

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 5

Sistemas de supervisão (SCADA) e controle (PPC) aplicados a operação, manutenção e otimização de centrais fotovoltaicas

Por Paulo Henrique Vieira Soares e *Vitor Hugo Oliveira Catarino

1 - INTRODUÇÃO

O sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) é essencial para o monitoramento e controle de plantas solares de grande porte. Este sistema centralizado permite a supervisão remota e em tempo real de diversos dispositivos como inversores solar, estações solarimétricas, multimedidores de energia, relés de proteção e o sistema de rastreamento solar e diversos sensores, facilitando a gestão e tomada de decisões. A complexidade e a escala dessas instalações tornam o SCADA indispensável, pois automatiza a observação de múltiplos parâmetros operacionais, permitindo a rápida identificação e correção de anomalias.

Adicionalmente, o SCADA utiliza plataformas denominadas PIMS (Plant Information Management System) que armazena e processa grandes volumes de dados operacionais. Esses dados são fundamentais para análises retrospectivas que identificam padrões de desempenho e áreas para melhorias, orientando a otimização contínua e a eficiência operacional das instalações. O correto modelamento do banco de dados assegura que todas as informações relevantes sejam capturadas e analisadas adequadamente.

Na interface com o SIN (Sistema Interligado Nacional) a confiabilidade operacional é garantida por meio do PPC (Power Plant Controller), que gerencia a potência ativa injetada no grid (SIN), o

fluxo de potência reativa (injetada ou absorvida) e o nível de tensão no ponto de conexão/PAC (Ponto de Acoplamento Comum).

2 - CONTEXTUALIZAÇÃO

O PPC e o SCADA possuem finalidades distintas e podem estar ou não integrados na mesma aplicação. A correta especificação, desenvolvimento e comissionamento são fundamentais para a operação ágil e segura das plantas de geração.

Arquitetura e interfaces

Um exemplo de topologia de rede que inclui os servidores é apresentado no capítulo II desta coletânea (Edição 201). Ao projetar a solução, deve-se prever um servidor principal e um redundante para o sistema SCADA. Recomenda-se que o PPC e o PIMS operem em ambiente separado do SCADA, podendo no caso do PPC ser programado em servidores distintos ou em hardware dedicado, através de um PLC (Programmable Logic Controller) principal e outro redundante.

Seguindo o princípio da independência das funções, o sistema SCADA deve ser capaz de controlar todos os equipamentos da planta, desde a subestação de alta tensão (SE-HV) até os equipamentos da planta fotovoltaica (PV). Para o PV, destacam-se os comandos de habilitar e desabilitar os inversores e o envio de setpoints de potência ativa aos equipamentos.

Conforme a ISA 101 (Instrument Society of America 101 Standard), as interfaces de operação serão de alta performance, destacando apenas os aspectos que realmente demandam ação e atenção do operador. A seguir, são listadas as cores correspondentes a cada status do inversor solar:

- Cinza: Operação normal – Equipamento em geração, sem alarmes ou falhas.
- Amarelo ou laranja: Operando com alarmes – Equipamento em geração, porém com alarmes ativos que impactam o seu rendimento.
- Azul: Operando em reativo – Equipamento em modo de reativo noturno.
- Branco: Parado – Equipamento fora de geração, sem falhas e pronto para operar.
- Vermelho: Defeito – Equipamento fora de geração, parado e em falha.
- Roxo: Sem comunicação – Equipamento sem comunicação com o sistema SCADA.

A Tabela 1 apresenta três cenários de manutenção que exigem desabilitar todas as unidades geradoras (nesse caso, 138 inversores), sendo o cenário 3 o mais ágil. Geralmente, essa condição ocorre em intervenções noturnas após a aprovação do SGI (Sistema de Gerenciamento de Intervenções) junto ao ONS.

Tabela 1 – Cenários de manutenção para desabilitar os inversores.

