em termos do

nível esperado de ocorrências. Para avaliar a resiliência são analisadas as durações das ocorrências, sendo observado que dias com alto número de ocorrências apresentam durações maiores de interrupção, sendo o tempo até o acionamento das equipes o mais significativo. Analisando um dia com alto número de ocorrências, é simulado o despacho de uma equipe adicional para atender às ocorrências com maior duração, resultando em uma redução de 16% na duração total de interrupção do fornecimento no período. Os resultados mostram a importância de medidas de antecipação em resposta a eventos climáticos que, aliadas à previsão do tempo e à modelagem do comportamento da rede, podem reduzir o impacto das perturbações climáticas no fornecimento de energia.

Perguntas e Respostas

1. Quais bibliotecas Python e técnicas de IA foram utilizadas no projeto?

2. Os modelos construídos foram capazes de categorizar dias em termos do número de ocorrências esperado (Alto ou Baixo) com precisão da ordem de 70%. Quais são os próximos passos do projeto e como essa precisão pode ser aumentada?

1. Quais bibliotecas Python e técnicas de IA foram utilizadas no projeto?

2. Os modelos construídos foram capazes de categorizar dias em termos do número de ocorrências esperado (Alto ou Baixo) com precisão da ordem de 70%. Quais são os próximos passos do projeto e como essa precisão pode ser aumentada?

Nas conclusões os autores afirma que " Os resultados mostram a importância de medidas de antecipação em resposta a eventos climáticos adversos que, aliadas à previsão do tempo e à modelagem do comportamento da rede, podem reduzir o impacto das perturbações climáticas no fornecimento de energia." Quais seriam as principais medidas de antecipação em resposta a eventos climáticos adversos, do ponto de vista de planejamento e operação da rede de distribuição?

Do ponto de vista do planejamento, as medidas de antecipação incluem: a identificação de trechos críticos da rede e de equipamentos mais vulneráveis a impactos climáticos, a priorização de obras de reforço e expansão em áreas historicamente sujeitas a eventos severos, bem como o planejamento de estoques de reposição de equipamentos, como transformadores, cabos e postes. Além disso, a incorporação de dados históricos e previsões climáticas aos estudos de confiabilidade, assim como a utilização de métricas de resiliência, permitem direcionar os investimentos de forma mais eficiente. Do ponto de vista da operação, destacam-se: a mobilização antecipada de equipes com base em alertas meteorológicos, o pré-posicionamento de recursos logísticos em regiões críticas, o monitoramento em tempo real da rede durante eventos extremos e a automatização de processos de recomposição por meio de religadores automáticos e funções de self-healing. Após os eventos, a análise das falhas contribui para o aprendizado contínuo e retroalimenta os planos de contingência. O estudo de caso apresentado no trabalho evidencia que medidas de antecipação podem trazer ganhos

significativos: a simulação do despacho de uma equipe adicional em um dia crítico resultou em redução de 16% na duração total das interrupções, o que reforça o potencial de tais estratégias para aumentar a resiliência.

Como os autores avaliam ou relacionam o gerenciamento de Recursos Energéticos Distribuídos (geração distribuída, sistemas de armazenamento, etc) e arranjos comerciais como Microrrede e VPP, com o aumento da resiliência das redes de distribuição?

Embora o foco do estudo tenha sido a análise de variáveis climáticas e o uso de modelos de inteligência artificial, os conceitos de resiliência discutidos permitem estabelecer uma relação direta entre o gerenciamento de recursos energéticos distribuídos e o fortalecimento da resiliência das redes de distribuição. A geração distribuída e os sistemas de armazenamento de energia reduzem a dependência da rede principal e fornecem suporte a cargas críticas em momentos de falha, enquanto microrredes possibilitam a operação em modo ilha, garantindo a continuidade do fornecimento em regiões estratégicas, como hospitais e centros de comando. Arranjos comerciais como plantas virtuais de energia (VPP) permitem coordenar múltiplos recursos distribuídos, otimizando o despacho e aumentando a flexibilidade operacional. Dessa forma, recursos energéticos distribuídos e novas formas de organização do sistema contribuem para a capacidade da rede de absorver impactos climáticos e acelerar a recuperação após eventos extremos, alinhando-se ao conceito de resiliência definido no trabalho.

Por que a escolha do bairro Parque 10 como piloto do Sistema de Medição Centralizada, mesmo sendo uma área de classe média, foi estratégica para o projeto?

Além da queda no índice de perdas, quais foram os ganhos operacionais e financeiros observados com a implantação do projeto piloto?

Quais ajustes regulatórios e tarifários seriam necessários para viabilizar a implementação massiva de tecnologias de combate às perdas em áreas críticas e de que forma Manaus pode se consolidar como um laboratório de inovação regulatória e tecnológica, conforme mencionado no IT?

1. Quais bibliotecas Python e técnicas de IA foram utilizadas no projeto?

2. Os modelos construídos foram capazes de categorizar dias em termos do número de ocorrências esperado (Alto ou Baixo) com precisão da ordem de 70%. Quais são os próximos passos do projeto e como essa precisão pode ser aumentada?

Os modelos ajustados foram capazes de classificar os dias em categorias de alto ou baixo número de ocorrências com precisão próxima a 70%, o que demonstra potencial, mas também abre espaço para aprimoramentos. Entre os próximos passos, destaca-se a ampliação do horizonte temporal de análise, incorporando históricos de vários anos que permitam capturar melhor a sazonalidade e a

variabilidade dos eventos climáticos. A expansão do horizonte temporal considerado permitiria também avaliar as alterações da resposta do sistema a eventos climáticos à medida que a rede evolui e incorpora novas estratégias para a mitigação dos impactos. A aplicação da metodologia a outras áreas geográficas pode contribuir para reduzir vieses locais e aumentar a robustez das conclusões. Do ponto de vista das variáveis explicativas, seria relevante avaliar novos parâmetros climáticos, como umidade relativa, temperaturas extremas e descargas atmosféricas, bem como informações estruturais da rede, tais como idade dos equipamentos e topologia dos alimentadores. Quanto à metodologia, a utilização de modelos mais sofisticados, como Random Forest, Gradient Boosting ou redes neurais, pode melhorar a capacidade de generalização e capturar relações não lineares entre variáveis. A integração do modelo com previsões meteorológicas em tempo real e a utilização de abordagens probabilísticas, que forneçam não apenas a classificação binária, mas também a probabilidade de ocorrência de eventos, representam caminhos promissores para elevar a precisão e transformar a metodologia em uma ferramenta efetiva de apoio à operação.

2. Os modelos construídos foram capazes de categorizar dias em termos do número de ocorrências esperado (Alto ou Baixo) com precisão da ordem de 70%. Quais são os próximos passos do projeto e como essa precisão pode ser aumentada?

1) O número de descargas atmosféricas não seria uma variável importante a ser caracterizada no estudo?

Título - Controle Automático de Tensão nos Barramentos de Fronteira com Reatores com Saturação Natural - RSN

Entidade(s) - Bambu - Consultoria e Projetos de Engenharia Ltda, UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, Comapnhia Hidro Elétrica do São Francisco

Autor(es) - Marcelo José de Albuquerque Maia, Vicente Ribeiro Simoni, Augusto César Cavalcanti de Oliveira, André Luiz Pereira da Cruz, Luiz Antônio Magnata da Fonte, Fernando Edier França Freitas

Resumo

A versatilidade dos Reatores com Saturação Natural - RSN para o atendimento das exigências dos sistemas elétricos de potência já foi demonstrada pela General Electric Company (GEC) através dos fornecimentos efetivados nas décadas de 1970 e 1980 para indústrias e empresas do setor elétrico de diferentes países e com finalidades diversas. Este artigo destaca uma dessas aplicações, especificamente o controle da tensão em barramentos de subestações que atendem os consumidores regionais. Os estudos descritos foram desenvolvidos para a subestação de Rio Largo II da Eletrobras Chesf, situada no estado de Alagoas, com o intuito de demonstrar que as manobras atualmente realizadas nos bancos de capacitores e nos comutadores de derivação sob carga dos transformadores de 230/69 kV (LTC) para o controle da tensão no setor de 69 kV podem ser evitadas com o uso de um RSN. A especificação deste RSN com base nas exigências operativas da instalação, a modelagem do mesmo para os estudos de estado permanente através do ANAREDE e os resultados destas simulações são descritos detalhadamente para

validar a eficácia desta aplicação. Também, estudos de transitórios eletromagnéticos da entrada em operação do RSN são apresentados, utilizando-se, para tanto, de modelos matemáticos desenvolvidos especificamente para uso no aplicativo ATP. As investigações descritas neste artigo foram desenvolvidas com o objetivo de subsidiar a Eletrobras Chesf na proposição de um projeto P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a concepção, projeto e fabricação de um RSN para uma subestação da rede elétrica desta empresa.

Perguntas e Respostas

1. Considerando que o RSN atua de forma automática, como foi tratada a questão da coordenação com os demais dispositivos de controle já existentes na subestação?

2. Houve alguma análise comparativa entre o RSN e outras alternativas convencionais de controle de tensão? Qual foi o diferencial técnico e econômico do RSN nesse contexto?

1. Considerando que o RSN atua de forma automática, como foi tratada a questão da coordenação com os demais dispositivos de controle já existentes na subestação?

2. Houve alguma análise comparativa entre o RSN e outras alternativas convencionais de controle de tensão? Qual foi o diferencial técnico e econômico do RSN nesse contexto?

1. Considerando que o RSN atua de forma automática, como foi tratada a questão da coordenação com os demais dispositivos de controle já existentes na subestação?

2. Houve alguma análise comparativa entre o RSN e outras alternativas convencionais de controle de tensão? Qual foi o diferencial técnico e econômico do RSN nesse contexto?

Considerando que o RSN atua de forma automática, como foi tratada a questão da coordenação com os demais dispositivos de controle já existentes na subestação?

O controle da tensão na subestação de Rio Largo é exercido pela ação do comutador de derivações (Tap) do transformador abaixador em conjunto com manobras no banco de capacitores. Justamente para evitar o desgaste produzido nestes componentes pelas manobras rotineiras é que foi introduzido o RSN, o qual passará a exercer as ações de controle da tensão dispensando o concurso dos demais. As simulações efetuadas e registradas neste artigo ratificam a eficácia dessa alternativa. Desse modo como o RSN será o único dispositivo de controle da tensão na subestação, não haverá necessidade de coordenação.

Houve alguma análise comparativa entre o RSN e outras alternativas convencionais de controle de tensão? Qual foi o diferencial técnico e econômico do RSN nesse contexto?

Uma alternativa usual para exercer o mesmo papel do RSN na função de controle automático de tensão seria o compensador estático (CE ou SVC), o qual tem sido uma solução habitualmente indicada para esse fim no sistema elétrico brasileiro. O custo do CE, contudo, é muito superior ao do RSN, por várias razões, podendo-se citar:

? A conexão do CE exigirá o uso de transformadores elevadores, enquanto o RSN é conectado diretamente ao barramento de 69 kV;

? O banco de capacitores existente na subestação deverá ser permutado por um outro que opere na tensão de trabalho do CE, o que não ocorrerá com o RSN;

? O custo do próprio CE é muito superior a de um RSN similar.

Outros aspectos poderiam ser apontados como as facilidades de manutenção e operação do RSN, e o longo tempo de vida útil do mesmo. Esses os motivos que pautaram a escolha.

1) Com relação a viabilidade econômica, como seria posicionada a solução RSN? Existe possibilidade de aplicação em escala??

Como a estrutura eletromagnética de um RSN é similar a de um transformador, entendemos que este equipamento poderá ser produzido sem grandes dificuldades fabris na indústria elétrica nacional. A DATA Engenharia, empresa eleita para a fabricação do RSN descrito nesse artigo, possui habilitação técnica para fornecer outros equipamentos similares.

Título - Os eventos climáticos extremos no Rio Grande do Sul e o impacto sobre a distribuição e o consumo de energia elétrica no estado

Entidade(s) - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Autor(es) - Marcelo Henrique Cayres Loureiro, Bruno Montezano, Flavia Camargo de Araújo, Glaucio Vinicius Ramalho Faria, Lena Santini Souza Menezes Loureiro

Resumo

Os eventos climáticos extremos que atingiram o Rio Grande do Sul com fortes chuvas e inundações históricas, entre abril e maio de 2024, afetaram 2,4 milhões de pessoas e 96% dos municípios do estado. As condições climáticas foram agravadas pelo fenômeno El Niño de intensidade forte, que causou chuvas intensas desde setembro de 2023. A sobrecarga das bacias fluviais e a saturação do solo resultaram em inundações severas. Esse cenário impactou o consumo de eletricidade no estado, com uma queda de 1,4% no 2º trimestre de 2024, na comparação com o mesmo trimestre de 2023. A queda no consumo do Rio Grande do Sul no período contrasta com os aumentos do consumo nos estados vizinhos do Paraná e Santa Catarina, menos atingidos pelas chuvas.

O setor industrial foi o mais afetado, com uma redução de 5% no consumo de energia, principalmente devido à interrupção de atividades, como no Polo Petroquímico de Triunfo. Impulsionados pelo clima mais quente, o consumo da classe residencial cresceu 4,6%, enquanto a classe comercial teve crescimento modesto de 0,3%, comparados ao 2º trimestre de 2023. No mesmo período, Paraná e Santa Catarina apresentaram expansão de dois dígitos no consumo de ambas as classes.

A atividade econômica do estado foi bastante impactada, com uma queda de 26,3%

na produção industrial em maio e uma retração de 7,4% na atividade comercial. O setor de serviços, embora não tenha apresentado queda em maio, encolheu 13,3% em junho. Este artigo busca analisar o comportamento do consumo de eletricidade no Rio Grande do Sul, desde o evento climático que iniciou em final de abril de 2024, com ápice em maio, e que culminou na maior catástrofe do estado, até a recuperação da normalidade do consumo em agosto.

Perguntas e Respostas

Considerando que catástrofes semelhantes as que ocorreram no Rio Grande do Sul ou de outra natureza podem se tornar recorrentes, que ações prévias do ponto de vista de planejamento e operação poderiam ser empregadas pelas distribuidoras para minimizar os efeitos desses eventos severos?

Entre as ações que podem ser implantadas (em muitos casos já são implantadas ou estão em implantação pelas distribuidoras de energia) encontram-se:

- Utilização em escala de para-raios;
- Utilização de detectores de falta de energia ao longo da rede;
- Instalação de religadores automáticos;
- Automatização da operação (recomposição automática de carga);
- Trifaseamento de redes rurais;
- Melhoria do aterramento em redes rurais;
- Utilização de padrões construtivos diferenciados para áreas de preservação e regiões marítimas;
- Utilização de postes circulares em locais de alta incidência de rajadas de ventos;
- Revisão das trações de projeto para construção de novas redes;
- Substituição de postes de madeira por concreto;
- Construção de segunda alimentação (redundância);
- Utilização de condutores isolados nas redes de baixa tensão em trechos críticos;
- Intensificação da poda e plano de poda preventiva e de manejo de vegetação (árvores) em risco de queda;
- Sistema de previsão meteorológica de curto prazo com identificação, monitoramento e previsão de eventos severos em tempo real;
- Plano de contingência com procedimentos operacionais que visem prever e acompanhar os eventos climáticos severos e os impactos na rede de distribuição, atuar e recuperar a rede, contemplando ainda lições e compartilhamento de experiências aprendidas a cada novo evento.
- Integração de sistemas de atendimento aos clientes, centros de operação remota das redes e equipes técnicas de campo.

A modernização das redes de distribuição, com monitoramento remoto e automação dos sistemas elétricos, permite o gerenciamento remoto da rede, a partir dos centros de operação, e a “autorrecomposição” (self-healing) da rede, com o reestabelecimento do fornecimento de energia, reduzindo o tempo de interrupção e o número de clientes afetados. A automação, juntamente com sistemas de previsão meteorológica e um plano de contingência eficiente, otimizam o uso das equipes de campo, recursos e equipamentos, mobilizando-os preventivamente e direcionando as equipes técnicas aos locais onde a presença destas é imprescindível ao reestabelecimento do fornecimento de energia.

Cabe destacar que a maioria das ações requerem investimentos que deverão ser

avaliados quanto a viabilidade técnica e econômica e quanto ao eventual impacto sobre tarifas de energia aos consumidores.

Na visão dos autores, como os Recursos Energéticos Distribuídos poderiam contribuir, em uma operação coordenada pelo Centro de Operação das Distribuidoras, para minimizar os efeitos de interrupção do sistema de energia devido a catástrofes?

Os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) poderiam contribuir na manutenção do suprimento de energia em microrredes formada por consumidores próximos. Auxiliando assim na complementação do suprimento eventualmente afetado por danos na rede de distribuição e até na de transmissão. Porém, para que haja a operação coordenada pelo centro de operação das distribuidoras que maximize a utilização dos REDs para esta finalidade investimentos na rede são necessários. Por exemplo, é importante que os REDs contemplem não apenas geração, mas também armazenamento. É necessário também a massificação do uso de medidores inteligentes (smart meters), além de dotar a rede de equipamentos de controle e automação.

Por um lado, os equipamentos da microrrede, incluindo os REDs, também poderiam ser afetados pelas catástrofes, inviabilizando o seu uso. Assim, podemos considerar que os REDs e as microrredes podem sim serem utilizados para o aumento da resiliência do serviço de distribuição de energia elétrica. Contudo, haveria um custo elevado de redundância e ainda poderiam estar sujeitos a falhas.

