

Digitalização de Subestações e Energias Renováveis

A integração das fontes de energias renováveis nas redes elétricas, impulsionada pela digitalização, está remodelando o paradigma da geração, distribuição e consumo de energia. Para abordar os desafios relacionados a este assunto, convidamos o Engenheiro Master da Vale, Paulo Henrique Vieira Soares. Mestre em engenharia Elétrica pela UNIFEI, possui MBA em Gestão (FGV) e pós-graduação em Sistemas fotovoltaicos pela UFV.



Capítulo 8

Requisitos regulatórios para o DAPR-D e atendimento a RAP do apagão do dia 15/08

Por Paulo Henrique Vieira Soares e *Douglas Gabriel Antônio de Oliveira Gomes

1 - INTRODUÇÃO

Em 15 de agosto de 2023, o Sistema Interligado Nacional (SIN) sofreu uma severa perturbação que provocou a desconexão elétrica entre as regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, resultando na retirada de 22,5 GW (31%) de 73 GW disponíveis. O evento afetou 25 estados e o Distrito Federal, levando o Operador Nacional do Sistema (ONS) a implementar uma série de medidas para aumentar a robustez do sistema.

Entre essas medidas, destacam-se as melhorias nos Registradores Digitais de Perturbações (RDPs) e a adequação dos agentes para a implantação de medições fasoriais sincronizadas (PMUs), possibilitando o monitoramento em tempo real. Este artigo busca descrever o processo de obtenção da Declaração para Operação Definitiva (DAPR/D), com ênfase na campanha de medição de corrente e avaliação da qualidade de energia, assim como a conformidade com o Relatório de Análise de Perturbação (RAP).

Além disso, será discutida a implementação de sinais de disparo dos RDPs com base em variações de grandezas analógicas, bem como a integração das medições fasoriais sincronizadas. Por fim, serão apresentadas experiências práticas envolvendo o envio de sinais de disparo dos inversores solares para os RDPs, em cenários de injeção e absorção de reativos durante eventos de baixa e alta tensão (LVRT/HVRT).

2 - CONTEXTUALIZAÇÃO

Integração ao Sistema interligado Nacional

A integração de instalações ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é um processo que exige a colaboração entre os agentes do setor elétrico e as principais instituições reguladoras, como ANEEL, CCEE, ONS e MME. Esse processo envolve a conexão de instalações de geração, transmissão, distribuição e consumidores livres. Para assegurar uma conexão segura e eficiente ao sistema, a integração



ocorre em duas fases principais: operação em teste e operação integrada definitiva ao SIN.

Procedimento de REDE

Como etapa inicial do processo de integração ao SIN, destaca-se a obtenção do Parecer de Acesso. Os principais documentos que regulamentam esse processo são a Resolução nº 583 da ANEEL e o “Submódulo 7.13 - Emissão de Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede para Instalações de Geração” (revisão 2024.04). Este último detalha três tipos de declarações:

DAPR/T: Declaração de atendimento para operação em teste, certificando o cumprimento dos requisitos técnicos.

DAPR/P: Declaração de operação provisória, indicando a ausência de pendências impeditivas para operação comercial.

DAPR/D: Declaração definitiva, confirmando o cumprimento integral de todos os requisitos e ausência de pendências.

A figura 1 ilustra o processo, sendo em média 24 meses o prazo entre o DAPR/P e o DAPR/D.

Campanha de qualidade pós operação

A integração ao SIN exige que a instalação não introduza instabilidades ou perturbações significativas ao sistema elétrico. Para garantir esses objetivos, o Operador Nacional requer a realização de aferições na instalação, que permitem avaliar os impactos do empreendimento. O submódulo 2.9 – “Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica” estabelece as diretrizes para essas aferições. Além disso, é recomendável manter um diálogo contínuo com o ONS para alinhar aspectos específicos, como pontos de medição, métodos de execução, grandezas a serem medidas e prazos. Esses detalhes devem ser acordados entre o agente gerador e o ONS para garantir a conformidade e o sucesso da integração.