Cenário	Situação (desabilitar todas as unidades geradoras)	Tempo
1	Pelo: Software de engenharia do fabricante	75 minutos
2	Através de pop-up dentro do equipamento no SCADA	52 minutos
3	Através da tela do unificar principal de cada UFV	29 minutos

Diferentemente do SCADA, que é amplamente utilizado para operação e manutenção, o PPC foca no controle e na otimização da geração, respeitando os limites estabelecidos nos procedimentos de rede ou conforme as solicitações do centro de operação do ONS.

Para operar de maneira eficiente, o PPC deve receber como sinais de entrada os valores medidos no PAC, incluindo tensão, potência ativa, potência reativa e fator de potência, além do status do comutador de TAP, o status dos inversores e a irradiação. Como saída, o PPC deve ajustar e enviar os setpoints de potência ativa e potência reativa para os inversores, conforme ilustrado na Figura 1.

O PPC e os inversores operam utilizando um controlador PID (Proporcional, Integral, Derivativo), configurado como um “controle em cascata”, conforme demonstrado na Figura 2. Apesar das vantagens dessa abordagem, existem diversas dificuldades

que podem complicar tanto a implementação quanto a operação. Uma das principais dificuldades é a complexidade na sintonia dos parâmetros do controlador. Se o controlador secundário não for significativamente mais rápido que o primário, a eficácia do controle em cascata pode ser reduzida.

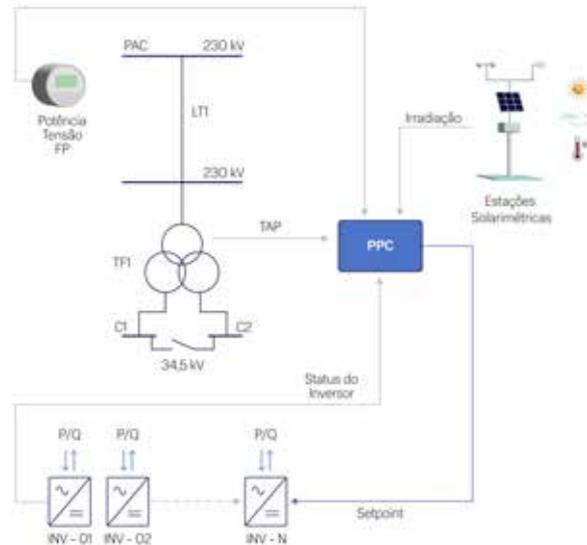


Figura 1 – PPC (Power Plant Controller)

O PPC e os inversores operam utilizando um controlador PID (Proporcional, Integral, Derivativo), configurado como um "controle em cascata", conforme demonstrado na Figura 2. Apesar das vantagens dessa abordagem, existem diversas dificuldades que podem complicar tanto a implementação quanto a operação. Uma das principais dificuldades é a complexidade na sintonia dos parâmetros do controlador. Se o controlador secundário não for significativamente mais rápido que o primário, a eficácia do controle em cascata pode ser reduzida.

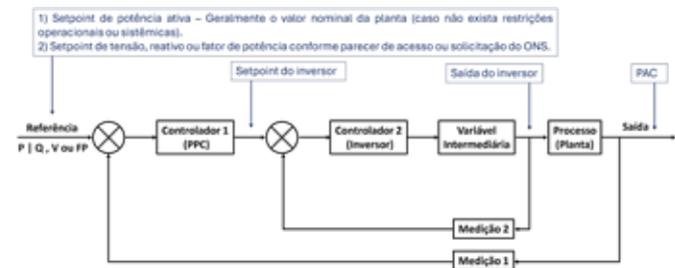


Figura 2 – Controle em cascata

Ajustar os parâmetros em um controle cascata pode ser desafiador, devido à interdependência entre dois controladores: o primário (PPC) e o secundário (Inversor). É essencial que o controlador secundário responda mais rapidamente que o primário, o que frequentemente exige o aumento do ganho proporcional (Kp)

Tabela 2 – Tempo de resposta para diferentes cenários.