1) Seria possível supor que o processo de eletrificação mais acentuado sobretudo na indústria e nos transportes poderá acarretar reduções mais drásticas no consumo em eventos similares no futuro?

Sim. A maior eletrificação elevaria o consumo de eletricidade e, muito provavelmente, levaria a quedas mais drásticas no consumo em um evento de mesma natureza. Porém, cabe destacar que a queda no consumo ocorreria não apenas pelos danos na rede distribuição e/ou no sistema elétrico, mas também como efeito dos danos à infraestrutura viária e interdições que impeçam a circulação de veículos, pessoas e mercadorias. Vias interditadas ou intransitáveis impediriam, por exemplo, que veículos elétricos ainda abastecidos circulassem e paralisariam até mesmo indústrias não afetadas pela falta de energia. Tais indústrias interromperiam sua operação pela impossibilidade de escoamento da produção, de recebimento de matéria-prima e insumos ou ainda pela incapacidade de deslocamento de seus colaboradores.

Referente à queda no consumo, cabe destacar que as estimativas do artigo foram baseadas em dados de consumo preliminares informados mensalmente pelas distribuidoras. Em maio de 2025, a EPE recebeu dados revisados referentes ao consumo de 2024. Com os novos dados encontramos uma estimativa de retração maior do consumo, passando de 145 e 280 GWh de energia elétrica que deixou de ser consumida de maio a agosto de 2024 (queda de 1,4% a 2,7%), presente no artigo, para 250 e 460 GWh (queda de 2,4% a 4,3%), após a revisão. Por oportuno, questiono se é possível atualizar o artigo submetido para refletir os novos dados.

Título - Sistema de monitoramento do nível de poluição em isoladores de redes de distribuição para aumento da eficiência operacional

Entidade(s) - ELEKTRO REDES S.A., Instituto de tecnologia para o desenvolvimento

Autor(es) - Amanda Cortez, Bruna Cassiano Schatz, Laudemir Antonio Caritá Junior, Natalia Pereira Menezes, Felipe Silveira Marques Lisboa, MATHEUS ROSSETTO, Vitoldo Swinka Filho, Eduardo Massashi Yamao, OTAVIO MITSURU SHIONO, Lucas dos Santos Luzzi, Fábio Yukio Nara, Paulo Augusto Pereira

Resumo

Este trabalho apresenta o desenvolvimento do Medidor de Resistividade Superficial para Isoladores de Potência, um equipamento com inteligência computacional embarcada, projetado para monitorar a severidade da poluição local. O sistema integra medições de resistividade superficial, algoritmos de correção baseados em temperatura e umidade, e sinalização luminosa que indica os níveis de poluição. Os testes laboratoriais validaram a precisão das medições e a funcionalidade de seleção automática dos multiplexadores para diferentes faixas de corrente. Em cenários reais, dois protótipos com diferentes métodos de alimentação foram instalados para validação. Após três meses, pelo menos um dos sistemas mostrou robustez, com proteção eficaz contra intempéries e desempenho consistente na instrumentação eletrônica. Os resultados demonstram que o RESIP é uma ferramenta eficaz para o diagnóstico preventivo e a manutenção de isoladores, contribuindo para a redução de falhas e custos operacionais.

Perguntas e Respostas

1. Foram realizadas avaliações de possíveis variações nos níveis de poluição causadas por eventos climáticos pontuais, como chuvas intensas ou ventos? Estas medições podem alterar temporariamente a resistividade superficial e os resultados medidos?

2. Há planos para integração do RESIP com plataformas de supervisão, gestão de ativos e manutenção das distribuidoras, permitindo acionamentos automáticos ou priorização de inspeções com base nos dados de poluição?

1. Foram realizadas avaliações de possíveis variações nos níveis de poluição causadas por eventos climáticos pontuais, como chuvas intensas ou ventos? Estas medições podem alterar temporariamente a resistividade superficial e os resultados medidos?

Foi realizada uma campanha de coleta de poluição salina pelo litoral paulista, com coletas trimestrais, para avaliar o comportamento da deposição em isoladores. Foram utilizadas cruzetas (desenergizadas) abaixo da rede energizada para essa atividade. Durante o projeto, foram realizados diversos testes em campo, para avaliar o comportamento do protótipo em ambiente operacional, com isso foi possível avaliar a sensibilidade frente aos fenômenos de chuva e ventos por exemplo. A ocorrência de chuvas reduzem os valores de resistividade superficial e os ventos de noite aumentam os valores de resistividade superficial.

2. Há planos para integração do RESIP com plataformas de supervisão, gestão de ativos e manutenção das distribuidoras, permitindo acionamentos automáticos ou priorização de inspeções com base nos dados de poluição?

O protótipo hoje já possui uma interface web local para acesso aos dados, permitindo a integração dos dados. A proposta de continuidade desse desenvolvimento é um sistema que cubra todo o litoral e possa orientar a equipe de lavagem de isoladores para os pontos críticos a partir de um sistema centralizado em um centro de controle.

1) Poderia ser idealizado este sensoreamento como uma aplicação de IOT em redes elétricas que já possuem o conceito de Smart Grids implantado?

Hoje o sensor já possui comunicação bluetooth e Wi-fi, então já pode ser classificado com um IoT podendo ser implantado em uma smart grid. O que pode requer adaptação seria com a comunicação a ser utilizada pela smart grid para que possa realizar a transmissão de dados.

Título - AVALIAÇÃO OPERACIONAL DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO MÉTRICAS DE RESILIÊNCIA

Entidade(s) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Autor(es) - JONATAS BOAS LEITE

Resumo

Este trabalho propõe um método de análise para estimar investimentos em melhorias do sistema de distribuição com base na resiliência. Além do custo total da energia não suprida, a métrica de avaliação da resiliência é obtida para vários cenários de interrupção. Isso permite a modelagem de cenários de vulnerabilidade para eventos de alto impacto e baixa probabilidade, que são inerentemente não determinísticos. Considera-se o valor em risco como uma métrica baseada em risco, que avalia a resiliência como o custo máximo de energia não suprida para a interrupção além de um limite de risco predeterminado, α . A mitigação dos riscos pode ser alcançada reduzindo a vulnerabilidade da rede de distribuição usando técnicas modernas da rede inteligente, o que pode aumentar a resiliência operacional da rede. Assim, a rede de distribuição pode ser reavaliada através de uma ferramenta de visualização, com base no sistema de informação geográfica, que atribui cores diferentes a cada nível de risco na representação gráfica dos alimentadores. Essa ferramenta de visualização com os mapas de calor é proposta e implementada. Dessa forma, são determinados os valores em risco, e risco esperado, para quatro alimentadores reais cujos mapas de calor são comparados para diferentes limites de risco. Os resultados mostram a eficácia do método proposto no suporte aos operadores da rede de distribuição na tomada de decisões de investimento para melhorar a resiliência do sistema.

Perguntas e Respostas

1. Como o método proposto se adapta à realidade de distribuidoras com regiões com baixa digitalização ou poucos dados operacionais e históricos sobre os alimentadores?

2. Como está prevista a integração dessa metodologia aos sistemas utilizados pelas distribuidoras atualmente?

1. Como o método proposto se adapta à realidade de distribuidoras com regiões com baixa digitalização ou poucos dados operacionais e históricos sobre os alimentadores?

A virtualização do sistema da distribuidora é um procedimento eficaz para viabilizar o método proposto em situações de baixa digitalização. O essencial corresponde à base de dados dos ativos da empresa concessionária, que é uma informação comum à realidade atual das concessionárias. Com a virtualização a análise dos alimentadores torna-se viável através de modelos sintéticos, desenvolvidos através de lições aprendidas e casos de estudo do mundo real.

2. Como está prevista a integração dessa metodologia aos sistemas utilizados pelas distribuidoras atualmente?

A virtualização do SEE consiste na etapa inicial de desenvolvimento do gêmeo digital, ou seja, uma réplica fidedigna do sistema em operação. O gêmeo digital possibilita a formação de uma plataforma de simulação de hardware-into-the-loop, em que dispositivos do mundo real são integrados ao sistema virtualizado, utilizando comunicação padronizada. A integração realizada dessa forma é modular conforme a necessidade de digitalização da distribuidora.

1) Pequenos trechos de rede subterrânea ou a utilização de recursos energéticos distribuídos para back up poderiam ser modelados na ferramenta?

Sim, as redes subterrâneas podem ser modeladas com diferentes valores para as taxas de falha, e a utilização de recursos energéticos distribuídos podem contribuir com o alívio do carregamento da rede em situação de alta vulnerabilidade do sistema. A metodologia proposta possibilita avaliar o impacto dessas tecnologias na resiliência dos alimentadores de distribuição, como já foi realizado, com a avaliação do procedimento de restauração automática (FLISR) e resposta à demanda (GLD).

Título - Desafios para o atendimento ao fator de potência em barramentos de fronteira entre a Rede Básica e a rede elétrica de distribuição com a expansão da geração distribuída

Entidade(s) - CONSESPE ENGENHEIROS ASSOCIADOS S/S LTDA

Autor(es) - JOSE SANDRO VALENCA DO NASCIMENTO FILHO, ALVARO JOSE PESSOA RAMOS, RODRIGO BEZERRA VALENCA

Resumo

Com a regulamentação e o incentivo às fontes renováveis de energia elétrica, tais como a solar e a eólica, a geração distribuída (GD) tem tido um crescimento de destaque no sistema elétrico das distribuidoras acarretando desafios relacionados à inversão de fluxo de potência ativa, a intermitência dessas gerações e a maior complexidade ao controle do fator de potência nos transformadores de fronteira das distribuidoras com a Rede Básica.

O presente trabalho apresenta análises de estabilidade eletromecânica considerando uma central de geração eólica (CGE) conectada em um ramal típico de uma rede de distribuição comparando a operação desta CGE nos três diferentes modos de controle: controle de tensão, de potência reativa e de fator de potência para situações de indisponibilidade de linhas de distribuição visando identificar a eficácia desses controles tanto para contribuir com um suporte adicional ao controle de fator de potência até o barramento de fronteira quanto para a boa estabilidade e controle de tensão na rede elétrica da distribuidora.

O trabalho propõe uma representação típica para realização de análise prévia de estabilidade eletromecânica desde os estudos iniciais, referente ao estudo de mínimo custo global (MCG), buscando alinhar o estudo de mínimo custo global com a necessidade de atendimento aos requisitos de fator de potência nos transformadores de fronteira. Por fim, é iniciada uma reflexão sobre a necessidade de revisitar os critérios de fator de potência nos transformadores de fronteira para sistemas de distribuição cuja geração distribuída tem uma participação relevante.

Perguntas e Respostas

1. Qual seria a reforma necessária nos requisitos de fator de potência na fronteira entre a rede de distribuição e a Rede Básica para se adequar as novas tendências da rede de distribuição e possibilitar a conexão de novos empreendimentos de geração distribuída?

2. Diante da sensibilidade do fator de potência nos momentos de fluxo reverso próximo a zero, quais alterações regulatórias ou revisões nos critérios de medição e exigência de fator de potência poderiam ser mais compatíveis com a nova realidade da rede?

O controle e parametrização dos Recursos Energéticos Distribuídos, em especial as fontes de Geração Distribuída, pelos centros de operação das distribuidoras, torne-se cada vez mais necessário. Quais são os desafios, do ponto de vista técnico e regulatório, para que esse controle seja realizado de forma efetiva?

Um método eficaz de controle de tensão através de fontes de geração distribuída é o método Q(U), que controla os níveis de tensão no Ponto de Acoplamento através do controle fluxo de potência reativa (absorção ou injeção) da fonte de GD, considerando o valor local da tensão. Qual a contribuição de um controle de tensão amplo das fontes de GD, incluindo a MMGD, para o controle do FP na fronteira?

Um controle de tensão amplo e coordenado das fontes de GD e MMGD, principalmente utilizando o modo de controle QV, proporcionará um maior equilíbrio entre o controle de tensão do sistema elétrico e a injeção de potência reativa dessas fontes contribuindo com a distribuidora para o controle de fator de potência e ainda possibilitando a redução de perdas elétricas.

1. Qual seria a reforma necessária nos requisitos de fator de potência na fronteira entre a rede de distribuição e a Rede Básica para se adequar as novas tendências da rede de distribuição e possibilitar a conexão de novos empreendimentos de geração distribuída?

A depender do montante de geração distribuída na rede da distribuidora, todos os dias poderão ocorrer duas reversões de potência ativa nos transformadores de fronteira com a rede básica. Na proximidade dos momentos de reversão, onde a potência ativa é muito baixa, considerar um critério de fator de potência perde o sentido, uma vez que qualquer mínimo fluxo de potência reativa gera um fator de potência extremamente baixo. Sendo assim, considerar faixas de limite de injeção/absorção de potência reativa pode ser mais adequado para o novo cenário.

2. Diante da sensibilidade do fator de potência nos momentos de fluxo reverso próximo a zero, quais alterações regulatórias ou revisões nos critérios de medição e exigência de fator de potência poderiam ser mais compatíveis com a nova realidade da rede?

Uma possibilidade seria considerar uma banda morta, por exemplo: para fluxos de potência ativa nos transformadores de fronteira com a rede básica menor que 5MW não ser considerado o fator de potência; para fluxos entre 5MW e 20MW, o fator de potência seria ampliado para uma faixa de 0.5 etc. Alternativamente e de maneira mais objetiva poderia ser considerado um limite de injeção/absorção de potência reativa em substituição ao fator de potência, pelo menos nas situações próximas a inversão de fluxo.

1) O trabalho avaliou requisitos de implantação prática a nível de controladores e inversores em campo?

Título - Análise do comportamento da rede de distribuição do tipo efetivamente aterrado durante a perda não intencional do condutor de aterramento do neutro do transformador de força.

Entidade(s) - Universidade Federal de Santa Maria, Universidade Federal do Pará, Equatorial Pará Distribuidora de Energia S/A, Universidade Estadual de Santa Cruz

Autor(es) - Luis Augusto Magalhães Santos, Ghendy Cardoso Jr, Jean Pereira Rossini, João Paulo Abreu Vieira, RODRIGO BARROSO GADELHA, FRANCERDEY MARLOS MENEZES PINHEIRO, Fábio Alexandre Martins Monteiro

Resumo

O aterramento dos sistemas elétricos de potência é um elo fundamental para garantir a segurança e o bom funcionamento dos equipamentos e da rede elétrica. O sistema de aterramento tem por objetivo garantir: segurança contra choques elétricos, proteção dos equipamentos e qualidade da rede, além de prover um caminho de baixa impedância para as correntes de falta à terra, permitindo a detecção e eliminação de curtos-circuitos monofásicos. Quando um sistema elétrico é projetado para operar na condição de efetivamente aterrado e passa a operar como isolado, vários efeitos colaterais surgem, colocando em risco vidas humanas e danos extremamente onerosos às concessionárias e equipamentos da subestação. O sistema elétrico projetado para operar no modo efetivamente aterrado segue a filosofia de proteção baseada em sobrecorrentes e o sistema isolado segue a filosófica de proteção baseada em tensão, o que não está disponível. Desta forma, este trabalho tem por objetivo analisar as alterações que surgem no comportamento da rede de distribuição de energia elétrica após a perda não intencional do aterramento do neutro em transformadores de força em subestações, enfatizando os elementos que podem levar a esta condição, além das consequências que envolvem riscos materiais e a vida.

Perguntas e Respostas

1. Considerando o custo elevado da solução com transformadores de aterramento e redundância de proteção, existe algum critério técnico ou econômico definido para aplicação em subestações mais críticas?

2. Quais são os próximos passos do estudo desenvolvido?

1. Considerando o custo elevado da solução com transformadores de aterramento e redundância de proteção, existe algum critério técnico ou econômico definido para aplicação em subestações mais críticas?

Sim. Recomendamos aplicar a solução (transformador de aterramento + redundância de proteção corrente/tensão) em subestações que, por critérios técnicos e econômicos, apresentem combinação de alto risco e alto impacto, por exemplo: alimentam cargas críticas (hospitais, minas, plantas industriais), alimentam um grande número de consumidores (alto número de clientes/R\$ de faturamento), apresentam histórico de furtos/vandalismo do condutor de aterramento ou têm equipamentos cuja indisponibilidade gera custos muito elevados. A decisão deve ser suportada por análise custo-benefício, análise de criticidade e avaliação de segurança ocupacional.

2. Quais são os próximos passos do estudo desenvolvido?

Neste trabalho foi apresentado o comportamento da rede de distribuição após a perda não intencional do aterramento do neutro e também foi mencionado que foi desenvolvido um método inovador para detecção desta condição, o qual já está implementado em duas subestações reais. Desta forma, os próximos passos sugeridos são direcionados para a expansão e consolidação da solução, seguindo o roteiro abaixo:

- (1) Validação em campo: acompanhar o desempenho do método nas duas subestações onde já está instalado, avaliando taxa de detecção, confiabilidade e ocorrência de alarmes indevidos.
- (2) Expansão controlada: instalar a solução em novas subestações de diferentes características (críticas, urbanas, rurais), de forma a ampliar a amostra de casos reais.
- (3) Refinamento da lógica de detecção: a partir dos registros coletados, ajustar parâmetros e filtros para reduzir falsos positivos/negativos e garantir robustez frente a diferentes regimes de operação e distúrbios.
- (4) Integração operacional: desenvolver procedimentos de resposta para os alarmes emitidos (via SCADA/relés), incluindo protocolos de inspeção em campo e definição de responsabilidades operacionais.
- (5) Avaliação técnico-econômica: realizar estudos comparando o custo da solução com os benefícios obtidos (redução de risco de falhas e acidentes, aumento da confiabilidade, prevenção de danos), de forma a estabelecer critérios para priorização das subestações onde a implantação é mais vantajosa.