3 - APLICAÇÃO

ESTUDO DE CASO I – Campanha de corrente

O projeto em análise conta com cerca de 140 unidades geradoras, compostas por inversor solar, distribuídas em aproximadamente 70 eletrocentros, sendo cada um composto por duas unidades geradoras.

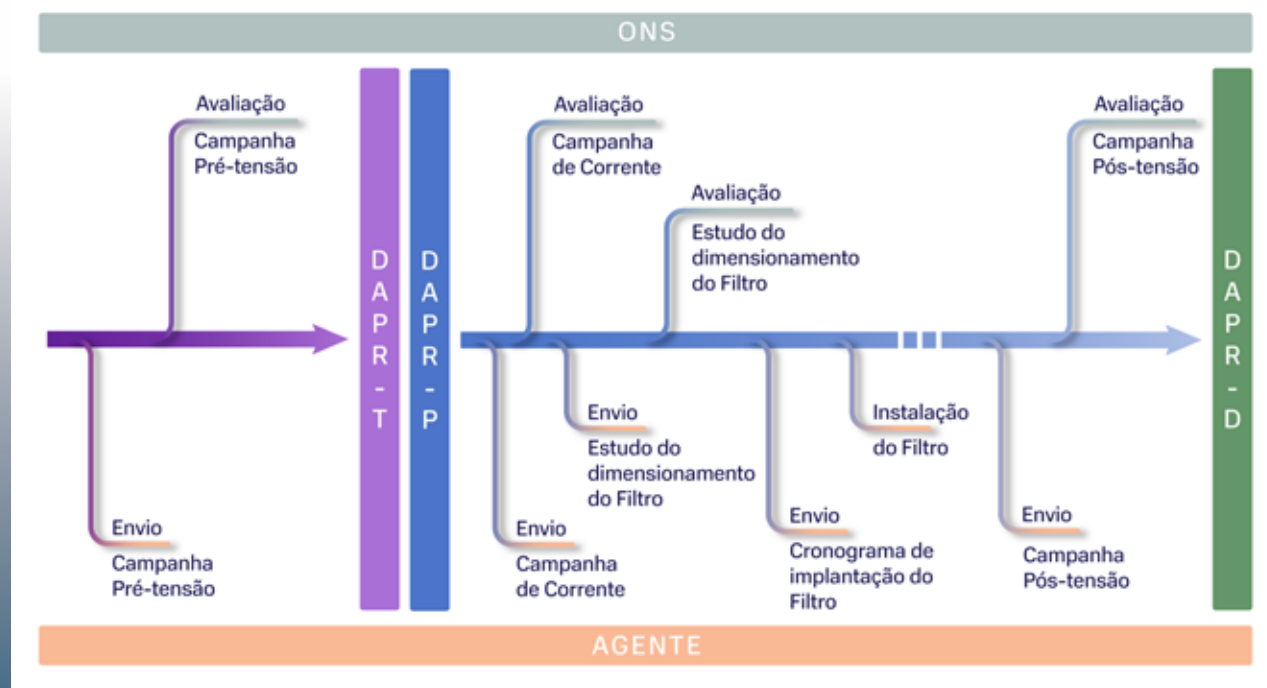


Figura 1 – Fluxo simplificado ONS

Cada eletrocentro do empreendimento está equipado com um transformador de duplo secundário com relação de tensão de 34,5/0,69 kV, destinado a elevar a tensão de saída dos inversores de 690 VCA para 34.500 VCA. Em comum acordo com o Operador, definiu-se que as medições de corrente seriam realizadas no lado de alta tensão desses transformadores, o que permitiu a medição em paralelo de dois inversores de frequência.

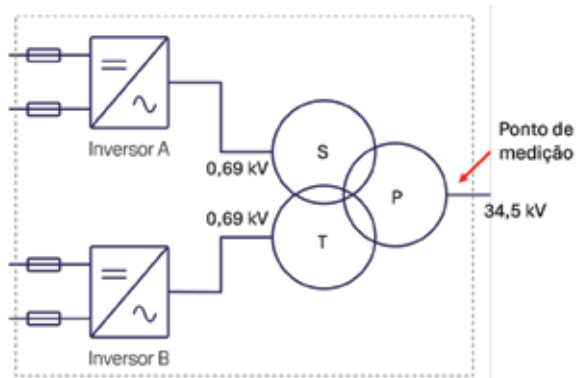


Figura 2 – Ponto de medição – Campanha de corrente

O complexo fotovoltaico é composto por aproximadamente 15 usinas, cada uma com quatro eletrocentros. Para garantir a abrangência das medições, foi definido que estas seriam realizadas em um eletrocentro por usina, totalizando cerca de 15 transformadores. Embora os eletrocentros sejam idênticos, as medições foram realizadas em todas as usinas, seguindo as normas estabelecidas para garantir precisão e conformidade técnica.