Número de inversores/ segundo alterados	Velocidade da rampa de potência (MW/seg)	Degradu de potência aplicado (MW)	Tempo de resposta (Segundos)
2	400	55	19
3	400	51	18
4	400	52	17
6	200	74	16
6	400	55	7
6	400	66	6
8	300	74	10
8	400	74	7
12	400	75	9

e o ajuste dos tempos integral (Ti) e derivativo (Td) para assegurar uma resposta rápida e estável. No entanto, um ganho proporcional muito elevado no controlador secundário pode induzir oscilações excessivas na variável intermediária, afetando negativamente a variável controlada pelo controlador primário. Além disso, se os tempos integral e derivativo não forem adequadamente configurados, o sistema pode se tornar instável, especialmente em processos que envolvem atrasos significativos.

Outro aspecto importante é a taxa de escrita do PPC nos inversores e a rampa de potência, pois esses fatores, juntamente com os parâmetros dos controladores PID, influenciam diretamente o tempo de resposta e o sobressinal (overshoot) da planta. A Tabela 2 ilustra o tempo de resposta para diferentes cenários para uma planta específica.

Após a entrada em operação de todas as unidades geradoras, o agente deve conduzir ensaios na planta e apresentar os resultados através do “Relatório de comissionamento para usinas fotovoltaicas”, conforme o modelo estabelecido pelo ONS. A Tabela 3 resume os principais testes a serem executados no controle de potência ativa. Além disso, é necessário realizar testes adicionais nas modalidades de Controle de Potência Reativa, Controle de Tensão e Controle de Fator de Potência.

3 - APLICAÇÃO

A seguir, serão apresentadas algumas situações para ilustrar os conceitos descritos anteriormente.

Resposta a transitório lento

O sistema interligado está sujeito a diversos transitórios, como a energização de uma linha de transmissão ou o chaveamento de grandes equipamentos, por exemplo. Essas operações, que são normais e corriqueiras no SIN, provocam perturbações momentâneas, principalmente na tensão do PAC.

Na Figura 3, observa-se que o setpoint de tensão se mantém estável em 233 kV do instante T-0 ao T-120. No momento T-74, a tensão reduz de 234 kV para 232 kV e, logo após, em T-75, aumenta para 235 kV. Em resposta a essa flutuação, o PPC inicialmente tenta injetar mais potência reativa durante a baixa de tensão em T-74. Contudo, com o aumento subsequente da tensão, o PPC começa a absorver potência reativa, estabilizando a tensão ao valor anterior de 234 kV.

A resposta a transitórios rápidos é responsabilidade do inversor solar e está detalhada no capítulo III desta coletânea (Edição 202).

Tabela 3 – Ensaio necessário no Controle de Potência Ativa para compor o relatório de comissionamento.

Etapas	Controle de Potência Ativa
1	Pelo menos 50% da potência nominal dos parques
2	Habilitar o modo de Controle de Fator de potência
3	Ajustar FP em 0.98 capacitivo ou indutivo
4	Iniciar o teste com a potência máxima disponível (aguardar 5 minutos)
5	Limitar a potência em 50% anterior (aguardar 5 minutos)
6	Limitar a potência do parque a 0 MW (aguardar 5 minutos)
7	Alterar o modo de controle para controle de tensão
8	Ajustar o setpoint para manter a tensão de referências em 1,00 pu
9	Alterar a limitação da potência do parque para 50% da potência máxima disponível (aguardar 5 minutos)
10	Retirar limitação da potência do parque (aguardar 5 minutos)

SUBESTAÇÕES (CABINES) PRIMÁRIAS

RELÉS MULTIFUNÇÃO PARA A
PROTEÇÃO DE MÉDIA TENSÃO
DE CUBÍCULOS E CABINES
(SUBESTAÇÕES) PRIMÁRIAS

URP 1439TU

SOBRECORRENTE,
SUB/SOBRETENSÃO,
REARME, OSCILOGRAFIA

URPE 7104T

SOBRECORRENTE,
SUB/SOBRETENSÃO

URPE 7104

SOBRECORRENTE



CUBÍCULOS
> 300kVA



SUBESTAÇÕES



CORRENTE (A)