1) Qual o risco em termos de segurança dos operadores em campo ou de suportabilidade de equipamentos com uma elevação da tensão entre neutro e terra?

A elevação da tensão Vng (neutro-terra) implica dois principais riscos: (a) risco de choque elétrico por diferenças de potencial de toque e passo, afetando operadores e público; (b) risco de exceder a isolamento de equipamentos, provocando avarias e falhas catastróficas. Esses riscos podem ser severos em casos de faltas intermitentes que geram transitórios elevados. As medidas mitigatórias incluem: monitoramento em tempo real da condição do aterramento do neutro,

equipotencialização local, controle de acesso, e quando justificado, instalação de transformador de aterramento e/ou melhoria da isolação dos equipamentos.

Título - Análise da Influência da Desconexão da MMGD na Atuação do ERAC dos Sistemas Amazonas e Amapá

Entidade(s) - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Autor(es) - Júlio César Cândido Vieira, Fabricio Andrade Mourinho

Resumo

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vivencia uma significativa transformação, caracterizada pela descentralização dos recursos de geração. A integração dos Recursos Energéticos Distribuídos, com destaque para a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), é importante para contribuir com a transformação energética brasileira. Todavia, a exponencial expansão da MMGD vem impondo desafios significativos à operação do SIN, tais como a variabilidade da geração, redução da curva de carga líquida mínima, aumento da necessidade de recursos flexíveis para seguir a carga líquida, redução da inércia e a possibilidade de desconexão em cascata da MMGD quando de perturbações na Rede Básica devido a ajustes de proteção sensíveis e ausência de suportabilidade a perturbações. Nesse cenário, este artigo apresenta uma avaliação do impacto dos ajustes de proteção de frequência da MMGD na atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga dos estados do Amazonas e Amapá, os quais podem ser ilhados do restante do SIN quando de contingências duplas de linhas de transmissão da Rede Básica.

Perguntas e Respostas

O gerenciamento e controle dos Recursos Energéticos Distribuídos pelas Distribuidoras torna-se cada vez necessário, tanto para a visibilidade da geração quanto para a flexibilidade operacional pelo centros de controle. Na visão dos autores, quais são os maiores desafios das distribuidoras para esse controle efetivo?

O principal desafio é a baixa observabilidade, controlabilidade e a dispersão geográfica da MMGD conectada às redes de distribuição. A maioria dos sistemas fotovoltaicos de pequeno porte não possui sistemas de comunicação com os centros de operação da distribuidora, o que pode limitar a capacidade das distribuidoras de quantificar, localizar e gerenciar a injeção de potência ativa e reativa. Além disso, destaca-se que há um desafio regulatório relevante: o arcabouço atual não define claramente os níveis mínimos de monitoramento e de resposta que todos os recursos energéticos distribuídos devem oferecer, dificultando uma integração coordenada com os mecanismos de segurança sistêmica do SIN.

A resiliência das fontes de MMGD frente a distúrbios na rede é importante, não somente para evitar que contribuam com o aumento do distúrbio, mas que colaborem com a sua atuação ou mitigação. O estudo apresentado foi relacionado a distúrbio de frequência. Alguma análise para distúrbios de tensão, isso, é suportabilidade de MMGD frente a variações de tensão no sistema?

No trabalho apresentado, o foco foi a análise de suportabilidade a variações de frequência, pois essa é a medida elétrica de referência para atuação do ERAC. Contudo, reconhece-se que a suportabilidade a afundamentos e elevações transitórias de tensão (LVRT/HVRT) é igualmente crítica, especialmente em

sistemas com grande penetração de inversores. Perturbações de tensão podem causar desligamentos em cascata da MMGD caso os inversores não possuam capacidade de suportar transitórios e contribuir com potência reativa para a recuperação da rede. Embora este estudo não tenha abordado análises de variação de tensão, entende-se que ajustes inadequados de proteção podem comprometer a estabilidade sistêmica. Assim, recomenda-se que os inversores incorporem requisitos robustos de suportabilidade de variação de tensão em conjunto com os requisitos associados à frequência.

1) Atuar com a mudança de ajustes na Mini Geração é algo mais centrado, como poderia ser realizada esta mudança na microgeração, onde este segmento é mais significativo em muitos estados?

Na microgeração, o maior desafio para ajustes dos requisitos está relacionado à quantidade pulverizada de unidades e à ausência de gestão centralizada pelos agentes de distribuição. Após a publicação da Portaria do INMETRO nº 140/2022, prevê-se que as novas usinas de microgeração que entrarem em operação comercial devem seguir os requisitos de suportabilidade de frequência apresentados na referida Portaria, garantindo que as novas instalações já contemplem ajustes de suportabilidade mais robustos. Para o parque já instalado, seria necessário um programa coordenado de retrofit, conduzido em parceria entre fabricantes, distribuidoras e a Agência Reguladora. Nesse caso, a regulação pode desempenhar papel central ao criar mecanismos de incentivo e cronogramas de adequação, dado que o segmento de microgeração representa a maior parcela da MMGD em diversos estados e, portanto, pode exercer impacto significativo no desempenho sistêmico durante perturbações. Já foram conduzidas ações no SIN, em parceria com alguns fabricantes, para a atualização remota de ajustes sensíveis das funções de proteção de inversores de microgeração distribuída em operação.

Título - Eletrificação de Frotas Operativas: Aspectos logísticos e de desempenho da operação em campo

Entidade(s) - TECHNE-GESEL PROJETOS E ANÁLISES LTDA, Universidade de São Paulo

Autor(es) - Lucca Zamboni, Mauricio Moszkowicz, Jose Sidnei Colombo Martini, Lillian Monteath, Luiza Masseno de Pinho Santiago Leal

Resumo

A eletrificação de frotas oferece benefícios importantes de descarbonização, bem como da melhor inserção com o meio urbano pela redução de ruídos. No entanto, no setor de distribuição de energia, esses benefícios vêm acompanhados de desafios operacionais, especialmente devido à natureza do serviço público, que exige alta disponibilidade e manutenção de índices de qualidade de atendimento.

A substituição de veículos motores por veículos elétricos (VE) exige adaptações nos processos logísticos utilizados, na infraestrutura de recarga e na política de reserva operacional para atender períodos de contingência.

Este artigo, desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Aneel, apresenta uma avaliação detalhada do desempenho e da logística operacional de VEs aplicados a atividades de operação e manutenção (O&M) em uma distribuidora de energia elétrica (CPFL), explorando suas limitações e vantagens em um contexto real.

O estudo tem uma abordagem quantitativa, utilizando dados de telemetria e de

recarga coletados em campo e testes controlados em ambientes urbanos e rodoviários. A autonomia e o consumo dos VEs foram os principais parâmetros analisados, permitindo a comparação entre o desempenho em campo e os valores nominais informados pelos fabricantes, bem como uma avaliação da adequação desses veículos às necessidades operacionais de O&M.

A experiência adquirida ao longo do projeto reforça a viabilidade da eletrificação de frotas para distribuidoras de energia, desde que acompanhada por um planejamento estratégico que contemple a otimização dos recursos disponíveis e o desenvolvimento de infraestrutura de suporte, para suportar aperfeiçoamentos logísticos nas operações com VEs.

Perguntas e Respostas

1. Quais foram os resultados na redução nas emissões de carbono, impacto ambiental, de benefícios operacionais e econômicos? Pensando em planejamento estratégico foi possível fazer uma projeção desses benefícios no tempo?

2. A partir das informações coletadas durante o projeto, é possível prever o ciclo de vida das baterias? Como a CPFL pretende lidar com o reaproveitamento e descarte das baterias?

1. Quais foram os resultados na redução nas emissões de carbono, impacto ambiental, de benefícios operacionais e econômicos? Pensando em planejamento estratégico foi possível fazer uma projeção desses benefícios no tempo?

2. A partir das informações coletadas durante o projeto, é possível prever o ciclo de vida das baterias? Como a CPFL pretende lidar com o reaproveitamento e descarte das baterias?

1. Quais foram os resultados na redução nas emissões de carbono, impacto ambiental, de benefícios operacionais e econômicos? Pensando em planejamento estratégico foi possível fazer uma projeção desses benefícios no tempo?

2. A partir das informações coletadas durante o projeto, é possível prever o ciclo de vida das baterias? Como a CPFL pretende lidar com o reaproveitamento e descarte das baterias?

Qual o custo-benefício da utilização de VE na planta da CPFL proposta no trabalho em relação à utilização de veículos à combustão, em médio e longo prazos, em termos de economia de combustível, OPEX, descarbonização, etc.?

Foi considerada alguma análise sobre as categorias de veículos elétricos V2G ou V4G, como um Recurso Energético Distribuído, para suporte à rede de distribuição? Qual é a opinião dos autores a respeito?

No caso desse projeto, por se tratar de uma frota elétrica destinada ao atendimento da operação e manutenção de redes elétricas de empresas de distribuição de energia, onde os prazos de atendimento são regulados e passíveis de multa, a aplicação V2G poderia prejudicar a autonomia dos veículos elétricos e concorrer com a autonomia necessária para os atendimentos, principalmente os emergenciais, nesse sentido optou-se por não utilizar a frota para V2G. Outro aspecto está ligado à regulação atual, que não permite V2G no Brasil.

1. Quais foram os resultados na redução nas emissões de carbono, impacto ambiental, de benefícios operacionais e econômicos? Pensando em planejamento estratégico foi possível fazer uma projeção desses benefícios no tempo?

Considerando um período de análise de 20 anos, estima-se que o total de 455 veículos com motores de combustão interna da frota de veículos da CPFL Piratininga emita 24,2 mil toneladas de CO₂ na atmosfera. A eletrificação apresenta uma redução significativa para os níveis de emissão, de 24,2 mil toneladas de CO₂ para 14,3 mil toneladas, com uma redução de aproximadamente 40,8%, ou 9,86 mil toneladas. Com relação aos benefícios operacionais e econômicos além de benefícios operacionais como menor custo de manutenção e redução de ruídos tem-se benefícios econômicos a depender das condições de contorno, como distância percorrida, custos de aquisição e eventualmente reconhecimento regulatório. A experiência adquirida ao longo do projeto reforça a viabilidade da eletrificação de frotas para distribuidoras de energia, desde que acompanhada por um planejamento estratégico que contemple a otimização dos recursos disponíveis e o desenvolvimento de infraestrutura de suporte. O estudo também destaca a importância da adaptação dos processos internos e da capacitação das equipes para garantir o máximo aproveitamento da mobilidade elétrica.

2. A partir das informações coletadas durante o projeto, é possível prever o ciclo de vida das baterias? Como a CPFL pretende lidar com o reaproveitamento e descarte das baterias?

O período de observação da frota em campo, ainda não permitiu uma avaliação do tempo de degradação das baterias, tudo indica que deve ser suficiente para cumprir a vida regulatória do ativo. Caso a autonomia venha a limitar o atendimento dos serviços, o VE pode ser direcionado a regiões da concessão que exigem uma menor rodagem diária. Outros projetos da CPFL vem tratando a segunda vida de baterias, inclusive avaliando o uso para aplicações estacionárias dentro do setor elétrico e residências.

Com base no projeto de pesquisa realizado a CPFL possui um roadmap para adoção em escala da eletrificação de sua frota?

Título - Sensoriamento Contínuo de Redes de Distribuição Utilizando Fibras Óticas

Entidade(s) - Autarquia Federal

Autor(es) - Henrique de Oliveira Henriques, Vinicius Nunes Henrique Silva

Resumo

Este trabalho propõe a aplicação original de fibra óptica para monitorar temperatura e vibração de toda a extensão de alimentadores primários de Distribuição. Como

resultados, são apresentados alguns projetos, dentre eles uma parceria com a Prysmian, de cabos de rede compacta, “Spacer cable”, na classe de 15kV, com fibra embarcada no condutor de fase e no cabo guia. São também apresentadas aplicações do cabo de fibra óptica fixado na parte externa de cabos existentes, propiciando controle da rede existente.

Dessa forma, torna-se possível uma série de funcionalidades, tais como: Localização imediata de falhas; detecção precoce de defeitos; controle inteligente do carregamento dos alimentadores em condição normal e em emergência; monitoramento dos efeitos causados por eventos climáticos extremos, que modificam a ampacidade dos cabos e reduzem sua vida útil; localização, “on line”, de perdas não-técnicas; monitoramento de intrusão em câmaras transformadoras para roubo de cabos; localização e sensoriamento de aproximação de vegetação, otimizando a programação de poda de árvores; localização de queimadas próximo à rede; melhoria no sistema de comunicação em áreas rurais, viabilizando a implantação de sistemas “self healing” nessas áreas.

Utilizando a temperatura medida ao longo do alimentador primário ou secundário, uma avaliação das perdas técnicas pode ser feita em tempo real e de posse das leituras dos medidores eletrônicos de consumidores e “prosumidores”, é possível localizar com grande precisão os transformadores de distribuição e os ramais de ligação com perdas não-técnicas. Um case, na baixa tensão, é apresentado com essa aplicação.

Perguntas e Respostas

Qual o custo médio da solução de fibra óptica (R\$/km) considerando fibra embarcada no condutor de fase e no cabo guia, para a aplicação de medição de temperatura ao longo do alimentador?

Quais são os desafios técnicos para a implantação de fibra óptica em redes de distribuição bastante ramificadas, que é o caso das redes brasileiras?

Esse problema, hoje em dia, é resolvido através da utilização de chaves óticas. O interrogador faz, em poucos segundos, a varredura em todos os ramais do alimentador. Esse processo não só permite a varredura de todos os ramais, como a utilização do mesmo interrogador para vários alimentadores, viabilizando economicamente a aplicação para alimentadores de média tensão. Em termos de software, a implantação pode ser feita de várias maneiras. Uma delas, de fácil implantação e baixo custo, é a implantação das rotas, em tabelas em memória circular, que definem quais chaves devem conduzir ou bloquear a luz, definindo uma rota de interrogação. Vai depender da topologia da rede elétrica.

1. Como a aplicação de inteligência artificial está sendo integrada ao sistema desenvolvido? Existem modelos já validados para classificação de eventos ou detecção de anomalias?

2. Considerando o custo elevado inicial dos equipamentos de interrogação, houve alguma análise de viabilidade econômica para aplicação em larga escala em redes de distribuição, ou proposta de modelos híbridos de sensoriamento?

1. Como a aplicação de inteligência artificial está sendo integrada ao sistema desenvolvido? Existem modelos já validados para classificação de eventos ou detecção de anomalias?

2. Considerando o custo elevado inicial dos equipamentos de interrogação, houve alguma análise de viabilidade econômica para aplicação em larga escala em redes de distribuição, ou proposta de modelos híbridos de sensoriamento?

1. Como a aplicação de inteligência artificial está sendo integrada ao sistema desenvolvido? Existem modelos já validados para classificação de eventos ou detecção de anomalias?

A integração vem sendo feita seguindo o seguinte roteiro:

1. Coleta de Dados: Sinais acústicos (DAS) ou térmicos (DTS).
2. Pré-processamento: Remoção de ruído, segmentação temporal, normalização.
3. Extração de Características (definição de rotulos):
 - o FFT, espectrogramas (DAS).
 - o Perfis térmicos e gradientes (DTS).
4. Treinamento de Modelos:
 - o Classificação supervisionada (Random Forest, SVM, redes neurais).
 - o Detecção de anomalias (Autoencoders, Isolation Forest, DBSCAN).
5. Validação com dados de campo.

Duas referências técnicas relevantes:

- "Application of Distributed Acoustic Sensing (DAS) for Power Cable Monitoring and Theft Detection", IEEE, 2021
- "Thermal anomaly detection in DTS using machine learning for underground distribution lines", Elsevier, 2022

No Brasil não identificamos nenhum modelo validado ainda, mas internacionalmente podemos citar:

Reino Unido – National Grid & OptaSense (QinetiQ)

Projeto: Power Cable Monitoring using Distributed Acoustic Sensing

Tecnologia: DAS aplicada a cabos de transmissão subterrâneos + IA para classificação de eventos.

Alemanha - EnBW & FOSA

Projeto: Monitoramento térmico em redes subterrâneas com DTS + IA.

Técnica: Autoencoders e modelos supervisionados para sobreaquecimento e fraudes.

China - State Grid / CEPRI

Projeto: IA aplicada a DTS para anomalias térmicas e sobrecargas.

Canadá - Hydro-Québec e LumenIR

Projeto: Piloto com DTS em áreas urbanas para detectar perdas não técnicas.

IA: Algoritmos de isolamento de outliers térmicos com validação em campo.

EUA – Oak Ridge National Laboratory (ORNL)

Projeto: Aplicação de IA com DAS em redes elétricas para segurança e detecção de interferências.

Referências de aplicação do modelo:

Thermal Monitoring of Underground Power Cables Using Distributed Temperature Sensing” – CIRED 2021.

Zhang, Y. et al., "Intelligent Fault Diagnosis for Power Cable Using Distributed Temperature Sensing and Machine Learning", IEEE Access, 2021.

DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3065791

Roy, J., "Thermal Anomaly Detection in Underground Cables Using Distributed Sensing and ML", IEEE PowerTech 2022.

Pasqualetti, F. et al., "Real-Time Distributed Acoustic Sensing for Infrastructure Security", IEEE Transactions on Smart Grid, 2022.

2. Considerando o custo elevado inicial dos equipamentos de interrogação, houve alguma análise de viabilidade econômica para aplicação em larga escala em redes de distribuição, ou proposta de modelos híbridos de sensoriamento?

Sim. Um DTS e DAS interrogam todas as linhas de um conjunto ANEEL (uma subestação). Tomando como base a subestação Governador, no Rio de Janeiro, o benefício anual foi de R\$ 1.600.000,00. Considerando a taxa Selic da época de 14,55% a.a., o retorno do investimento (R\$ 3.267.316,00), se deu em 2,6 anos. Cabe ressaltar que, em sistemas subterrâneos, utilizando cabos com fibra embarcada ou externa fixada junto a uma das fases, o benefício anual é bem maior, enquanto o aumento do custo do cabo com fibra embutida ou externa não é significativo.

1) Em regime de falta (curto circuito) a liberação de energia não poderia ser prejudicial a Fibra Ótica?

Título - Lições aprendidas com a implementação de uma Usina Virtual na Energisa Tocantins: modelo de negócios, resultados práticos e próximos passos

Entidade(s) - FACULDADES CATOLICAS

Autor(es) - Delberis Araujo Lima, Arthur Massari Filho, Rafael Saadi Dantas Teixeira, Vanessa Paola Gonzalez Atencia, André Milhorce de Castro

Resumo

Neste informe estão apresentados estudos, resultados, conclusões e próximos passos do projeto Usina Virtual de Energia (UVE) do sistema Energisa Tocantins (ETO). Os estudos são focados na busca de viabilidade econômica da implantação de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), como Usinas Fotovoltaicas (UVFs), Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAEBs) e sistemas híbridos (UFV/SAEB), instalados no sistema de distribuição de baixa tensão da ETO. Na primeira fase do projeto, demonstrou-se que a coordenação da operação dos REDs, implementada a partir de um modelo matemático de otimização para simular a UVE poderia ter resultados promissores, tanto do ponto de vista comercial, com ganhos associados à comercialização do crédito de energia, como do ponto de vista técnico, com ganhos associados à redução de perdas elétricas, além da redução de picos de

potência na subestação e nos transformadores de distribuição. Os estudos foram realizados utilizando a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) de 2023 e os resultados indicaram que, isoladamente, UFVs e sistemas híbridos apresentaram maior potencial de viabilidade econômica, enquanto os SAEBs teriam menor potencial, em função do alto custo das baterias. Na segunda fase do projeto, buscou-se potencializar a viabilidade econômica do projeto considerando a Hosting Capacity (HC) e o Operating Envelope (OE) associado ao controle de tensão como um serviço ancilar adicional. Neste caso, a hipótese é que quanto maior a penetração de GD-FV no circuito, sem provocar violações de tensão, maior seria o potencial de serviço ancilar provido pelo RED e, conseqüentemente, maior seria o ganho técnico. Os estudos foram realizados considerando dados reais de medição da operação dos REDs no sistema ETO, além da BDGD de 2024, e indicaram um bom potencial para ser explorado com este serviço.

Perguntas e Respostas

Quais são os principais entraves regulatórios e de negócios para o estabelecimento da operação de VPPs (Virtual Power Plant) pelas distribuidoras ou terceira parte (agregadores) no Brasil?

R: A viabilidade das usinas virtuais depende, em grande medida, da viabilidade econômica do projeto. Como o CAPEX necessário para a implantação desses sistemas é relativamente elevado, o empilhamento de receitas representa uma estratégia promissora para ampliar as possibilidades de retorno financeiro.

Do ponto de vista regulatório, algumas ações podem ser consideradas:

Liberação da possibilidade de arbitragem tarifária, com operação condicionada à autorização da distribuidora. A combinação entre o carregamento de baterias no período fora de ponta e a descarga no horário de ponta tende a gerar benefícios operacionais para a distribuidora, ao mesmo tempo em que contribui para o empilhamento de receitas do agregador.

Definição dos serviços ancilares e a devida remuneração. Serviços como controle de tensão, redução de perdas elétricas, mitigação de picos de demanda nos transformadores, postergação de recondutoramento e divisão de circuitos, além da redução de potência na subestação e o controle do fluxo reverso podem ser prestados por meio da Usina Virtual. A definição de critérios e mecanismos para remuneração desses serviços contribuiria diretamente para se criar modelos de negócios mais atrativos.

Definição clara dos agentes autorizados a oferecer esses serviços à distribuidora, incluindo a possibilidade de que os investimentos e o gerenciamento sejam realizados pela própria distribuidora ou por terceiros (agregadores), conforme diretrizes regulatórias estabelecidas.

Por outro lado, do ponto de vista do modelo de negócios, e considerando a aprovação de um arcabouço regulatório para a Usina Virtual, o agregador de energia deve avaliar a viabilidade do projeto com base em indicadores econômicos, como Valor Presente Líquido (VPL) e Payback. A combinação entre uma regulação bem estruturada e a redução progressiva dos custos dos equipamentos, em especial dos sistemas de armazenamento de energia, será decisiva para fomentar investimentos no setor.

O DERMS (Distribute Energy Managment System) é a ferramenta computacional mais apropriada para gerenciamento de Recursos Enérgicos Distribuídos. Para uma aplicação real, esse tipo de ferramenta é essencial para visualizar, parametrizar, agrupar, otimizar e despachar esses recursos. Qual a visão dos autores? No trabalho foi considerado a utilização desse tipo de ferramenta ?

R: Os autores concordam que o DERMS é uma ferramenta adequada para a otimização e o gerenciamento de recursos energéticos distribuídos (REDs) no contexto do projeto proposto. Além disso, o DERMS pode ser utilizado como base para gerar evidências concretas dos benefícios proporcionados pelos REDs. Como exemplo, pode-se citar o controle de tensão induzido pela atuação de um RED, o qual precisa ser comprovado para caracterização e remuneração do serviço ancilar prestado.

No trabalho apresentado, a alternativa adotada para avaliar os impactos dos REDs, na ausência de um sistema de sensoriamento mais abrangente, foi a simulação de cenários futuros de geração e carga a partir dos dados de medição disponíveis no RED e no transformador de distribuição.

Como recomendação, os autores destacam que a implantação de um sistema de sensoriamento mais robusto pode ser decisiva para viabilizar mecanismos de remuneração baseados no empilhamento de serviços ancilares.

1) No trabalho foi possível avaliar como um DERMS poderia contribuir para a elevação do desempenho da Usina Virtual??

R: O trabalho foi desenvolvido com base em dados disponíveis, como tensão e potência nos transformadores e no ponto de instalação do RED. Esses dados foram cruciais para definir a operação da Usina Virtual. Contudo, no escopo de inovação proposto no trabalho, foi necessário produzir informações complementares para simular cenários futuros, por meio do processo de desagregação de carga e geração e projeção do crescimento destas variáveis.

Esse processo poderia ser aprimorado com um maior nível de sensoriamento e medição, o que permitiria uma estimativa mais precisa do estado da rede elétrica sob estudo. Assim, conclui-se que o DERMS poderia contribuir de maneira substancial em todas as etapas do processo, desde o planejamento e a configuração (dimensionamento e localização) da Usina Virtual até a sua operação ótima, além de gerar evidências associadas à prestação de serviços ancilares.

Título - Sistema inteligente para lavagem de isoladores da rede de distribuição

Entidade(s) - ELEKTRO REDES S.A., Instituto de tecnologia para o desenvolvimento

Autor(es) - Amanda Cortez, Laudemir Antonio Caritá Junior, Bruna Cassiano Schatz, Eduardo Massashi Yamao, Rafael Martini Silva, Fábio Yukio Nara, Felipe Silveira Marques Lisboa, Gabriela Rosalee Weigert-Dalagnol, OTAVIO MITSURU SHIONO

Resumo

Este trabalho apresenta o desenvolvimento do Sistema inteligente para a lavagem de isoladores da rede de distribuição, detalhando seus principais componentes como

robô de lavagem de isoladores, cabine estendida, caminhão com implementos e interface do sistema, que permite ao operador monitorar o processo sem sair do veículo. Além disso, são apresentados os testes em campo realizados em uma rede de distribuição energizada da Neoenergia, no Litoral Paulista.

Nos testes em campo o sistema foi capaz de realizar a lavagem dos isoladores de maneira assertiva, seguindo os padrões estabelecidos pela concessionária e agregando valor nas aplicações em campo do sistema autônomo, através do aumento da segurança e eficiência.

Perguntas e Respostas

Nas conclusões, os autores que "Atualmente o sistema inteligente de lavagem de isoladores encontra-se em fase de testes em campo e realização de ajustes que levantados durante essa fase. Em continuação a fase de desenvolvimento, estão previstos novos testes em abril e maio de 2025." Esses testes foram realizados? Seria muito importante apresentar os resultados desses testes para a análise de desempenho do sistema projetado.

Após os ajustes necessários da fase de testes em campo e novos testes, o projeto avançou para a fase de treinamento dos operadores com o intuito de capacitá-los para a realização utilizando o equipamento desenvolvido. Após o treinamento iniciou-se a fase de operação assistida em que os operadores tiveram todo o suporte do instituto de pesquisa desenvolvedor do equipamento, entendemos que essa fase é primordial para o sucesso do projeto e alcance dos resultados previstos. No segundo semestre de 2025 o equipamento de fato integrou-se a operação da Neoenergia e os resultados esperados performaram como previstos destacando-se os quesitos de segurança e produtividade.

No sistema proposto, o correto posicionamento do braço hidráulico isolante, e pressão do jato de água e o ajuste do ângulo de ataque desse jato de água ao isolador, são variáveis importantes para avaliar a eficiência do sistema.

Poderiam explicar melhor a determinação dessas variáveis pelo sistema de controle? Como variam por tipo de isolador?

Para o correto posicionamento do braço hidráulico o operador foi treinado e capacitado para a realização da atividade com o maior ganho de eficiência possível, além disso as recomendações de posicionamento para cada tipo de situação encontrada em campo são descritas no manual de operação do equipamento disponibilizado para o usuário. O ângulo de ataque é controlado por parâmetros de enquadramento pré-definidos no código do sistema, definidos na etapa de testes laboratoriais, que orientam o operador quanto ao posicionamento correto do ponto de atuação. Quando os valores programados são atingidos, o sistema sinaliza ao operador, confirmando o enquadramento ideal. A pressão do jato de água foi definida como parâmetro fixo, com base em estudos técnicos que validaram sua eficácia para as condições operacionais previstas. Quanto a variação dos parâmetros de acordo com o tipo de isolador, a principal alteração é a varredura da execução da lavagem que varia de acordo com o 'tamanho' do isolador identificado pelo sistema por inteligência artificial.

1. Durante os testes em campo, quais foram os principais desafios operacionais identificados, em relação à diversidade de estruturas e alturas das redes? Como o sistema é ajustado para garantir flexibilidade e segurança em diferentes situações de limpeza de isoladoras?

2. Foram realizados testes do sistema de lavagem autônomo para operar com diferentes tipos de isoladores? Houve variação na eficácia da lavagem de acordo com o tipo de material ou perfil de sujidade?

3. Quais foram os ajustes levantados nos testes iniciais que estão sendo realizados nos testes a serem realizados em 2025 (conforme descrito no texto)?

1. Durante os testes em campo, quais foram os principais desafios operacionais identificados, em relação à diversidade de estruturas e alturas das redes? Como o sistema é ajustado para garantir flexibilidade e segurança em diferentes situações de limpeza de isoladores?

Em relação à diversidade de estruturas e alturas das redes, não foram identificados desafios relevantes, uma vez que essas condições foram previamente simuladas em ambiente de laboratório. O principal desafio observado em campo foi o dimensionamento da pressão do jato d'água frente às diferentes velocidades e direções do vento. Após os primeiros testes operacionais, tornou-se necessário desenvolver uma metodologia específica para aplicar uma lógica de calibração do sistema, capaz de ajustar automaticamente os parâmetros conforme as variações de vento identificadas. Essa abordagem permitiu maior precisão e segurança na execução da atividade.

2. Foram realizados testes do sistema de lavagem autônomo para operar com diferentes tipos de isoladores? Houve variação na eficácia da lavagem de acordo com o tipo de material ou perfil de sujidade?

3. Quais foram os ajustes levantados nos testes iniciais que estão sendo realizados nos testes a serem realizados em 2025 (conforme descrito no texto)?

1) O sistema com algumas adaptações poderia ser utilizado para LTs de 69 ou 138 kV?

Título - Uso de Transformador de Distribuição com comutação sob Carga automática para regularização de nível de tensão na rede da RGE

Entidade(s) - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

Autor(es) - CARLOS EDUARDO DA LUZ, Liece Hönig, Neriton Ferreira da Silva, LUANA MILENA MORAES TOME

Resumo

A incorporação de transformadores de distribuição com comutadores de tap sob carga (OLTC) surge como uma solução promissora para o controle de tensão em redes elétricas submetidas a elevados níveis de variabilidade, especialmente aquelas com forte penetração de geração distribuída (GD). Este estudo apresenta a aplicação de um transformador autorregulável equipado com o comutador

automático ECOTAP® VPD®, instalado na rede da RGE, em Santana do Livramento (RS), fruto de uma parceria entre o Grupo CPFL, a fabricante Trael Transformadores e o Grupo Maschinenfabrik Reinhausen (MR).

O equipamento, que opera com óleo isolante biodegradável, destaca-se pela capacidade de realizar ajustes dinâmicos e automáticos da tensão em tempo real, atendendo às demandas impostas por flutuações na carga, variações na tensão primária e impactos de fontes descentralizadas de energia.

A metodologia do estudo baseou-se em medições contínuas de tensão, registradas a cada 10 minutos durante sete dias, comparando dois cenários: operação do transformador em tap fixo (simulando configuração convencional) e em modo automático (com OLTC ativo). Os resultados evidenciaram que apenas a operação com OLTC foi capaz de manter os níveis de tensão integralmente dentro dos limites adequados, conforme os critérios estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST/ANEEL.

Conclui-se que o uso de transformadores com OLTC contribui para a melhoria da qualidade do fornecimento, aumento da resiliência da rede e conformidade regulatória, sendo uma alternativa para os desafios da modernização do setor elétrico.

Perguntas e Respostas

Foi realizado algum estudo comparativo, para o caso analisado, entre a utilização de transformadores com comutação sob carga automática (OLTC) e a utilização reguladores de tensão, em relação à eficiência na regulação de tensão x custo?

Quando recebemos reclamações relacionadas à qualidade do fornecimento de energia e ao nível de tensão, os reguladores são normalmente verificados. No entanto, neste caso específico, não foi realizado um estudo comparativo aprofundado entre a utilização de transformadores com comutação sob carga automática (OLTC) e os reguladores de tensão. Assim, não há, até o momento, uma análise que relacione de forma direta a eficiência na regulação de tensão em comparação com os custos de cada alternativa.

O foco da análise concentrou-se na aplicação do OLTC em transformadores de distribuição, por tratar-se de uma solução inovadora e mais aderente ao problema identificado: a necessidade de regular tensões em parcelas menores da rede, de forma dinâmica e localizada, frente ao aumento da variabilidade causado pela geração distribuída e pela eletromobidade.

Embora reguladores de tensão sejam tradicionalmente empregados para corrigir níveis fora da faixa adequada, sua atuação ocorre de forma setorial e generalizada, podendo gerar ajustes desnecessários e custos adicionais em áreas urbanas. Já o OLTC oferece maior precisão e flexibilidade, permitindo correções específicas no ponto de instalação do transformador, com potencial de reduzir a necessidade de intervenções manuais e de obras estruturais.

Portanto, apesar de não haver estudo formal de comparação de custo-benefício, os resultados obtidos neste caso reforçam que o OLTC se mostra tecnicamente mais eficiente para cenários de variação localizada da tensão, justificando a opção por avaliá-lo como alternativa.

Em relação a quantidade e frequência de mudança de TAPs dos transformadores em redes de distribuição com grande penetração do GDFV, qual a influência na manutenção e tempo de vida útil desses equipamentos?

Com base na experiência prática, registramos aproximadamente 350 comutações em um período de 150 dias, o que equivale a cerca de 851 comutações por ano. Considerando a especificação do fabricante, a ampola a vácuo do comutador sob carga (que é quem determina vida útil do equipamento) possui vida útil projetada para 500.000 operações. Nessa condição, a estimativa de durabilidade supera 580 anos de operação na taxa observada, valor muito acima da vida útil patrimonial definida pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), que é de 25 anos para transformadores aéreos e 27 anos para transformadores verdes ou especiais.

Mesmo em um cenário conservador, admitindo uma frequência de comutações até dez vezes maior que a atual, a expectativa de vida da ampola seria de aproximadamente 59 anos, ainda superior à vida útil regulatória dos transformadores. Dessa forma, a quantidade e a frequência de mudanças de TAP em redes de distribuição com grande penetração de geração distribuída fotovoltaica não configuram fator limitante para a manutenção ou para a vida útil dos equipamentos.