As medições seguiram as seguintes diretrizes:

- As medições foram realizadas nos patamares de 0%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100% da potência ativa nominal. Os setpoints de potência ativa foram ajustados e enviados aos dois inversores de cada eletrocentro. No patamar de 0%, optou-se por desabilitar os inversores, uma vez que o resultado é equivalente ao envio de setpoints de 0%.
- Cada patamar de potência exigiu sete medições válidas, com duração mínima de 10 minutos cada, sem que as correntes médias variassem mais de +5% ou -5% do valor nominal.
- As unidades geradoras limitaram sua injeção ou absorção de potência reativa a zero, sendo permitido apenas o mínimo de potência reativa inerente ao funcionamento dos inversores.

Os resultados das medições foram organizados e comparados com os parâmetros fornecidos pelo fabricante dos inversores, servindo de base para a avaliação do agente e do ONS, e possibilitando a revisão de estudos de qualidade de

energia.

Dificuldades operacionais, como a disponibilidade parcial das unidades e a sujidade dos módulos fotovoltaicos, podem ser previstas e corrigidas antes do início das medições. Entretanto, fatores imprevisíveis, como condições climáticas, podem interferir, especialmente nos patamares mais próximos da potência nominal. O monitoramento em tempo real é importante para identificar possíveis interferências, como sombreamento, e garantir a validade dos dados.

Após a conclusão das medições e a consolidação dos dados, recomenda-se a apresentação dos resultados ao ONS e à equipe responsável antes da submissão final do estudo.

ESTUDO DE CASO II – Disparo por oscilação de grandeza analógica

após o evento ocorrido em 15 de agosto de 2023, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) identificou que a atuação inadequada de fontes de geração intermitentes, como eólicas e fotovoltaicas, agravou o problema ao não fornecer o suporte necessário ao sistema. Em estudos posteriores, o ONS propôs melhorias, incluindo a otimização dos RDPs, que agora devem também disparar oscilografias com base em oscilações de grandezas analógicas, conforme os critérios estabelecidos no documento "RT-ONS DPL 0532/2023".

Tradicionalmente, os RDPs eram configurados para iniciar registros (trigger) com base em variações de entradas digitais vinculadas a funções de proteção. No entanto, a nova recomendação amplia o monitoramento para incluir oscilações em grandezas analógicas, permitindo uma detecção mais precisa de eventos críticos e contribuindo para uma análise mais completa do comportamento do sistema.

Disparo por subtensão:

- 0,95 pu, para sistemas de 500kV;
- 0,90 pu, para sistemas em demais níveis de tensão.

Disparo por sobretensão:

- 1,15 pu, para sistemas de 500kV;
- 1,10 pu, para sistemas em demais níveis de tensão.

Disparo por subfrequência:

- 59,8 Hz, para conjuntos formados por gerações eólica e fotovoltaica;
- 59,0 Hz, para conjuntos formados por geração fotovoltaica.

Disparo por sobrefrequência:

- 60,2 Hz, para ambas as modalidades de geração.

Com a implementação das novas configurações nos RDPs, torna-se possível monitorar o comportamento do sistema durante oscilações de tensão e/ou frequência que, em circunstâncias normais, não ativariam funções de proteção conforme Figura 3.



LANÇAMENTO
LINHA **MINING BLOCK**
16A até 250A

Mantenha suas Operações com Máxima Segurança e Proteção!