TRIP CAPACITIVO



TENSÃO (V)



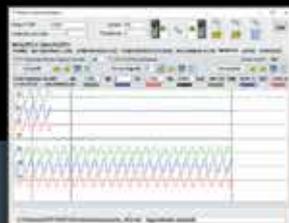
REARME TENSÃO



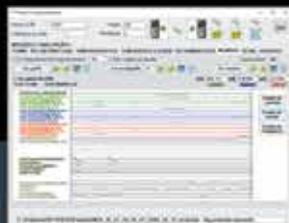
SOFTWARE APLICATIVO GRATUITO (EX. URP 1439TU)



PARAMETRIZAÇÃO AMIGÁVEL



OSCILOGRAFIA



PERFIL DE CARGA E
REGISTRO DE EVENTOS

URP 1439TU

Funções ANSI:

27 / 27-0 / 47 / 48 / 50 / 50N / 51 /
51N / 51GS / 59 / 79V / 79F / 81U / 86

URPE 7104T

Funções ANSI:

27 / 47 / 50 / 51 / 50N / 51N / 51GS /
59 / 62BF / 74 / 86

URPE 7104

Funções ANSI:

50 / 51 / 50N / 51N / 51GS



Siga a PEXTRON no
LinkedIn e fique atualizado
sobre as últimas
novidades da empresa !!!

10k

Chegamos a 10.000
seguidores no LinkedIn !!!
Muito obrigado!



Av. Miruna, 502 – Moema – São Paulo – SP
vendas@pextron.com.br – www.pextron.com



VENDAS: +55 (11)
5094-3200

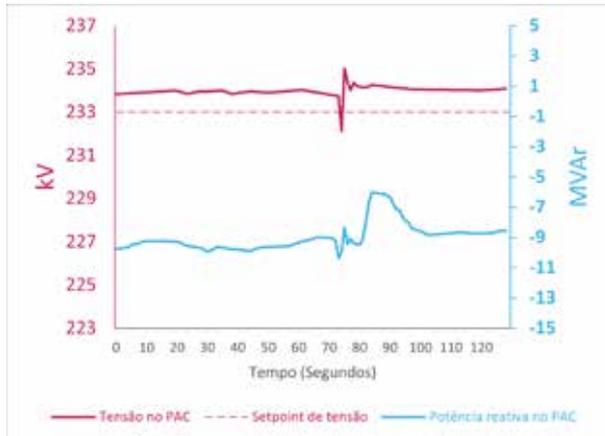


Figura 3 - Transiente lento no PAC

Oscilação de baixa frequência

No controle em cascata, é crucial que o controlador secundário opere com uma velocidade superior, o que demanda uma alta frequência de amostragem e componentes eletrônicos capazes de responder rapidamente a mudanças. A falta dessa capacidade pode resultar em respostas lentas e ineficazes, comprometendo a eficiência do sistema de controle em cascata. Simultaneamente, o controlador primário precisa ser rápido o suficiente para reagir a mudanças lentas, mas não tão rápido a ponto de interferir na performance do controlador secundário.

Falhas na sintonia das malhas de controle podem resultar em oscilações de baixa frequência, observadas na faixa de 0,02 Hz a 0,07 Hz, conforme ilustrado na Figura 4.