Além disso, a tecnologia de comutação em vácuo com resistor garante a extinção isolada do arco elétrico, evitando contaminação do óleo do transformador e reduzindo significativamente desgastes típicos de tecnologias anteriores. Portanto, concluímos que a operação do OLTC não compromete a vida útil prevista do transformador segundo o MCPSE, sendo a ampola a vácuo plenamente adequada ao horizonte de 25–27 anos de operação dos equipamentos.

1) A solução tecnológico parece ter demonstrado viabilidade técnica. Com relação ao custo? Seria possível idealizar uma aplicação em escala?

A análise técnica vem demonstrando a viabilidade operacional do uso de transformadores de distribuição com OLTC. Do ponto de vista econômico, estimativas preliminares indicam que a solução tende a ser mais viável em transformadores a partir de 112,5 kVA, nos quais o custo adicional do OLTC se dilui em relação ao valor total do equipamento. Além disso, há benefícios indiretos relevantes, como a redução de intervenções manuais em campo para ajustes de tensão, resultando em economia de recursos operacionais.

Outro ponto essencial é o reconhecimento do OLTC como ativo regulatório no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE). A inclusão dessa tecnologia na base de ativos da distribuidora e seu adequado enquadramento para fins de remuneração tarifária seriam fatores determinantes para viabilizar economicamente sua adoção em larga escala, considerando que o custo inicial do equipamento ainda é superior ao de transformadores convencionais.

Entretanto, a análise de custos ainda é incipiente, uma vez que o foco principal deste estudo foi a comprovação técnica da solução, portanto, avaliações financeiras mais detalhadas ainda são necessárias (e estão sendo feitas em paralelo) para permitir a projeção de uma aplicação em escala.

Título - Desenvolvimento de Reator de Núcleo Saturado para Controle Dinâmico de Tensão em Alimentador de Distribuição

Entidade(s) - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA, Universidade Federal de Uberlândia

Autor(es) - Gustavo Travassos Aguiar da Silva, Moira Bastos Prates, JOSÉ ANTONIO DE SOUZA BRITO, Paulo Henrique Oliveira Rezende, Ivan Nunes Santos

Resumo

O presente trabalho trata do desenvolvimento de uma nova tecnologia de Reator de Núcleo Saturado, aplicada em redes de distribuição de média tensão, com o objetivo de mitigar problemas de qualidade da energia elétrica em clientes industriais. Nos dias de hoje, o aumento da complexidade da rede elétrica é notável, principalmente ao considerar a inserção de recursos energéticos distribuídos. Em redes com longa extensão e baixa densidade de carga a complexidade é ainda maior, uma vez que se nota maior ocorrência de variações de tensão que afetam significativamente clientes, principalmente os industriais.

Assim, este trabalho trata da solução para um estudo de caso de um consumidor industrial no interior do estado da Bahia, conectado ao Sistema de 34,5kV da distribuidora de energia elétrica Neoenergia Coelba, que está sendo impactado por sobretensões após ocorrência de Variações de Tensão de Curta Duração. Estas ocorrências resultam no desligamento parcial e, muitas vezes, total da fábrica, causando prejuízos para o processo produtivo do cliente. O alimentador onde este consumidor está conectado possui 2.016km de extensão, sendo caracterizado como um alimentador longo e altamente capacitivo.

Uma pesquisa foi realizada em busca de equipamentos existentes no mercado brasileiro e internacional que pudessem auxiliar no cenário descrito, porém nenhuma solução, que contemplasse a necessidade da rede, foi encontrada. Portanto, tornou-se necessário realizar um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), por meio da política pública regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Perguntas e Respostas

1. Foram previstas a aplicação do equipamento desenvolvido em campo, a industrialização e comercialização do produto?

2. O novo projeto utilizando técnicas de inteligência artificial já possui resultados em relação a máxima absorção de reativo da rede, redução de volume, peso e custo?

1. Foram previstas a aplicação do equipamento desenvolvido em campo, a industrialização e comercialização do produto?

Sim. Equipamento foi industrializado e já se encontra instalado em campo.

2. O novo projeto utilizando técnicas de inteligência artificial já possui resultados em relação a máxima absorção de reativo da rede, redução de volume, peso e custo?

Sim. Tivemos uma redução em torno de 11% no peso do equipamento.

1) Poderia haver risco de ressonância com a aplicação do reator conforme o perfil de geração de componentes harmônicas da carga? Houve alguma avaliação neste sentido?

Avaliamos com base em simulações em software de transitórios eletromagnéticos para escolha do ponto de instalação. Recomendamos que avaliação de qualidade seja realizada para verificação do atendimento aos requisitos de qualidade de energia, conforme prodist, incluindo os harmônicos. Realizamos ainda campanhas de medição para verificação dos resultados no sentido de garantir o atendimento aos requisitos de qualidade.

Título - Projeto piloto de infraestrutura de recarga de veículos elétricos

Entidade(s) - Instituto de tecnologia para o desenvolvimento ,China Three Gorges Brasil Energia LTDA

Autor(es) - ANA PAULA OENING,Carlos Gabriel Bianchin,José Alfredo Ramos Valverde,Pablo Lopes Macedo,RICARDO MUZZOLON SCHMAL,ALYNNE PENHA DE MENDONCA SILVA

Resumo

O Brasil apresenta uma tendência crescente no aumento da frota de veículos elétricos, o que leva empresas do setor energético a avaliarem a adoção dessa tecnologia, alinhando-se tanto com a natureza do negócio, voltado à geração e distribuição de energia elétrica, quanto aos planos de redução de emissões de gases poluentes. Este trabalho apresenta o projeto piloto de instalação de estações de recarga e utilização de veículos elétricos nos prédios administrativos da CTG Brasil e em 10 de suas usinas hidrelétricas. A implantação da planta piloto é parte integrante do projeto de P&D ANEEL 10381-0022/2019, intitulado "Conexão sustentável de mobilidade elétrica inter-UHE's: Prova de conceito de modelo de negócios para comercialização de energia em eletropostos", executado pelo Lactec em parceria com a CTG Brasil. Os pontos de recarga foram instalados ao longo do estado de São Paulo, até a fronteira com Mato Grosso do Sul, seguindo a cascata das usinas hidrelétricas nos rios Paraná e Paranapanema. Isso permite a movimentação de veículos elétricos entre as unidades e a utilização deles para serviços internos. Este artigo descreve a implantação da planta piloto: as instalações elétricas, os equipamentos utilizados, as complexidades enfrentadas e apresenta uma análise dos dados coletados sobre a utilização dos pontos de recarga.

Perguntas e Respostas

1. O modelo de negócios desenvolvido considerou cenários de remuneração por uso externo da infraestrutura de recarga ou está focado exclusivamente no uso corporativo da frota?

2. Quais foram os principais desafios regulatórios identificados durante o projeto piloto e que ajustes seriam necessários para viabilizar a replicação em outras regiões remotas?

As plantas piloto foram instaladas em pátios internos das usinas da CTG, em vagas de garagem adaptadas para veículos elétricos. Todas as normas de segurança vigentes e recomendações dos fornecedores foram atendidas, e, por se tratar de uma solução voltada apenas à frota interna, não houve barreiras regulatórias relevantes. O principal desafio enfrentado decorreu da limitação de infraestrutura de comunicação, já que o uso de telefonia era praticamente inviável e o estabelecimento de conexão de rede mostrava-se frequentemente dificultoso, comprometendo o monitoramento e a gestão do eletroposto. Para a replicação em outras regiões remotas, será fundamental prever ajustes regulatórios e técnicos que contemplem requisitos mínimos de conectividade, além de aspectos relacionados à infraestrutura elétrica, homologação de equipamentos e, em casos de uso externo, regras tarifárias e de compensação.

teste

teste

Qual o custo-benefício da utilização de VE na planta da CTG proposta no trabalho em relação à utilização de veículos à combustão, em médio e longo prazos, em termos de economia de combustível, OPEX, descarbonização, etc.?

O desenvolvimento do P&D ocorreu em um momento em que as tecnologias relacionadas a veículos elétricos ainda estavam em estágio incipiente, com poucas opções de fornecedores disponíveis e ausência de padronização nacional. Apesar dessas limitações, foram conduzidas análises sobre os potenciais benefícios da substituição da frota da CTG, considerando o cenário restrito de desenvolvimento existente à época.

No âmbito ambiental, foi realizado o cálculo das emissões de gases de efeito estufa, comparando a frota em operação com um cenário de eletrificação parcial.

Constatou-se que a substituição de cerca de 6% da frota resultaria em uma redução aproximada de 3% das emissões totais associadas aos veículos da CTG.

Sob a perspectiva financeira, a análise de viabilidade utilizou dados da planta piloto, extrapolados para projeções mais amplas. Observou-se que o custo anual de energia elétrica para operação diária de um veículo elétrico representou menos de 15% do custo de combustível de um veículo similar a combustão. Contudo, os investimentos em infraestrutura de recarga e na substituição da frota mostraram-se pouco atrativos naquele contexto. Atualmente, com a maturidade já alcançada pelo mercado de veículos elétricos, é provável que o cenário tenha se tornado mais competitivo e viável, embora sejam necessárias análises atualizadas para confirmar essa mudança.

Foi considerada alguma análise sobre as categorias de veículos elétricos V2G ou V4G, como um Recurso Energéticos Distribuído, para suporte à rede de distribuição? Qual é a opinião dos autores a respeito?

Na fase inicial do projeto, foi avaliada a viabilidade de interação dos veículos com a rede elétrica, especialmente em cenários de utilização comercial. Entretanto, devido às limitações tecnológicas dos veículos disponíveis, às barreiras regulatórias existentes e aos desafios impostos pela pandemia de COVID-19, optou-se por implantar as plantas piloto exclusivamente nas usinas da CTG, onde o uso de recursos distribuídos teria impacto reduzido.

Os autores entendem que o desenvolvimento de plataformas que explorem as funcionalidades V2G/V4G tende a acompanhar a maturidade do mercado, oferecendo maior relevância em situações de contingência do sistema ou na prestação de serviços ancilares. Apesar de as baterias dos veículos elétricos ainda representarem o componente de maior custo do sistema quando utilizadas apenas como armazenamento de energia, reconhece-se o potencial de agregação de valor em aplicações pontuais que, de outra forma, exigiriam altos investimentos em reforço de rede. Para tanto, seria necessária a coordenação entre sistemas e um monitoramento amplo, de modo a viabilizar o aproveitamento pleno dessas soluções. Além disso, novas pesquisas desempenharão papel fundamental para a evolução tecnológica, regulatória e operacional desses modelos, permitindo ampliar o impacto do V2G, sobretudo em operações em regiões remotas off-grid e em

cenários com maior penetração de veículos elétricos, com destaque para frotas corporativas.

1) Quais as razões da falta de interesse de responsáveis por pontos públicos de recarga não participarem do projeto?

Título - Sistema para avaliação automatizada de parecer para novos acessantes MMGD e análise de impacto nas redes de distribuição

Entidade(s) - SINAPSIS INOVACAO EM ENERGIA S/S LTDA

Autor(es) - Renan Machado Sales, Ana Gabriela Bezerra Benitez, Marcelo Aparecido Pelegri, Sérgio Mishima dos Santos Barbosa

Resumo

Nos últimos anos, os incentivos regulatórios e a queda nos preços dos sistemas de geração distribuída (GD), especialmente fotovoltaicos, têm levado a um aumento expressivo nos pedidos de solicitação de acesso, o que sobrecarrega as concessionárias em sua análise técnica, que deve seguir prazos rigorosos e atender às especificações da Lei 14.300/2022 e da Resolução Normativa ANEEL nº 1059/2023. Estudos da EPE e do Grupo Greener indicam a tendência de que o número de novos adotantes de GD fotovoltaica continue crescendo nos próximos anos, aumentando ainda mais o volume de pedidos de conexão, sem perspectiva de redução.

Neste contexto, este artigo apresenta uma ferramenta de gerenciamento automático de solicitações de acesso de geração distribuída (micro e mini), abrangendo a proposição automática de obras simples e a emissão de relatórios técnicos detalhados de parecer. Utilizando simulações de fluxo de potência, a ferramenta calcula a capacidade de acomodação disponível das redes em seu estado atual, mensurando aspectos de qualidade, variações de níveis de tensão e perdas técnicas, permitindo imediatamente o novo acesso ou direcionando a alternativas (obras).

Perguntas e Respostas

Ferramentas de HostCapaciting são importantes para as distribuidoras analisarem a solicitação de acesso com maior agilidade. Igualmente são importantes para o acessante, para analisar previamente sobre as condições do ponto de acesso e a necessidade e custos de obras. A ferramenta implementada é disponibilizada ao acessante?

A ferramenta apresentada é de uso exclusivo interno as concessionárias, preenchendo a lacuna existente de automatizações neste processo, para otimizar a realização da análise técnica de estudos de pedidos de acesso de MMGD. Enquanto para a disponibilização de dados aos acessantes, a Sinapsis já desenvolveu outra ferramenta que disponibiliza abertamente ao público as capacidades de acomodação de toda a rede elétrica de distribuição, já estando disponível em toda a área de concessão do grupo Neoenergia, e outras concessionárias que utilizam a solução irão disponibilizar em breve.

As análises de impactos técnicos da GD no sistema elétricos, como variação de tensão, perdas técnicas, etc. também considerou os procedimentos definidos na IEEE 1547?

Quais foram os principais desafios operacionais e limitações dos processos manuais que levaram à necessidade de desenvolver a ferramenta automatizada para análise de acesso à MMD?

Com o crescimento de geradores solares, o número de pedidos que chegam para as concessionárias cresceu exponencialmente, a depender da Distribuidora chegando a mais de 50mil pedidos por ano, exigindo um alto gasto HH para a realização técnica detalhada de cada pedido, independente se ele será aprovado ou não. Quando se adiciona os pedidos de MMD, é preciso analisar detalhadamente a rede de Baixa Tensão, adicionando uma alta complexidade no processo.

Portanto as concessionárias não possuem recursos HH suficientes para atender toda esta demanda, e a solução vem para não apenas otimizar este gasto de HH, mas também garantir que uma análise técnica envolvendo cálculo elétricos sempre é realizada, para todos os pedidos. Desta forma, liberando recursos HH para focar nos casos onde seja necessário análises mais complexas apenas, no aspecto de engenharia, para alternativas envolvendo grandes obras.

Quais os resultados mensuráveis foram observados com a adoção da ferramenta, em termos de agilidade na emissão de pareceres, cumprimento de prazos regulatórios, produtividade da equipe, qualidade técnica das análises e uso prático em situações com múltiplos acessos simultâneos?

Em questão de agilidade vale destacar principalmente os casos mais diretos, onde há uma aprovação imediata, após a análise técnica, onde uma pessoa analisando este caso gastaria de 30min a algumas horas (a depender do caso). Com a solução este tempo cai para segundos. Enquanto casos onde envolvam pequenas obras, o sistema também já propõe isso de forma imediata, necessitando apenas prosseguir no processo interno para validação das obras. Isso traz grande produtividade para a equipe, liberando tempo para as análises de alta complexidade, ou seja, aumentando ainda mais a qualidade técnica destes casos.

Além disso, com a solução é possível garantir um padrão de alta qualidade em análise técnica envolvendo simulações de rede em todos os pedidos de acesso, não apenas nos casos mais complexos, uma vez que todos os pedidos, independente de sua complexidade, são analisados pelo sistema de forma aprofundada.

Vale destacadas que todas estas análises seguem o critério de ordem de chegada, portanto há uma capacidade disponível determinada, e conforme as análises e liberações vão acontecendo, esta capacidade disponível é "consumida" de forma ordenada. Portanto isso garante a correta análise com múltiplos acessos simultâneos.

Tudo isso resulta em grande ganho de tempo, favorecendo o atendimento aos prazos regulatórios, sem perder a qualidade técnica das análises, mas sim aumentando a qualidade técnica.

1) A adoção de técnicas de inteligência artificial poderiam ajudar a atender casos mais complexos para análise da conexão? O aprendizado dos estudos e resultados práticos poderiam ser confrontados em uma avaliação de aprendizagem?

Título - Projeção da frota de veículos elétricos e infraestrutura de carregamento em horizonte decenal

Entidade(s) - SINAPSIS INOVACAO EM ENERGIA S/S LTDA

Autor(es) - Ana Gabriela Bezerra Benitez, Sérgio Mishima dos Santos Barbosa, Renan Machado Sales, Marcelo Aparecido Pelegrini, Gustavo de Oliveira Camargo

Resumo

Veículos elétricos têm atingido uma participação significativa das vendas na Europa, na China e nos EUA. Isso ocorre em função da maturidade da tecnologia em termos de autonomia, queda do preço das baterias e fortes incentivos governamentais e investimentos privados por conta da demanda mundial de descarbonização da economia. No Brasil, o processo da eletrificação da frota ainda é bastante incipiente, limitado ao mercado premium por conta do alto custo dos veículos e da infraestrutura de carregamento. Ainda assim, haja vista também o compromisso de grandes montadores em zerar a produção de veículos a combustão nas próximas décadas, a difusão dessa nova tecnologia vai ocorrer e deve ser endereçada pelos agentes do setor elétrico.

Neste contexto, o presente trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para projeção da frota de veículos elétricos de várias categorias, a nível dos municípios, e dos eletropostos necessários para suprir essa frota, a nível dos alimentadores de média tensão, em horizonte decenal. Análises de sensibilidade são propostas, a partir de alterações de parâmetros de simulação como o preço do veículo elétrico de referência, incentivos governamentais e fatores de hábito de carregamento.