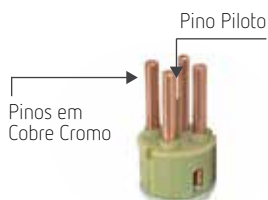


PROTEÇÃO E SEGURANÇA ULTRACONFIÁVEIS

A linha de Tomadas e Plugues Industriais, Tomadas com Bloqueio Mecânico e Proteção Elétrica **Mining Block STRAHL**, atende os mais rigorosos padrões de qualidade e segurança exigidos nas instalações elétricas. Desenvolvidas para garantir segurança e proteção, com grau de proteção IP67, são indicadas e apropriadas para instalação e uso em ambientes extremamente agressivos, como indústrias de mineração, petroquímicas, siderúrgicas, entre outras.

Disponíveis opções com proteções adicionais contra sobrecarga/sobretensão, curto-circuito (disjuntor termomagnético) e choque elétrico (IDR), proporcionando operações seguras e eficazes. Podem ser customizadas de acordo com sua necessidade ou projeto.

Confira os principais diferenciais desta linha:



*A partir de 125A contatos em cobre cromo.

STRAHL
A ENERGIA QUE CONSTRÓI



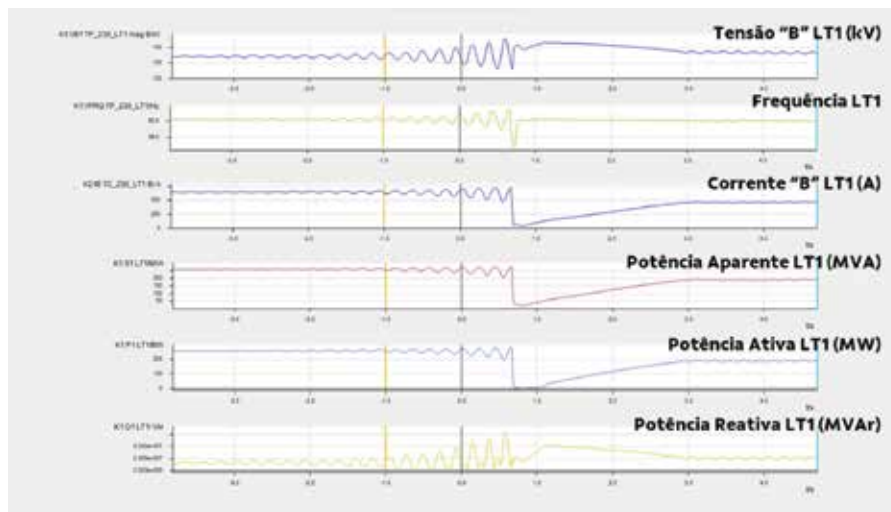


Figura 3 – Oscilação de potência detectada no ponto de conexão por variação analógica

ESTUDO DE CASO III - Envio de medições fasoriais sincronizadas ao ONS

As medições fasoriais sincronizadas, consistem na medição de fasores com alta taxa de amostragem (até 60 frames por segundo), sincronizadas via GPS. Essa precisão permite um elevado grau de observabilidade em tempo real do sistema, algo que não é alcançado por sistemas supervisórios convencionais. As PMUs também proporcionam análises pós-eventos mais detalhadas e precisas, complementando os registros oscilográficos e fornecendo subsídios para a avaliação de falhas e comportamentos em regime permanente.

O documento "RT-ONS DPL 0553/2023", emitido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), define as instalações que devem fornecer essas medições, especificando as grandezas a serem monitoradas e os requisitos técnicos. No exemplo da Figura 4, serão monitoradas duas linhas de transmissão de 230 kV, juntamente com seus barramentos de acoplamento ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

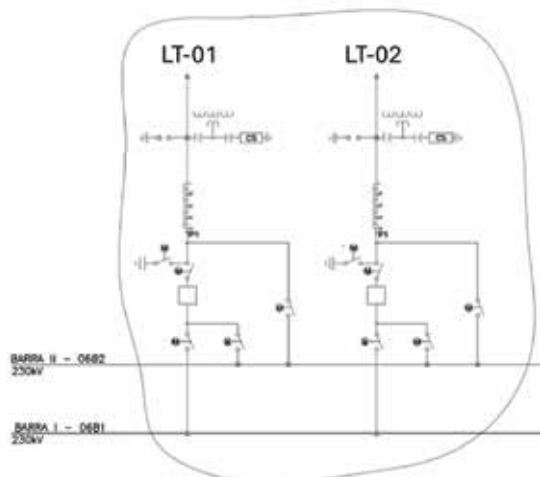


Figura 4 – Oscilação de potência detectada no ponto de conexão por variação analógica