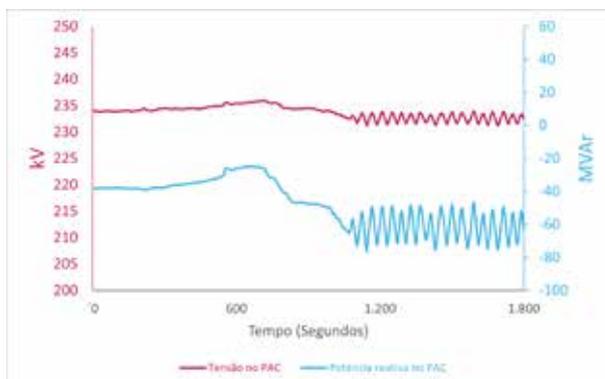


Figura 4 – Oscilação de baixa frequência no PAC

Black start – Recomposição do sistema

O ensaio de restabelecimento, conhecido como "black start", é conduzido por grandes hidrelétricas com o propósito de simular a recomposição do sistema após uma interrupção de energia, seja parcial ou total, no Sistema Interligado Nacional. Para acionar uma unidade geradora, normalmente se utiliza a energia do próprio SIN.

Contudo, na ausência dessa fonte de tensão, hidrelétricas equipadas para tal utilizam um gerador a diesel para cumprir essa função essencial.

Plantas fotovoltaicas não têm a capacidade de desempenhar a função de restabelecimento após uma interrupção de energia, principalmente devido à baixa inércia do conjunto fotovoltaico. No entanto, se a planta estiver adequadamente regulada e operada, pode contribuir para a rápida disponibilização de energia no sistema, conforme ilustrado na Figura 4.

O complexo gerava 528 MW quando, no instante T-475, ocorreu o religamento automático na linha de transmissão da concessionária, levando ao desligamento de 111 inversores e mantendo apenas 17 em operação. Todas as 111 unidades geradoras falharam e necessitaram ser rearmadas, cobrindo uma extensa área de mais de 1000 campos de futebol. Após receber autorização do Centro de Operação do Sistema (COS) para reiniciar a geração, as unidades foram reativadas em T-1860, e a planta retomou a produção, alcançando 521 MW em T-1944.

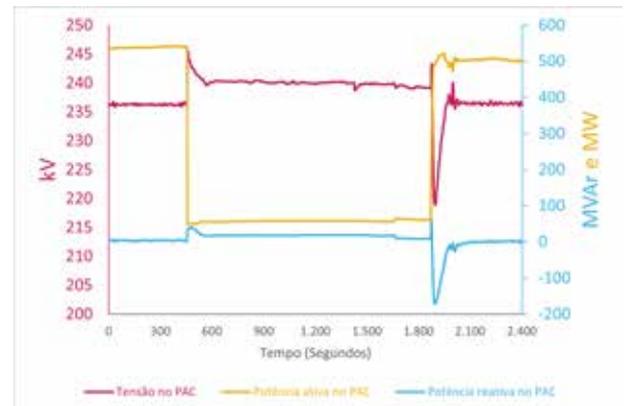


Figura 5 – Recomposição da energia injetada no PAC

Após o rearme das unidades geradoras, a planta aumentou sua geração de 61 MW (17 inversores) para 521 MW (127 inversores) em apenas 84 segundos, alcançando uma rampa de potência média de

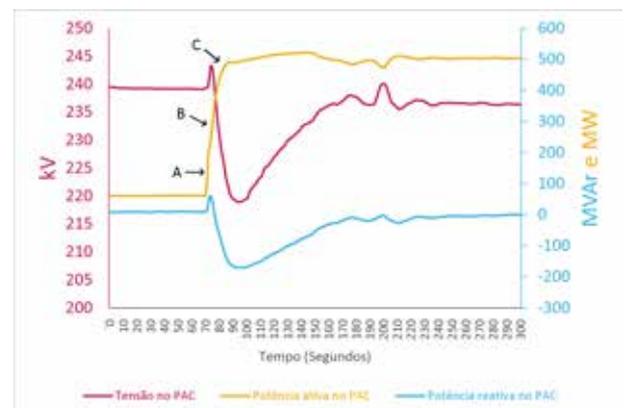


Figura 6 – Rampa de potência

5,5 MW/s durante esse período. Foram observadas três taxas distintas de rampa de potência ao longo do aumento da geração: 70 MW/s em "A", 32 MW/s em "B", e 4 MW/s em "C".