Perguntas e Respostas

1. Como o modelo utilizado trata a incerteza relacionada à adoção de políticas públicas ou incentivos fiscais, que podem alterar significativamente o ritmo de difusão de veículos elétricos?

2. A projeção considerou cenários com diferentes perfis de carregamento inteligente ou tarifação diferenciada por horário? Houve análise do impacto dessas estratégias na curva de carga do sistema elétrico?

3. O estudo pode fomentar discussões com órgão regulares e fomentadores de políticas públicas?

Considerando o cenário de projeção de veículos elétricos realizado no estudo, quais seriam os principais impactos nas redes de distribuição brasileiras e como esses impactos poderiam ser minimizados?

Em relação aos veículos elétricos existem duas classes denominadas V2G (Vehicle to Grid) e V4G (Vehicle for Grid). Ambos podem funcionar como carga ou fonte de geração, do ponto de vista da rede, sendo considerados como Recursos Energéticos Distribuídos. Essa classe de veículos foi considerado

no estudo de projeção? Quais seriam os benefícios para a rede, caso esses tipos de VE fossem devidamente controlados?

A projeção desenvolvida teve como foco principal avaliar o impacto da penetração de veículos elétricos sobre a rede, considerando sob a ótica de carga adicional. Dessa forma, não foram contempladas as modalidades V2G e V4G, devido ao fato de que, quando visto de forma agregada, esses veículos tendem a apresentar um saldo líquido nulo em termos energéticos – uma vez que podem tanto consumir como injetar potência no sistema.

No entanto, a inclusão de V2G e V4G pode ampliar a complexidade e riqueza do estudo, já que esses veículos, quando devidamente controlados, se comportam como Recursos Energéticos Distribuídos (REDs). A incorporação dessas tecnologias pode trazer vantagens como:

- Flexibilidade operacional: VEs atuando como elementos de balanceamento, absorvendo energia em horários de baixa demanda e injetando energia em horário de pico;
- Integração de microrredes: em casos de contingência ou desconexão da rede principal, os veículos com capacidade V2G ou V4G podem auxiliar como suprimento de carga crítica, contribuindo para a resiliência local;
- Redução de picos de carga: a coordenação de carregamento e descarga pode suavizar curvas de demanda, evitando sobrecarga em alimentadores e transformadores;
- Suporte a serviços ancilares: esses VEs podem auxiliar na regulação de frequência e controle de tensão;
- Maior aproveitamento de energia renováveis.

1. Como o modelo utilizado trata a incerteza relacionada à adoção de políticas públicas ou incentivos fiscais, que podem alterar significativamente o ritmo de difusão de veículos elétricos?

Esse modelo em específico não incorpora explicitamente a incerteza relacionada à adoção de políticas públicas. No entanto, essa limitação pode ser facilmente superada a partir da criação de cenários de projeção, que permitiriam incorporar diferentes graus de intervenção governamental.

2. A projeção considerou cenários com diferentes perfis de carregamento inteligente ou tarifação diferenciada por horário? Houve análise do impacto dessas estratégias na curva de carga do sistema elétrico?

Nesse projeto houve a utilização de diferentes cenários de perfis de carregamento, considerando a tarifação por horário. Foram configurados os cenários de projeção, diferenciando diretamente a quantidade final de veículos existentes e/ou o impacto na curva de carga, os quais são definidos em: cenário base; cenário otimista (Tarifa da Madrugada); e cenário pessimista (Carregamento Ponta).?

3. O estudo pode fomentar discussões com órgão regulares e fomentadores de políticas públicas?

1) Os veículos híbridos plug in também foram considerados no estudo?

Título - Inovação Tecnológica no Combate ao Furto de Energia em Manaus: Soluções Inteligentes para Redução de Perdas e Eficiência Energética

Entidade(s) - Amazonas Energia S.A, CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA ELETROBRAS

Autor(es) - ANNE VALÉRIA DA SILVA GRANDES REIS, JOAO PAULO BENTES GUIMARAES, KAIRA CRISTINA CRUZ PIMENTEL, Viviane Brandão de Souza Martins

Resumo

As redes elétricas inteligentes (smart grids) utilizam tecnologias digitais para monitorar e distribuir energia de forma mais eficiente, segura e confiável. Ao contrário das redes tradicionais, operam com sensores, medidores inteligentes e análise de dados, permitindo o ajuste do fornecimento conforme a demanda e a detecção rápida de falhas. Essas tecnologias também facilitam a integração de fontes renováveis, como a solar, amplamente utilizada em Manaus, contribuindo para uma rede mais sustentável.

O artigo analisa soluções tecnológicas inovadoras para reduzir perdas não técnicas, com foco no combate ao furto de energia — prática comum em Manaus, conhecida como “cultura do gato”. Esse cenário, agravado por fatores geográficos e socioeconômicos, impacta diretamente a receita da concessionária podendo comprometer ainda, a qualidade do serviço.

Dentre as soluções destacam-se os medidores inteligentes, que registram e transmitem o consumo em tempo real, eliminando a necessidade de leitura manual e permitindo comunicação bidirecional com a distribuidora. Isso viabiliza o monitoramento contínuo, envio automático de dados e detecção remota de irregularidades.

O estudo ainda considera a viabilidade de implementar uma infraestrutura avançada de medição (AMI), smart grids e transformadores de alta eficiência, adaptados à realidade local. Essas tecnologias são fundamentais para aumentar a transparência, reduzir perdas e melhorar a saúde financeira da distribuidora. No entanto, seu êxito exige parcerias público-privadas e o engajamento da população no uso consciente da energia.

Perguntas e Respostas

Além da queda no índice de perdas, quais foram os ganhos operacionais e financeiros observados com a implantação do projeto piloto?

Ganhos Operacionais identificados:

1. Melhoria na leitura e faturamento com leitura remota e automática, eliminou-se a dependência de leituristas de campo, reduzindo erros de medição e atrasos.
2. Gestão ativa da rede maior capacidade de monitoramento da demanda, tensão e interrupções, o que viabiliza tomadas de decisão mais rápidas e assertivas sobre manutenção e reconfiguração de rede

Ganhos Financeiros Identificados:

1. Redução de custos operacionais fixos com a redução de equipes de leitura,

inspeção e manutenção corretiva.

2. Diminuição da inadimplência indireta pela possibilidade de suspensão e religação remota do fornecimento (por inadimplemento ou fraude recorrente), sem deslocamento de equipe.
3. Aumento da receita técnica recuperada a regularização de consumidores clandestinos resultou na ampliação da base faturável
4. Aumento do fator de arrecadação ao reduzir perdas e melhorar a cobrança, a proporção entre energia faturada e arrecadada tende a se aproximar dos padrões regulatórios.
5. Redução de prejuízos financeiros com depredação e dano ao patrimônio (veículos) causados por “clientes” agressivos em campo.

Quais ajustes regulatórios e tarifários seriam necessários para viabilizar a implementação massiva de tecnologias de combate às perdas em áreas críticas, e de que forma Manaus pode se consolidar como um laboratório de inovação regulatória e tecnológica, conforme mencionado no IT?

Ajustes Regulatórios Necessários:

1. Reconhecimento tarifário especial para ativos de vida útil curta (como medidores inteligentes):
O estudo destaca que o atual modelo de reconhecimento de ativos causa distorções, já que a vida útil dos medidores (13 anos) faz com que parte significativa do valor investido se perca antes mesmo da revisão tarifária. É necessário um modelo que antecipe a remuneração desses ativos.
2. Flexibilização do Fator X (componente Pd):
A metodologia atual, baseada em produtividade histórica (2013–2018), não contempla os investimentos atuais em inovação tecnológica, o que gera distorções ao penalizar empresas que investem em modernização.
3. Reconhecimento da digitalização como investimento estratégico e não apenas operacional:
Os sistemas de telecomunicação e análise (software) devem ser considerados parte do Capex regulatório com tratamento adequado de amortização e incentivo.
4. Nova modelagem para regiões críticas (como o Amazonas):
Com perdas não técnicas elevadas, o Amazonas precisa de um modelo regulatório com métricas diferenciadas, que considere:
 - Dificuldade de fiscalização.
 - Perfil socioeconômico dos consumidores.
 - Altos custos de logística e manutenção em áreas isoladas.
5. ACB (Análise de Custo-Benefício) obrigatória e regionalizada:
Ser exigida análise de custo-benefício por região, o que é ideal para o Amazonas onde o impacto da medição inteligente pode ser maior do que em regiões do Sul e Sudeste.

Ajustes Tarifários:

1. Tarifas sociais inteligentes e progressivas:
Para garantir justiça tarifária e evitar exclusão social, é necessário criar estruturas tarifárias que permitam descontos para consumidores vulneráveis desde que estejam regularizados e conectados via medidor inteligente.
2. Subsídios via CDE ou programas federais:
O custo do rollout massivo de medidores pode ser amortecido por fundos setoriais, minimizando o impacto tarifário para a população e viabilizando o projeto em áreas

de alta inadimplência.

3. Valorização da inclusão tecnológica como redução da pobreza energética: O estudo defende que a medição inteligente é ferramenta de redução da pobreza energética. No Amazonas, isso se aplica diretamente, pois a transparência no consumo e o acesso ao dado em tempo real permite ao consumidor prever, controlar e economizar energia.

Manaus pode ser considerada um laboratório regulatório, por suas características extremas de perdas, isolamento geográfico e desafio socioeconômico, é o ambiente ideal para testar novos modelos regulatórios e tarifários, a cidade pode ser referência nacional se:

- Receber tratamento regulatório especial com indicadores ajustados.
- Aplicar tarifas sociais vinculadas à tecnologia.
- Integrar GD e eficiência energética com monitoramento digital.

Assim, Manaus e o Amazonas deixam de ser um “problema regulatório” e passam a ser referência de inovação, inclusão e modernização do setor elétrico brasileiro.

1) Qual a viabilidade financeira para implantação em larga escala dos sistemas SMS para cobertura de mais pontos similares?

2) Qual a relevância do software de análise para o sucesso do resultado?

O estado do Amazonas possui aproximadamente 1.046.000 unidades consumidoras, das quais cerca de 585 mil estão localizadas na capital, Manaus, sendo 581 mil atendidas em baixa tensão (Grupo B). Atualmente, o Sistema de Medição Centralizada (SMC) está instalado em 14.216 unidades consumidoras, com previsão de expansão para 320 mil unidades em até 10 anos a partir de 2026.

A proposta visa a implantação em larga escala do SMC como solução estruturante para o combate às perdas não técnicas, que representam um dos maiores desafios da concessionária.

2. Estimativa de Custos e Escalabilidade

Item Valor Estimado

CAPEX total (10 anos) R\$ 1,9 bilhões

OPEX total (10 anos) R\$ 148 milhões

Investimento total R\$ 2,1 bilhões

Unidades previstas 320.000

Custo médio por ponto R\$ 6.562

Valor é justificado pelas particularidades geográficas e logísticas da região, que exigem infraestrutura robusta, redes multiplexadas e expansão da comunicação.

3. Viabilidade Financeira e Indicadores Econômicos

A análise do fluxo financeiro projetado demonstra que, a partir de 2029 (5º ano após a retomada), os ganhos com energia agregada, recuperada e evitada superam os custos anuais do projeto.

Indicador Valor Estimado

Payback Entre 2029 e 2030

Receita acumulada 2026-2039 R\$ 2,36 bilhões

ROI acumulado (2036–2039) ~35,9%

Ganho líquido em 2039 R\$ 248,9 milhões

Este cenário não considera ainda os ganhos operacionais indiretos, como redução de equipes de campo, aumento de confiabilidade da leitura e agilidade nas ações de corte/religação.

4. Importância do Software de Análise

O sucesso do SMC depende fortemente da utilização de software de análise e automação, cujas funcionalidades críticas incluem:

- Detecção de fraudes em tempo real com base em padrões de consumo e alertas automatizados.
 - Monitoramento remoto das unidades consumidoras (abertura indevida de caixas, interrupções, quedas de tensão).
 - Faturamento automático, eliminando erros humanos e reduzindo o tempo de leitura e consolidação.
 - Ações de corte/religação remotas, reduzindo custos e aumentando a eficiência.
 - Mapeamento preditivo de falhas, permitindo resposta proativa a interrupções.
- Estudos indicam que o software pode contribuir para:
- Redução de perdas não técnicas em até 30% nas áreas implantadas.
 - Diminuição de custos operacionais em 15% a 25%.
 - Aumento da confiabilidade e da segurança energética nos bairros com maior vulnerabilidade.

A implantação do Sistema de Medição Centralizada (SMC) com software de análise avançado mostra-se financeiramente viável, estrategicamente necessária e tecnicamente robusta para o combate às perdas não técnicas no Amazonas. Com retorno previsto em médio prazo (4 a 5 anos) e ganhos contínuos ao longo do tempo, a medida representa uma resposta eficaz e sustentável aos desafios operacionais da distribuidora, além de preparar o sistema para o futuro digital da gestão energética.

Título - Estudo sobre a utilização de sistemas isolados como solução para áreas remotas da Amazônia Legal no âmbito do Programa Luz para Todos

Entidade(s) - Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A.

Autor(es) - Débora Gaspar Magalhães, Arthur Pereira dos Santos, Letícia Costa Nascimento, ARTUR ARAUJO RODRIGUES

Resumo

O Programa Luz para Todos, criado em 2003 pelo Decreto nº 4.873 [1], foi uma resposta à identificação de cerca de dois milhões de domicílios rurais brasileiros sem acesso à energia elétrica, com meta inicial de universalização até 2008. Contudo, a demanda real revelou-se superior ao estimado, motivando sucessivas prorrogações por meio dos Decretos nº 6.442/2008, nº 7.520/2011 e nº 9.357/2018 [2], estendendo o prazo até 2022. Ao longo de sua implementação, o Programa enfrentou maiores desafios em regiões remotas, especialmente na Amazônia Legal, devido à difícil logística e extensa dimensão territorial.

Para enfrentar essas dificuldades, foi criado em 2020 o Programa Mais Luz para a Amazônia (Decreto nº 10.221, posteriormente prorrogado até 2030 pelo Decreto nº 11.110 [3]), voltado a comunidades isoladas, como indígenas, quilombolas e populações em unidades de conservação. Nessas áreas, a eletrificação por meio da rede convencional mostrou-se inviável por seus altos custos e complexidade técnica, tornando os sistemas por fontes intermitentes, em especial, a fotovoltaica, uma alternativa viável, sustentável e economicamente eficiente. Posteriormente, o

Decreto nº 11.628, unificou as iniciativas Luz para Todos e Mais Luz para a Amazônia com o objetivo de ampliar o acesso à energia em regiões remotas e de difícil acesso.

Ao longo dos primeiros 17 anos, a maior parte das novas conexões foi feita via o Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, as dificuldades operacionais, especialmente na Região Norte, tornaram a energia solar uma solução preferencial, devido à sua praticidade, menor custo e menor impacto ambiental. A pesquisa baseada em uma análise histórica dos Programas de Obras apresentados pelas concessionárias, revelou que a expansão da infraestrutura elétrica por meio de linhas de transmissão envolve altos custos e longos prazos. Em contraste, os sistemas fotovoltaicos isolados apresentam-se como alternativa mais eficiente, econômica e sustentável.

Perguntas e Respostas

1. Com base nos resultados obtidos, quais são os principais desafios técnicos e operacionais identificados na operação e manutenção dos sistemas implantados em áreas remotas da Amazônia Legal?

2. Diante dos dados que indicam o crescimento significativo do atendimento com sistemas isolados, como você avalia a capacidade atual para escalar essa solução com qualidade e continuidade no atendimento?

1. Com base nos resultados obtidos, quais são os principais desafios técnicos e operacionais identificados na operação e manutenção dos sistemas implantados em áreas remotas da Amazônia Legal?

2. Diante dos dados que indicam o crescimento significativo do atendimento com sistemas isolados, como você avalia a capacidade atual para escalar essa solução com qualidade e continuidade no atendimento?

1. Com base nos resultados obtidos, quais são os principais desafios técnicos e operacionais identificados na operação e manutenção dos sistemas implantados em áreas remotas da Amazônia Legal?

Ainda que se trate de sistemas que não necessitam de manobras operacionais ou manutenção recorrente, exceto por limpezas básicas, os principais desafios para obtenção de melhorias e informações permanecem os mesmos verificados durante sua implementação, estando relacionados, sobretudo, à logística de acesso e à comunicação com essas localidades remotas.

2. Diante dos dados que indicam o crescimento significativo do atendimento com sistemas isolados, como você avalia a capacidade atual para escalar essa solução com qualidade e continuidade no atendimento?

Com a popularização e a inovação dos equipamentos que compõem os sistemas destinados a viabilizar o acesso à energia elétrica em áreas remotas, a continuidade desse tipo de atendimento torna-se cada vez mais viável, contando com um mercado que oferece mais opções, tanto em termos de preços quanto de equipamentos mais potentes e eficientes.

1) Qual o papel do avanço nas tecnologias, sobretudo de armazenamento eletroquímico para avaliação da viabilidade e melhoria qualidade da energia suprida pelos sistemas MIGDI e SIGFI?

1) Qual o papel do avanço nas tecnologias, sobretudo de armazenamento eletroquímico para avaliação da viabilidade e melhoria qualidade da energia suprida pelos sistemas MIGDI e SIGFI?