Serão disponibilizados 50 fasores ao ONS, distribuídos igualmente entre os dois circuitos: o circuito 1 (linha de transmissão 1 e barra 1) com 25 fasores, e o circuito 2 (linha de transmissão 2 e barra 2) com outros 25 fasores.

- 3 fasores para módulos de tensões para as linhas de transmissão (TP's das LT's);
- 3 fasores para ângulos de tensões para as linhas de transmissão (TP's das LT's);
- 3 fasores para módulos de correntes para as linhas de transmissão (TC's das LT's);
- 3 fasores para ângulos de correntes para as linhas de transmissão (TC's das LT's);
- 1 fasor para frequência da fase utilizada para sincronismo da linha de transmissão (TP's das LT's);
- 1 fasor para taxa de variação de frequência da fase utilizada para sincronismo da linha de transmissão (TP's das LT's);
- 3 fasores para medição de distorção harmônica total de tensão (THDv) para as linhas de transmissão (TP's das LT's);
- 3 fasores para medição de distorção harmônica total de corrente (THDi) para as linhas de transmissão (TC's das LT's);
- 1 fasor para módulo de tensão para as barras (TP's das barras);
- 1 fasor para ângulo de tensão para as barras (TP's das barras);
- 1 fasor para frequência da fase utilizada para medição de tensão de barra (TP's das barras);
- 1 fasor para taxa de variação de frequência da fase utilizada para medição de tensão de barra (TP's das barras);
- 1 fasor para medição de distorção harmônica total de tensão (THDv) para as barras (TP's das barras).

É importante destacar que, além das orientações do documento "RT-ONS DPL 0553/2023", o submódulo 2.13 dos Procedimentos de Rede detalha os requisitos técnicos e operacionais necessários para a implantação deste sistema.

ESTUDO DE CASO IV – Disparo entrada em modo de suporte de reativos

Conforme o submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede, centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas devem oferecer suporte ao sistema por meio da injeção ou absorção de corrente reativa durante falhas, ajustando-se ao perfil de

tensão. Após o evento de "apagão", o ONS requisitou que a entrada de inversores e conversores no modo de suporte LVRT/HVRT resultasse no disparo de oscilografia no RDP.

Para atender a essa demanda, identificou-se uma barreira na comunicação entre inversores (via protocolo Modbus) e o registrador de perturbações (RDP) que utiliza IEC 61850-