Transitório rápido

O historiador é uma ferramenta importante para análise de dados, mas sua resolução máxima é tipicamente de 1 segundo, o que não é adequado para capturar transitórios rápidos que ocorrem em milissegundos. Na Figura 7, observa-se um aumento na geração de 180 MW para 250 MW, conforme registrado pelo PIMS. Uma oscilação de potência com duração de aproximadamente 20 segundos foi detectada pelo RDP das linhas de transmissão 1 (LT1) e LT2. Essa oscilação, gerada pelos inversores com frequência entre 4 Hz e 7 Hz, não é capturável pelo sistema de controle/PIMS devido à limitação de resolução.

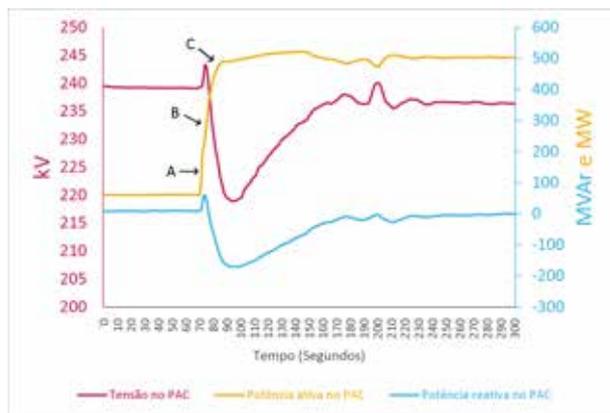


Figura 7 – Registro de oscilação de potência.

Embora esse fenômeno apresente magnitudes elevadas, ele não é suficiente para ativar as funções de proteção dos relés instalados na planta. No entanto, a frequência portadora gerada, de 4 Hz a 7 Hz, pode se propagar pelo SIN e impactar outros equipamentos ou componentes que não foram projetados para operar nessa frequência.

A rápida identificação desse fenômeno pelos operadores é crucial para que as ações corretivas sejam prontamente iniciadas junto ao fabricante dos inversores. A Figura 8 ilustra como o Registro de Distúrbios Permanentes (RDP) é integrado ao sistema SCADA, permitindo aos operadores identificar rapidamente novos distúrbios ocorridos no SIN após sinalização na lista de alarmes do sistema supervisiório.

Data e hora ocorrência	Subestação	Vão	Equipamento	Estado	Descrição
04/05/2018 08:00:10,205	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:13,980	SE_S0C	SA09	PS 000000-03	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:13,984	SE_S0C	SA09	PS 000000-03	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:13,984	SE_S0C	SA09	PS 000000-03	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,000	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,004	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,014	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,014	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,014	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,027	SE_S0A	SA09	PS 000000-02	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,027	SE_S0A	SA09	PS 000000-02	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,033	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,037	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,038	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,038	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,042	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,042	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0C	SA09	PS 000000-02	Ativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Desativado	Trigger de oscilografia
04/05/2018 08:01:14,043	SE_S0A	SA09	PS 000000-04	Ativado	Trigger de oscilografia

Figura 8 – Registro de trigger no RDP.

4 - PRÓXIMOS ARTIGOS

O Artigo 6 abordará os desafios na avaliação do desempenho de unidades fotovoltaicas, propondo um roteiro mínimo para a execução do teste de performance, baseando-se nas principais lições aprendidas durante a certificação de 17 UFV's.

Ilustrações: Keli Antunes

*Vitor Hugo Oliveira Catarino - Mestrando em Instrumentação, Controle e Automação de Processos de Mineração pela UFOP e pelo Instituto Tecnológico da Vale. Possui pós-graduação em Gerenciamento de Projetos pela PUC Minas e é formado em Engenharia de Controle e Automação pela UNIFEI.