1) Qual o papel do avanço nas tecnologias, sobretudo de armazenamento eletroquímico para avaliação da viabilidade e melhoria qualidade da energia suprida pelos sistemas MIGDI e SIGFI?

O acesso à energia elétrica está diretamente condicionado à continuidade do serviço. Uma vez que as fontes renováveis dependem de fatores externos sujeitos a variações constantes, o armazenamento de energia torna-se fundamental para assegurar o fornecimento contínuo de eletricidade. Cada avanço tecnológico nessa área, especialmente no armazenamento eletroquímico, impacta de forma significativa a implementação dos sistemas, garantindo maior qualidade e confiabilidade da energia disponibilizada.

Título - Conhecendo o Consumidor: Avaliação do consumo através de curvas tipo e radiação solar e BDGD, com estudo de uma área de concessão em São Paulo

Entidade(s) - Universidade São Paulo

Autor(es) - Ivo Ordonha Cyrillo

Resumo

A situação atual das subestações de distribuição (SEDs) revela uma lacuna significativa: ao contrário das subestações do Sistema Interligado Nacional (SIN), seus dados de carga não são disponibilizados publicamente de forma direta. Essa indisponibilidade dificulta a criação de modelos precisos de previsão e a elaboração de cenários realistas de estudos de consumo e para estudos de MMGD. Para contornar essa limitação, este estudo utiliza dados públicos provenientes da Base de Dados de Geração Distribuída (BDGD) e informações disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Perguntas e Respostas

Como o conhecimento das curva de carga e curvas de geração das fontes de MMGDs podem contribuir com a análise de potenciais impactos na rede de distribuição, como o fluxo reverso, desvios de tensão, etc?

Qual a vantagem do monitoramento das fontes de MMGD a partir dos Centros de Operação das Distribuidoras em relação ao monitoramento da geração real e coo isso pode ser realizados? Via sistema de AMI?

1. Como a metodologia pode influenciar futuras revisões tarifárias para consumidores com MMGD?

2. Houve a tentativa ou testes para medir diretamente consumidores que possuem geração de energia local? Quais foram os resultados alcançados?

1. Como a metodologia pode influenciar futuras revisões tarifárias para consumidores com MMGD?

2. Houve a tentativa ou testes para medir diretamente consumidores que possuem geração de energia local? Quais foram os resultados alcançados?

1) Os medidores inteligentes não seriam uma alternativa eficaz para equacionar o problema proposto no estudo?

Título - Diagnóstico on-line dos cabos subterrâneos isolados de 138kV através da medição de Descargas Parciais pelo cabo de aterramento

Entidade(s) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica CEPEL, Light Serviços de Eletricidade SA

Autor(es) - Hélio de Paiva Amorim Junior, Thiago Baptista Rodrigues, Daniel Leandro Argôlo, FELIPE RAMOS DA SILVA

Resumo

Os cabos isolados desempenham um papel importante na operação da rede elétrica, principalmente na distribuição e subtransmissão nas grandes cidades, onde a disponibilidade de espaço é cada vez mais escasso. Dois são os principais fatores: a área reduzida e o desempenho técnico. Desta forma, a quantidade de cabos utilizados tem aumentado ano a ano, e sua capacidade de transmissão aumentou significativamente, chegando a cabos em HVDC por exemplo. Por outro lado, os requisitos de isolamento dos cabos se tornaram mais exigentes. Devido a múltiplos fatores, como efeito térmico, estresse mecânico, corrosão química e condições ambientais causadas por campo elétrico, a qualidade deve ser avaliada com frequência, tornando necessário fortalecer o monitoramento em tempo real do estado do isolamento do cabo em operação.

Atualmente, existem muitos métodos disponíveis para avaliar a integridade dos cabos isolados, sendo a maioria, infelizmente, métodos off-line, exigindo o desligamento do circuito. Neste trabalho um transdutor de corrente de alta frequência, bipartido, foi empregado principalmente porque não é necessário interromper o sistema de alta tensão no processo de instalação do sensor, sendo considerado um método não destrutivo, com alta sensibilidade e baixo custo de implantação. O sensor de corrente de alta frequência (HFCT) bipartido possui largura de banda de frequência superior a 20 MHz. Eles são instalados na extremidade do cabo isolado, mais precisamente na cordoalha terra que interliga a malha externa, ou seja, a blindagem, à terra.

Serão apresentados e discutidos o procedimento de instalação, os riscos associados e alguns resultados colhidos ao longo de uma bateria de testes realizados em parceria envolvendo o Centro de Pesquisas – Cepel e a concessionária de energia do Rio de Janeiro, Light.

Perguntas e Respostas

1. Durante os ensaios em campo, como foi feita a diferenciação entre sinais de descargas parciais reais e interferências externas ou ruídos eletromagnéticos capturados pelo sensor utilizado?

2. Existe previsão de integração do sistema com plataformas de gestão de ativos ou sistema SCADA para a automação do diagnóstico e priorização de manutenções?

Durante os ensaios em campo, como foi feita a diferenciação entre sinais de descargas parciais reais e interferências externas ou ruídos eletromagnéticos capturados pelo sensor utilizado?

O sistema de medição desenvolvido pelo Cepel e utilizado na atividade utiliza-se de ferramentas automáticas que decompõe o sinal e a partir de características do sinal, permitam classificá-las como DP ou ruídos.

A decomposição no domínio da frequência é outra técnica empregada.

Além disso, a medição é feita de forma trifásica, sendo extremamente difícil haver DP nas três fases ao mesmo tempo, permitindo-nos comparar os sinais das três fases.

Existe previsão de integração do sistema com plataformas de gestão de ativos ou sistema SCADA para a automação do diagnóstico e priorização de manutenções?

Sim, já existe uma solução do Cepel interligando vários dos produtos como o SOMA e SAGE. Todos eles conversam entre si e podem estabelecer as prioridades não só na manutenção como também nos investimentos.

1) Sempre que se faz este tipo de ensaio surge a dúvida sobre o risco de possíveis acidentes? Como estes podem ser mitigados nas instalações em campo?

A Light e o Cepel prezam pela segurança de trabalho de seus profissionais e suas instalações. Desta forma, EPI, EPC e outros requisitos de segurança foram devidamente adotados, todos contemplados na norma NR-10 SEP.

Entretanto, sabemos que há riscos pois estamos imersos em um ambiente de periculosidade. No entanto, o Cepel já faz esse serviço há mais de 15 anos, com grande intensidade, sem nenhuma ocorrência até o momento, reafirmando a segurança operacional,.

Título - SISTEMA DE GERENCIAMENTO INTELIGENTE PARA DESPACHO DE RED EM MICRORREDES DE ENERGIA ELÉTRICA

Entidade(s) - Universidade Federal de Santa Maria

Autor(es) - Mauricio Sperandio

Resumo

Este trabalho apresenta um Sistema de Gerenciamento de Energia (SGE) para o controle de despacho de Grupos Moto-Geradores (GMG) e de Sistemas Armazenadores de Energia (SAE), instalados em diferentes locais de uma microrrede. Com base em uma previsão de demanda a cada 15 minutos e na potência disponível das Usinas Fotovoltaicas (UFV), o SGE decide quais unidades

de GMG e/ou SAE devem entrar em operação para mitigar a ultrapassagem da demanda contratada, considerando restrições de operação, de autonomia e de reabastecimento dos geradores, além de respeitar os limites de fator de potência e tensão. O objetivo é minimizar o custo de operação da microrrede, que inclui o custo do combustível, a energia consumida da concessionária (incluindo as perdas internas da microrrede) e possíveis multas. A metodologia é desenvolvida em Python, empregando o software OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência na microrrede. Como estudo de caso, é utilizado o campus da Universidade Federal de Santa Maria, cliente A4 tarifa azul, com 2 km de alimentadores conectando 99 unidades transformadoras, 4 UFV, 9 GMG e 4 SAE. Com a adição dos Recursos Energéticos Distribuídos e o SGE, obteve-se uma economia de R\$ 864.692,48 por ano, e as multas por ultrapassagem foram reduzidas em 97%. A microrrede ainda tem a capacidade de operar de forma ilhada, desconectada da rede de distribuição, por curtos períodos. Assim, obtém-se maior economia e melhor uso dos ativos, além de proporcionar confiabilidade ao sistema.

Perguntas e Respostas

Para a formação de microrredes em redes de distribuição, como é o caso da microrrede simulada, é necessário a utilização de sistema de armazenamento de energia, como formador de rede. No entanto, há uma preocupação com as correntes de inrush na energização dos transformadores, que pode fazer com que a proteção dos sistemas de armazenamento atuem. Favor fazer considerações a esse respeito.

Sim, as correntes de inrush podem ser um problema no black-start da microrrede ilhada. Mas não chegamos a fazer este tipo de simulação ainda, pois nosso modelo é de regime permanente. A maior preocupação no nosso modelo foi evitar a ultrapassagem de demanda (peak-shaving).

Em relação aos potenciais serviços prestados pela Microrrede, um importante refere-se ao controle de tensão. Foi realizada alguma análise sobre o perfil de tensão na rede e como regular a tensão a partir do fluxo de potência dos REDs?

Nosso modelo controla as tensões internas da microrrede, para isso executamos o fluxo de potência com o OpenDSS. Porém, não avaliamos se a microrrede poderia auxiliar a rede de distribuição nesse sentido.

1) Os autores entendem que esta filosofia de operação de uma microrrede poderia ser utilizada pelas Distribuidoras em configurações que também englobassem os seus ativos?

Sim, é possível simular a microrrede integrada com a rede da distribuidora, de forma que o SGE receba sinais externos, do COD, por exemplo, de forma a colaborar com a operação geral da distribuição.

Título - Projeto de Controlador Baseado em Equivalente de Thévenin para Aumento da Capacidade de Hospedagem de Recursos Energéticos Distribuídos

Entidade(s) - Universidade de São Paulo

Autor(es) - Gustavo Pessoa de Pontes, Rodrigo Andrade Ramos, Artur Bohnen Piardi

Resumo

Neste trabalho, é proposto um método de controle descentralizado para recursos energéticos distribuídos interfaceados por inversores, compatível com as exigências dos códigos de rede brasileiros vigentes. Em particular, o controle tem como objetivo fornecer serviços ancilares que auxiliem a rede a lidar com fluxo de potência reverso, elevações de tensão e limitações de capacidade de hospedagem. A estratégia adotada utiliza o equivalente de Thévenin para gerenciar o fornecimento e a absorção de potência, contribuindo tanto para a regulação da tensão em regime permanente quanto para a atenuação de transitórios. O foco deste trabalho é avaliar o desempenho do controle diante de elevações de tensão ocasionadas pelo aumento da injeção de potência por outros recursos energéticos na rede. Os resultados apresentados demonstram que o controle é capaz de ajustar dinamicamente o consumo ou a injeção de potência conforme as necessidades da rede, mitigando elevações de tensão, evitando desconexões por suportabilidade e prevenindo o fluxo reverso.

Perguntas e Respostas

1. Considerando que o controle depende da presença de sistemas de armazenamento nos REDs, há critérios já definidos para o dimensionamento ótimo desses sistemas, especialmente em relação ao custo-benefício?

2. Como o controle se comporta em cenários com múltiplos REDs operando simultaneamente com diferentes perfis de carga e geração?

1. Considerando que o controle depende da presença de sistemas de armazenamento nos REDs, há critérios já definidos para o dimensionamento ótimo desses sistemas, especialmente em relação ao custo-benefício?

Com relação ao dimensionamento do banco de baterias, existe um estudo sobre o cálculo da energia utilizada durante os afundamentos de tensão. A mesma análise pode servir como ponto de partida para estudos de otimização do dimensionamento do sistema de armazenamento, considerando, entretanto, um número maior de variáveis, tais como capacidade de geração na rede, demanda energética, capacidade de hospedagem e quantidade de DERs que adotarão o controle proposto. Dessa forma, torna-se possível traçar um perfil da rede em que o controle será aplicado e, a partir disso, definir uma estratégia otimizada para o dimensionamento. Esse tema constitui um dos trabalhos futuros a serem explorados pelos autores. Segue, abaixo, a referência que apresenta um estudo inicial para a determinação do dimensionamento do sistema de armazenamento.

DE PONTES, GUSTAVO P.; RAMOS, Rodrigo Andrade ; GERKHE, C. S. . Controle Robusto de Sistemas de Armazenamento para Contribuição com a Regulação de Tensão da Rede em Condições Transitórias. In: XXVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2023, Brasília. Anais do XXVII SNTPEE, 2023. p. 1-10.

2. Como o controle se comporta em cenários com múltiplos REDs operando simultaneamente com diferentes perfis de carga e geração?

Estudos foram realizados sobre a cooperatividade entre REDs, tanto em cenários compostos apenas por REDs com o controle proposto, quanto em cenários mistos — com diferentes tipos de controle para REDs — e também em situações com

diferentes perfis de carga, incluindo o caso de cargas desbalanceadas. Os resultados demonstraram que o controle adaptativo foi capaz de calcular, de forma adequada para cada RED, a injeção de potência no ponto ao qual está conectado. Isso ocorre porque o valor do equivalente de Thévenin varia de acordo com o ponto da rede, permitindo que o controle se ajuste a todas as condições no instante em que o equivalente é calculado, mesmo havendo interferência de outros REDs conectados à mesma rede. Os resultados completos podem ser consultados na tese:

PONTES, Gustavo Pessoa de. Controle robusto de tensão para recursos energéticos em redes de distribuição utilizando o Equivalente de Thévenin. 2025. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2025. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-15052025-154944/>. Acesso em: 29 ago. 2025.

1) O controle de tensão proposto poderia ser realizado de forma centralizada (nível 3) dentro do conceito das futuras DSOs?

Não foram realizados testes específicos nesse sentido. Entretanto, devido à precisão do controle, é plausível a utilização de um conjunto de REDs coordenados por um DSO para auxiliar na regulação da tensão em determinado ponto da rede. Nesse caso, pode-se empregar uma ponderação baseada no equivalente de Thévenin de cada RED para determinar a contribuição da injeção ou absorção de potência de cada RED, auxiliando a regulação do ponto escolhido.

Por outro lado, no caso descentralizado, os REDs não necessitam de comunicação entre si nem da atuação de uma DSO para realizar os ajustes, uma vez que cada unidade define seu perfil de atuação de forma autônoma com base no equivalente de Thévenin local. Essa característica constitui a grande vantagem do controle proposto: cada RED atua diretamente na regulação da tensão no ponto em que está conectado. Assim, mesmo em redes com múltiplos DERs operando sob esse controle, cada unidade injeta ou absorve a potência necessária para manter a tensão local dentro da faixa especificada pelas normas, resultando em um perfil de tensão mais uniforme em diversos pontos da rede.

Título - Microrrede em Rede de Distribuição de Média Tensão Utilizando Sistemas de Armazenamento com Baterias.

Entidade(s) - Concert Technologies S.A, FITec - Fundação para Inovações Tecnológicas, Universidade Federal de Minas Gerais/Fundação Christiano Ottoni

Autor(es) - João Paulo Assunção de Souza, Leonardo Henrique de Melo Leite, Wallace do Couto Boaventura, Keverson de Almeida Carvalho, DANILO DERICK SILVA ALVES, HORTENSIA VIRGINIA AMERICO

Resumo

Esse trabalho apresenta a experiência da utilização de um SAEB (Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias) conectado à rede de distribuição de Média Tensão da CEMIG para a formação de microrredes isoladas do sistema de distribuição de energia, operadas remotamente pelo Centro de Operação da Distribuição (COD), através da utilização de um Sistema de Gerenciamento de Recursos Distribuídos (DERMS, do inglês Distributed Energy Resource Management System). O SAEB utilizado na experimentação possui uma

capacidade de armazenamento de 1MWh, potência nominal de 750 kVA e suas baterias são de tecnologia íon-lítio. Esse SAEB está conectado a um alimentador de 13,8kV responsável pelo suprimento de energia para o Campus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e também para o Estádio do Mineirão. O experimento para a formação da microrrede e operação ilhada foi conduzido em duas etapas: a primeira etapa foi feita com um conjunto de cargas em que estava presente o Centro de Pesquisas Hídricas (CPH) da UFMG, cujas bombas foram utilizadas para verificar o comportamento do SAEB durante a variação rápida de carga. Na segunda etapa, a microrrede foi expandida, com a presença de uma fonte de Geração Distribuída (GDFV), em que se avaliou a interação entre o SAEB e a GDFV. Os testes mostraram a capacidade do SAEB de formar uma microrrede em conjunto com outras fontes de geração de energia, demonstrando o potencial dessa tecnologia para atendimento de consumidores em uma rede de distribuição em situação de contingência da rede principal, como também, de comunidades isoladas.

Perguntas e Respostas

Quais foram os principais desafios técnicos enfrentados durante a implementação do SAEB como fonte formadora de microrrede?

O principal desafio foi com relação ao ajuste dos parâmetros do inversor. Nos testes iniciais, a elevada corrente de inrush dos transformadores da rede de distribuição estavam fazendo a proteção do SAEB ser acionada. Foi feito o contato com o fabricante do SAEB, que ajustou os parâmetros relacionados ao controle de potência reativa do inversor e o problema foi sanado. Depois do ajuste correto, o equipamento foi capaz de formar e manter o ilhamento, mesmo em condições de variação de carga e geração.