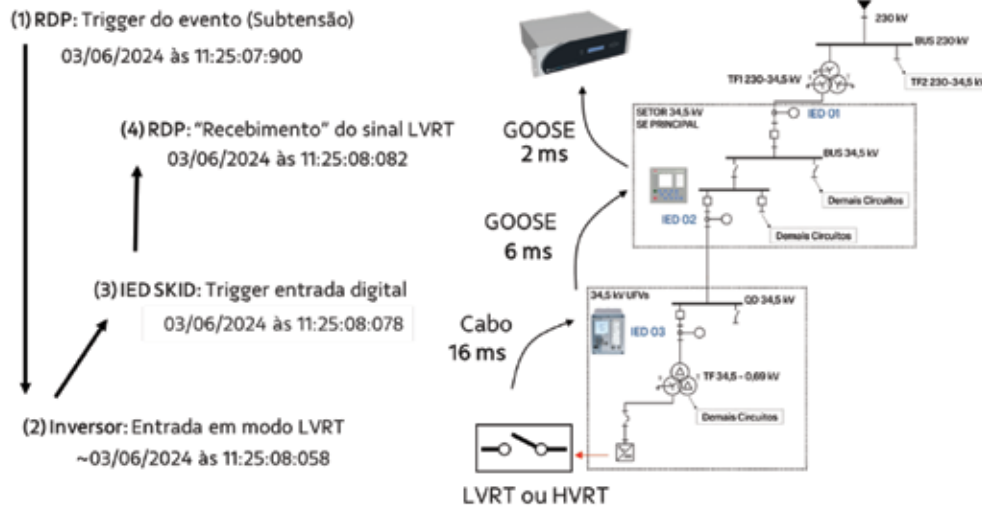


Figura 5 – Sequencial de eventos e unifilar da planta

Excelência em Transformadores

IRRIGAÇÃO
ENERGIA FOTOVOLTAICA
ENERGIA ELÉTRICA
INDÚSTRIA
MANUTENÇÃO

MINUZZI®

www.minuzzi.ind.br



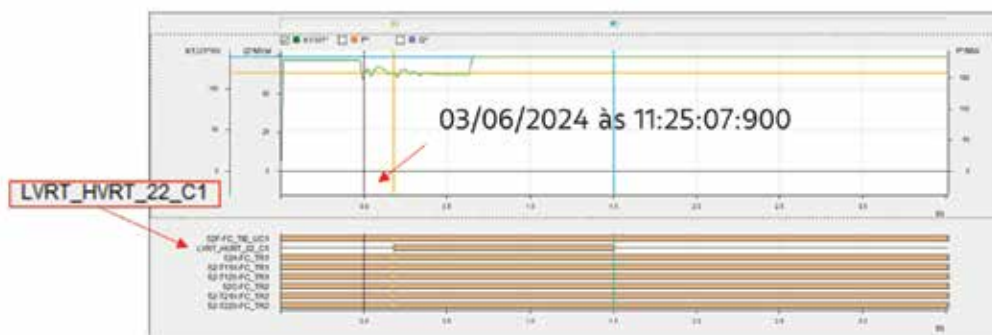


Figura 6 – Registro no RDP - Modo falta do inversor da UFV22, circuito 1

GOOSE. O protocolo GOOSE é ideal para garantir a precisão, pois permite um tempo de transferência máximo de 3 ms (para a edição 2 da norma) ou 10 ms (para a edição 1). No entanto, os inversores não são compatíveis com este protocolo.

A solução encontrada foi utilizar um relé de proteção instalado nos cubículos de 34,5 kV, que recebe o sinal dos inversores via cabo e, em seguida, envia a mensagem ao RDP via GOOSE. Quando os inversores entram em modo de suporte reativo, eles acionam uma saída digital conectada à entrada digital do relé, que publica a mensagem na rede. Um segundo relé de proteção, localizado na subestação elevadora, recebe e retransmite a mensagem ao RDP, que dispara o registro oscilográfico.

A utilização de um relé intermediário foi necessária devido à limitação de canais do RDP, que já estavam ocupados por outras funções de proteção. O relé na subestação coletora organiza a aquisição das mensagens GOOSE provenientes dos eletrocentros do complexo fotovoltaico.

A Figura 5 ilustra à esquerda o sequenciamento dos eventos e à direita o diagrama unifilar da planta. O tempo total entre o acionamento do inversor e o recebimento do sinal no RDP foi de 24 ms.

A Figura 6 apresenta a oscilografia capturada pelo RDP.

Na parte superior, observa-se o comportamento da tensão no ponto de conexão durante o evento, enquanto na parte inferior estão destacados os sinais digitais, com ênfase no registro do modo de falta do inversor da usina UFV22, circuito 1 (LVRT_HVRT_22_C1).

A Figura 7 permite concluir que o evento de subtensão ocorreu às 11h25m07s900, sendo detectado nos terminais do inversor 158 ms depois e registrado no RDP às 11h25m08s082, ou seja, 24 ms após. Esses dados confirmam o sucesso da solução implementada para o disparo de oscilografias, garantindo o monitoramento dos eventos de suporte reativo durante faltas.

4 - AGRADECIMENTO

Agradeço sinceramente a você, leitor, por acompanhar conosco cada edição desta revista, cujo trabalho só faz sentido com a sua presença. Aos coautores, expresseo meu profundo agradecimento por embarcarem comigo neste maravilhoso projeto de transferência de conhecimento. Agradeço também à revista O Setor Elétrico pela confiança e parceria ao longo dos anos. Finalmente, à minha amada esposa, Keli Antunes, meu reconhecimento especial, pois sem o seu apoio, nada disso seria possível.

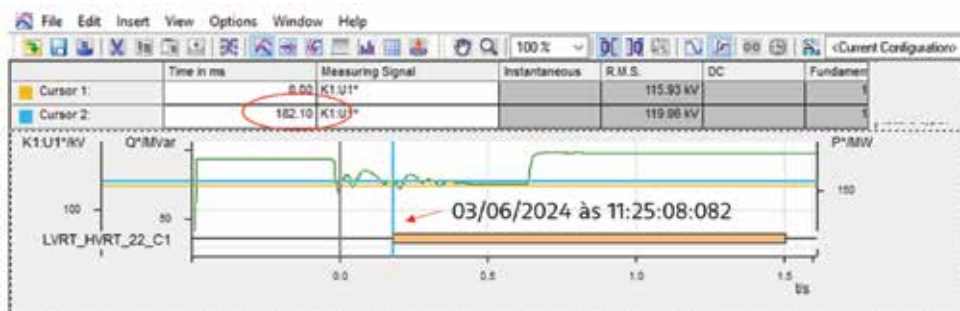


Figura 7 – Registro no RDP – Evento de subtensão e Modo falta do inversor da UFV22

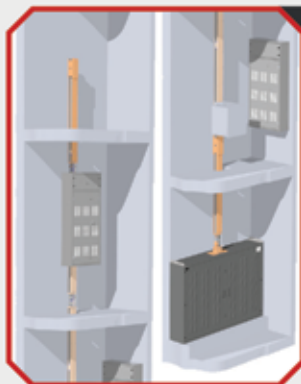
*Douglas Gabriel Antônio de Oliveira Gomes é Engenheiro Eletricista e Técnico em Eletrotécnica, especializado / pós-graduado em Proteção de Sistemas Elétricos de Potência e Automação de Sistemas Elétricos de Potência, com dez anos de experiência em sistemas elétricos, proteção e controle de sistemas elétricos de potência, manufatura e testes de painéis elétricos.

Confiabilidade em cada conexão!



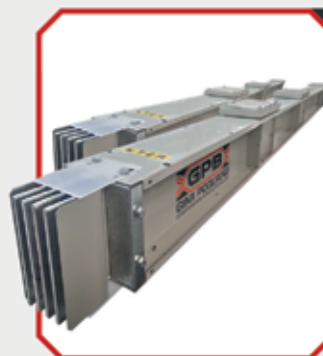
GIMI POGLIANO
BARRAMENTOS BLINDADOS

Member Of



Sistema de Medição Eletrônica Centralizada

É composto por quadro de distribuição compacto (QDC) ou cabine de barramentos, caixas de leitura local e remota, e caixas tipo MEC.



Barramento Blindado de baixa tensão

LINHA BX-E

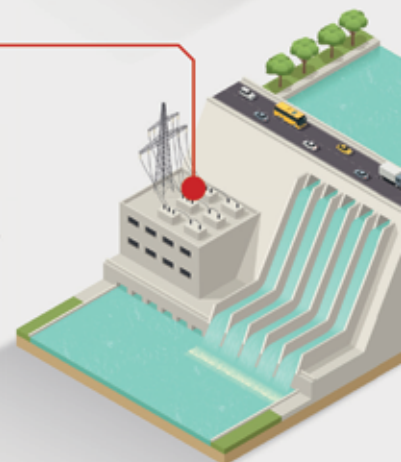
Linhas elétricas pré-fabricadas com capacidade de 320A a 6.300A 3P+N+PE, em alumínio ou cobre, preparado para o monitoramento de temperatura e vibração.



Barramento Blindado de média tensão

LINHA BX-MT

É utilizado para o transporte de energia em 17,5kV, 24kV e 36kV, produzido de acordo com a norma NBR-IEC-62.271-200, grau de proteção IP 55, e fornecido nas correntes de 630A, 1250A e 2500A, para sistemas de fases segregadas e não segregadas.



(11) 4752-9900



vendas@gimi.com.br



gimi pogliano



gimipogliano.com.br