Existe um estudo de validação econômica do projeto, considerando payback, melhoria de indicadores regulatórios de qualidade e TCO (Total Cost Ownership) por exemplo?

Sim, foi desenvolvido um estudo de viabilidade econômica. Esse estudo foi desenvolvido no âmbito do projeto como um todo e contemplou diferentes cenários e abordagens de avaliação do uso dos SAEBs. Embora o caso executado tenha sido em uma planta experimental de caráter predominantemente tecnológico e voltado à validação funcional, o estudo econômico do projeto incluiu uma análise econômico-financeira abrangente, com foco em indicadores como payback, TIR, impacto na redução de penalidades regulatórias e efeitos no TCO.

De forma geral, a conclusão do estudo foi que a aplicação isolada do sistema pode apresentar um retorno mais longo, mas sua viabilidade econômica cresce de forma significativa à medida que se agregam múltiplas funcionalidades a uma mesma solução.

No cenário em que se considera a atuação do BESS de forma multifuncional, abrangendo controle de tensão, redução de perdas técnicas, postergação de investimentos e mitigação de penalidades regulatórias, o estudo estimou um payback de cerca de 4 anos e uma TIR superior a 30%. Esses resultados evidenciam um elevado potencial de retorno sobre o investimento, reforçado não apenas pelos ganhos diretos, mas também pelos benefícios indiretos associados à melhoria dos indicadores regulatórios de qualidade, ao aumento da confiabilidade do sistema elétrico. É importante ressaltar que o custo dos SAEBs (R\$/MWh) tem tendência de decaimento em nível mundial, à medida que ganha escala, tornando

esse tipo de equipamento viável para a flexibilidade do planejamento e operação do sistema elétrico.

Quais próximos passos estão planejados para evolução do projeto? Há previsão de inclusão de outras fontes de geração, outras aplicações como em cidades inteligentes ou a aplicação em outras regiões do estado de MG?

Está em fase de negociação uma próxima fase do projeto, em que está previsto a realização de mais estudos com os SAEBs e também com outros recursos energéticos distribuídos. Além disso, com a conhecimento adquirido pela distribuidora nesse projeto, está sendo implementada uma aplicação real de microrrede para suprimento de energia em uma comunidade na Serra da Saudade, visando aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia. Ainda de acordo com a Cemig, outras 30 localidades estão em estudo para o recebimento de microrredes.

1) Foram realizados ensaios que exigiram ação Black Start, ou seja, que o sistema teve que partir da tensão zero e estabelecer a referência para que a ilha fosse constituída?

Título - DESENVOLVIMENTO DE GÊMEO DIGITAL EM TEMPO REAL PARA OTIMIZAÇÃO DE MICRORREDES DO AGRONEGÓCIO CONECTADAS EM REDES ATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO

Entidade(s) - Universidade Federal do Paraná, OPAL-RT BRASIL TECNOLOGIA LTDA

Autor(es) - Raphael Marzalek Blasi, Alexandre Rasi Aoki, Thais Marzalek Blasi

Resumo

A modernização das Redes Ativas de Distribuição (RADs) e a crescente demanda por fontes renováveis exigem ferramentas avançadas de monitoramento e controle, especialmente para setores críticos como o agronegócio, onde interrupções de energia impactam diretamente a produtividade. Dessa forma, dois objetivos principais são investigados: (i) avaliar tecnologias de hardware e software para gêmeos digitais e (ii) analisar topologias e modelos de dimensionamento de microrredes voltados ao setor agrícola. Para o primeiro objetivo, foi analisada a plataforma HYPERSIM da OPAL-RT, destacando-se por sua alta precisão na simulação em tempo real. Essa tecnologia permite modelar o comportamento dinâmico das RADs com fidelidade, integrando eficientemente a sistemas SCADA. Os resultados mostram que o HYPERSIM suporta o desenvolvimento de gêmeos digitais escaláveis, possibilitando testes e validação de estratégias de controle, validação de parâmetros operacionais e integração com sistemas existentes. No segundo objetivo, foram estudadas topologias de microrredes com baterias de íon-lítio e geração fotovoltaica, as quais se destacaram como as mais eficientes para garantir autonomia em regiões remotas, adaptando-se a variações de carga e condições climáticas variadas, ideais para o agronegócio. Simulações demonstraram que essas configurações asseguram resiliência e estabilidade, e a aplicação de gêmeos digitais indicou melhorias operacionais, além de garantir continuidade no fornecimento de energia. Os resultados confirmam que a combinação de gêmeos digitais e simulação em tempo real, utilizando ferramentas da Opal-RT, oferece uma base técnica robusta para otimização de microrredes em RADs e diretrizes para seleção de tecnologias e dimensionamento no agronegócio. Futuros trabalhos

incluem a implementação prática em ambientes reais e a adaptação das metodologias a contextos operacionais diversificados.

Perguntas e Respostas

1. Como o modelo trata as cargas críticas do agronegócio no processo de priorização durante falhas ou na operação ilhada? Há algum mecanismo de controle hierárquico?

2. Quais são os principais requisitos ou adaptações previstas para viabilizar a implementação do gêmeo digital em ambientes operacionais reais, considerando as variações nas topologias e nas condições de operação das microrredes do agronegócio?

1. Como o modelo trata as cargas críticas do agronegócio no processo de priorização durante falhas ou na operação ilhada? Há algum mecanismo de controle hierárquico?

2. Quais são os principais requisitos ou adaptações previstas para viabilizar a implementação do gêmeo digital em ambientes operacionais reais, considerando as variações nas topologias e nas condições de operação das microrredes do agronegócio?

A aplicação de microrredes para o segmento agrícola pode aumentar a resiliência e a qualidade do fornecimento de energia para unidades consumidoras rurais. Um ponto de atenção na utilização de BESS como formador de rede, são as elevadas correntes transitórias, por exemplo, na energização de transformadores (inrush). O modelo levou em conta aspectos transitórios da microrrede ou a avaliação foi apenas em regime permanente?
O modelo desenvolvido levou em conta aspectos transitórios da microrrede, com a simulação realizada no software HYPERSIM da OPAL-RT configurada com um passo de tempo de 50 μ s, o que permite capturar fenômenos eletromagnéticos transitórios, incluindo as correntes transitórias. No entanto, a análise não contemplou especificamente as correntes de inrush de transformadores, a qual representa um desafio para o BESS em função do seu papel como formador de rede, uma vez que conversores eletrônicos não possuem a inércia eletromecânica e capacidade de sobrecorrente de geradores síncronos convencionais. Na análise de flutuações de carga, como a conexão do pivô de irrigação, os resultados indicaram uma queda transitória de tensão de 2,3% (de 1,0 pu para 0,977 pu), recuperada em 50 ms, demonstrando que o modelo é capaz de simular e analisar o comportamento transitório da microrrede.

O gerenciamento da microrrede é fundamental para a execução otimizada de serviços tanto em modo conectado quanto em modo isolado.

A utilização de plataformas DERMS (Distributed Energy Management System) para gerenciamento de Recursos Energéticos Distribuídos em uma microrrede faz-se necessária para a otimização desses recursos. Qual a visão dos autores sobre a utilização desse tipo de plataforma? Em se tratando de uma

microrrede rural, qual seria a melhor arquitetura de gerenciamento dos recursos da microrrede?

1. Como o modelo trata as cargas críticas do agronegócio no processo de priorização durante falhas ou na operação ilhada? Há algum mecanismo de controle hierárquico?

No modelo desenvolvido, as cargas do agronegócio foram representadas de forma diferenciada entre cargas críticas (como o pivô de irrigação de 7 kW), carga não controláveis/não críticas (4 kW) e cargas controláveis (como sistemas de ventilação de 2 kW), com foco é na resiliência, alinhado com as demandas sazonais e a necessidade de autonomia em regiões rurais remotas. Quanto a hierarquia, o modelo não implementa explicitamente uma estrutura hierárquica completa (como níveis primário, secundário e terciário). Em vez disso, utiliza controles baseados em reguladores, algoritmos de MPPT no sistema fotovoltaico e conversores bidirecionais do BESS, sendo uma abordagem mais simples focada na simulação em tempo real via HYPERSIM, priorizando a estabilidade dinâmica e a resposta rápida

2. Quais são os principais requisitos ou adaptações previstas para viabilizar a implementação do gêmeo digital em ambientes operacionais reais, considerando as variações nas topologias e nas condições de operação das microrredes do agronegócio?

A implementação de gêmeos digitais em microrredes reais para o agronegócio exige requisitos como infraestrutura de coleta de dados em tempo real com sensores e integração a sistemas SCADA/EMS, capacidade computacional para simulações Hardware-in-the-Loop, segurança cibernética e treinamento de equipes para conformidade regulatória. Para o controle operacional são necessários mecanismos de calibração contínua e redundância, bem como camadas de controle hierárquico para priorização de cargas e algoritmos preditivos para variações climáticas e sazonais.

1) No estudo foram considerados os tempos médios de reestabelecimento das distribuidoras para a área rural? E se a dinâmica da carga de irrigação escolhida poderia ser comprometida por dificuldade no fornecimento energético?

Título - Controle e Estabilização de Microrredes Isoladas com Alta Penetração de Energia Solar

Entidade(s) - Universidade Federal de Santa Maria

Autor(es) - Lucas Monteiro Ilha, Luiz Fernando Rissotto Menegazzo, Rafael Concatto Beltrame, Jonas Roberto Tibola

Resumo

Este informe técnico apresenta o desenvolvimento e a implementação de um sistema de controle para a integração de forma estável de geração fotovoltaica em microrredes que utilizam Grupos Motor Gerador (GMG) a diesel. A inserção da fonte solar pode causar instabilidades na tensão e frequência da microrrede, impactando a operação do gerador a diesel e podendo levar à interrupção no fornecimento de energia. Esse problema está diretamente associado a como os inversores solares

operam em casos de variações de tensão e frequência da rede em que estão conectados. Para mitigar esses problemas, foi desenvolvido um sistema de controle de um conversor eletrônico que gerencia a injeção ou absorção de potência em situações de transitórios de geração ou carga, garantindo maior estabilidade ao sistema. O sistema proposto inclui um banco de capacitores utilizados como armazenadores de energia, um conversor boost bidirecional, um circuito de crowbar e um inversor trifásico no ponto de conexão com a microrrede. Por conta dos impactos ambientais, a abordagem adotada substitui o uso de baterias convencionais por supercapacitores como armazenadores de energia. O controle do inversor é baseado em técnicas como transformação de Clarke, controle Proporcional-Ressonante, sincronismo através de um integrador generalizado de segunda ordem (SOGI) e controle droop modificado, permitindo um ajuste dinâmico da potência gerada e consumida na microrrede. Por fim, por meio de simulações em ambiente Hardware-in-the-Loop (HIL), valida-se a proposta deste trabalho através da aplicação de degraus de carga na microrrede, observação dos distúrbios causados e resposta transitória do sistema de controle proposto.

Perguntas e Respostas

Para a formação de microrredes, o uso de sistemas de armazenamento de energia por baterias, em substituição aos Grupos Motor Gerador (GMG) a diesel, não desempenharia melhor, em relação às variações de tensão e frequência provocadas pela variação de carga?

Os resultados aqui apresentados referem-se apenas à inserção de um conversor em microrredes já operadas por geradores a diesel e painéis fotovoltaicos. Não foram considerados sistemas formadores de rede baseados em baterias acopladas a inversores, que, em geral, proporcionam resposta dinâmica mais rápida frente a degraus de carga.

A análise realizada foi para uma microrrede behind the meter, isso é em uma Unidade Consumidora. Considerando uma microrrede "utility scale" é necessário avaliar o desempenho do controle proposto frente às elevadas correntes de inrush dos transformadores da rede de distribuição. Os autores poderiam comentar a respeito?

As correntes de inrush ocorrem, sobretudo, na energização inicial de circuitos e em transitórios significativos de carga. Neste trabalho, simulou-se, em ambiente HIL (Hardware-in-the-Loop), a resposta de um conversor inserido em uma microrrede composta por um grupo motor-gerador (GMG), geração fotovoltaica e carga variável. Nesta etapa, consideraram-se apenas as características desses elementos, com o objetivo principal de que, diante de um transitório de carga ou de geração, o conversor proposto apoie a rede e evite que as oscilações de tensão e de frequência atinjam níveis capazes de acionar as proteções do inversor fotovoltaico (por tensão e/ou frequência). Como trabalhos futuros, prevê-se a realização de novas simulações e de ensaios experimentais em microrredes com a inclusão de elementos adicionais típicos desse tipo de sistema.

1) No futuro idealizando uma aplicação da solução quem seria o responsável pela adoção do controlador de tensão/reactivo? Seria a própria Distribuidora ou um agregador?

Essa estratégia de controle de tensão e potência é aplicável tanto a distribuidoras quanto a agregadores de recursos energéticos distribuídos. Essa abordagem pode

ser integrada a microrredes isoladas (não conectadas ao SIN) para reforçar a confiabilidade do fornecimento. Ao amortecer oscilações de carga e a intermitência da geração solar, o controlador reduz a probabilidade de desligamentos do GMG e do inversor fotovoltaico por atuação das proteções de tensão e/ou frequência.

Título - Ferramenta de análise de ocorrências e históricos climáticos visando diagnósticos das redes de distribuição e priorização em planos de renovação

Entidade(s) - Copel Distribuição S.A., SINAPSIS INOVACAO EM ENERGIA S/S LTDA, IN Forma Software S/a

Autor(es) - Dirceu Laube, Ana Gabriela Bezerra Benitez, Marcelo Aparecido Pelegrini, Virgínia Adélia Cordeiro Sgotti, LENINGRADO FLORENCIO

Resumo

Um dos desafios das empresas do setor elétrico é determinar o momento ótimo de substituição de seus equipamentos. Na medida em que os equipamentos instalados em campo se degradam, seja por sua idade ou por situações externas ao sistema, eles tendem a apresentar maior número de falhas, colocando a operação em risco. Assim, um plano eficiente de renovação de ativos tem como objetivo auxiliar a troca destes equipamentos, não permitindo que todo o sistema elétrico chegue a situações críticas, mas possibilitando uma visão antecipada dos comportamentos dos ativos utilizando estratégias de avaliação das manutenções, análises estatísticas e monitoramento da vida útil.

Neste contexto, a Copel Distribuição desenvolveu uma ferramenta para auxiliar a tomada de decisão para manutenção e substituição de ativos a partir da determinação de equipamentos prioritários em um plano de renovação. Para isto, utilizou-se de diferentes fontes de dados e avaliação multicritério de maneira integrada, com foco em equipamentos individuais de subestações de distribuição. Os parâmetros necessários foram obtidos a partir dos dados contábeis, de georreferenciamento e de manutenção de equipamentos de subestações, utilizando relatórios já bem estabelecidos dessas bases de dados, como o Relatório de Controle Patrimonial, Base de Dados Geográfica da Distribuidora e histórico do sistema de manutenções, e nova integração com dados de clima.

Perguntas e Respostas

1. Como a ferramenta considera múltiplos critérios concorrentes na priorização da renovação de ativos? Há algum modelo de ponderação ou tomada de decisão multicritério já implementado?

2. Quais foram os principais benefícios observados após a aplicação da ferramenta na Copel, especialmente em termos de assertividade na priorização de renovação de ativos e redução de falhas?

1. Como a ferramenta considera múltiplos critérios concorrentes na priorização da renovação de ativos? Há algum modelo de ponderação ou tomada de decisão multicritério já implementado?

2. Quais foram os principais benefícios observados após a aplicação da ferramenta na Copel, especialmente em termos de assertividade na priorização de renovação de ativos e redução de falhas?

Para a comparação de múltiplos critérios concorrentes é utilizado o método AHP, criando o ranking de priorização a partir da identificação dos pesos por meio de entrevistas com os especialistas. Os benefícios observados pela Copel estão na maior visibilidade das características dos ativos e a criação de um ranking a partir de uma visão multicritério, utilizados para a elaboração de planos de renovação de ativos.

1. Como a ferramenta considera múltiplos critérios concorrentes na priorização da renovação de ativos? Há algum modelo de ponderação ou tomada de decisão multicritério já implementado?

2. Quais foram os principais benefícios observados após a aplicação da ferramenta na Copel, especialmente em termos de assertividade na priorização de renovação de ativos e redução de falhas?

Considerando a possibilidade de eventos climáticos severos, histórico e futuros, como a ferramenta poderia contribuir para o aumento da resiliência da rede de distribuição em termos da saúde dos equipamentos?

Por considerar tanto o histórico de parâmetros climáticos quanto a depreciação dos ativos, a ferramenta acaba por poder priorizar equipamentos que seriam críticos em situações de eventos severos, contribuindo para a resiliência das redes.

Há integração de aplicação desenvolvida com o sistema de monitoramento remoto de ativos da Copel? Isso é, parâmetros de monitoramento de ativos de subestações ou outros ativos da rede de distribuição são considerados para recomendar, em conjunto com outras variáveis, a substituição de equipamentos?

No estágio atual da ferramenta não existe integração com o sistema de monitoramento remoto. Mas estes parâmetros podem ser incorporados em outra fase, trazendo mais insumos pros modelos de caracterização e projeção de manutenção e falhas dos ativos.

1 - A ferramenta proporciona a utilização de taxas de falhas e de dados específicos de marcas e modelos de fabricantes para estabelecer a prioridade para a substituição do ativo?

4.0 – Constatações