

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 3

Centrais geradoras fotovoltaicas: Vantagens, desafios e requisitos mínimos

Por Paulo Henrique Vieira Soares e *Marcelo de Oliveira Arriel

1 - INTRODUÇÃO

A geração solar centralizada refere-se a grandes instalações fotovoltaicas, também conhecidas como usinas solares, que produzem eletricidade em larga escala para ser distribuída através da rede elétrica. Diferente da geração solar distribuída, onde os sistemas fotovoltaicos são instalados em residências, edifícios comerciais ou industriais, principalmente para consumo próprio, a geração centralizada é projetada para alimentar a rede elétrica com grandes quantidades de energia, semelhante a uma usina de energia tradicional.

2 - CONTEXTUALIZAÇÃO

Características da geração centralizada

As usinas solares centralizadas distinguem-se por suas vastas dimensões, abrangendo grandes áreas com painéis fotovoltaicos e canalizando a energia gerada diretamente para a rede elétrica de alta tensão, contribuindo significativamente para a matriz energética. Tais instalações, geralmente situadas em locais de alta irradiação solar, são projetadas distantes dos grandes centros urbanos visando otimizar a eficiência e minimizar os custos relacionados ao uso do solo. Os empreendimentos em geração solar centralizada exigem investimentos consideráveis e são, em sua maioria, conduzidos por grandes empresas ou consórcios atuantes no segmento energético.

Embora reconhecidas como fontes sustentáveis de energia, é crucial avaliar os potenciais impactos, particularmente no que se refere à utilização intensiva de terras.

Vantagens: A geração solar centralizada traz uma série de benefícios notáveis, destacando-se a economia de escala, que permite a redução do custo por unidade de eletricidade gerada, tornando-a uma opção economicamente viável em grande escala. Além disso, essa modalidade de geração de energia desempenha um papel crucial na mitigação das mudanças climáticas, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa ao substituir fontes energéticas baseadas em combustíveis fósseis. Outro ponto de destaque é a capacidade de fornecer uma fonte de energia estável e “previsível” para a rede elétrica, especialmente em regiões com alta incidência solar, reforçando a confiabilidade e a segurança no suprimento energético.

Desafios: A intermitência da geração de energia solar, influenciada pelas condições climáticas, impõe a necessidade de desenvolver soluções robustas para armazenamento de energia, como baterias, para garantir a continuidade do fornecimento durante períodos de baixa irradiação solar. Além disso, a implementação de grandes usinas solares requer uma análise cuidadosa dos impactos ambientais e sociais, de forma a preservar a biodiversidade local e fomentar o desenvolvimento das comunidades circunvizinhas.

Projeto

Na fase de planejamento, é crucial padronizar os equipamentos ao máximo, simplificando os processos de aquisição, instalação, comissionamento e operação e manutenção (O&M) da usina. É importante estabelecer um padrão para o fornecedor das soluções e para as capacidades dos componentes (painéis fotovoltaicos, inversores, transformadores), assim como para as dimensões dos cabos (cabo solar, cabos de baixa tensão em CC e CA, bem como cabos de média tensão), conforme ilustrado na Figura 1.



Figura 1 – Geração centralizada

Para um complexo solar de 350 MW, por exemplo, é possível padronizar os inversores em capacidades de 5 MW, 7 MW ou 10 MW, resultando em um total de 70, 50 ou 35 inversores idênticos, respectivamente. Nessa abordagem, todos os equipamentos tornam-se intercambiáveis, o que simplifica as etapas de projeto, instalação, protocolos de comissionamento e, por fim, a operação e manutenção da usina.

Conexão de centrais fotovoltaicas

Os Procedimentos de Rede do ONS, especificados no Submódulo 2.10, definem os requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Destaca-se o item 5 da revisão 2023.1, focado na "conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas", que abrange:

- Aspectos e requisitos técnicos gerais;
- Faixas de operação da central geradora sob condições de frequência não nominal;
- Faixas de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão;
- Perfil do controle de tensão em centrais geradoras eólicas (Estatismos);
- Requisitos para mecanismos de inércia sintética;
- Variação de tensão em regime permanente;
- Capacidade de suportar subtensões e sobretensões dinâmicas;
- Injeção de corrente reativa em caso de falhas.

Variações temporárias de tensão são habituais na rede elétrica. Nessas situações, o inversor deve permanecer conectado à rede

elétrica, desde que a condição esteja dentro dos limites ilustrados na Figura 2. Esta figura mostra a suportabilidade à tensão na parte superior e o comportamento da corrente reativa sob falha na parte inferior. Inicialmente, a tensão é estável em torno de 1 PU e em T0 a tensão cai para 0.85 PU ou menos, sendo o inversor obrigado a injetar reativo no modo LVRT (Low Voltage Ride Through). Se a tensão cair para 0.50 PU, o inversor deve maximizar a injeção de reativo para sustentar a tensão no ponto de conexão. No instante T1, o inversor deixa o modo LVRT após a tensão ultrapassar 0.9 PU, e em T2, quando a tensão alcança 1.1 PU, entra no modo HVRT (High Voltage Ride Through), exigindo a absorção máxima de reativo ao atingir 1.2 PU para diminuir a tensão e permitir o retorno à normalidade em T3.

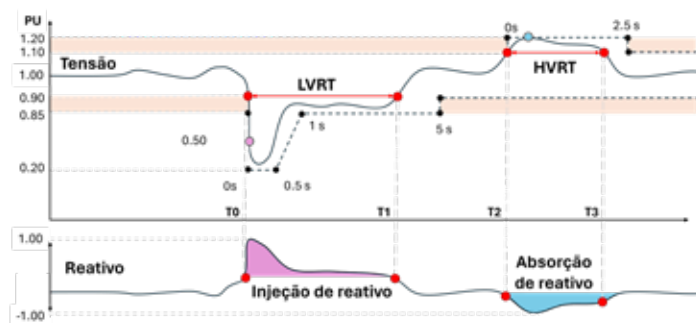


Figura 2 - Suportabilidade tensão (Superior) e comportamento da corrente reativa sob defeito (inferior)

3 - APLICAÇÃO

Modo LVRT (low Voltage Ride Through)

Os sistemas elétricos estão sujeitos a diversos eventos transitórios ao longo do dia, que podem levar a ocorrências de subtensão ou sobretensão na rede. Para suportar esses eventos, é crucial que a função de regulação de tensão esteja integrada ao inversor, possibilitando que este responda de forma autônoma a tais variações, mesmo sob o comando de um sistema externo, frequentemente denominado PPC (Power Plant Controller). A Figura 2 mostra os três ciclos iniciais típicos de operação normal, onde a tensão (em verde) e a corrente (em azul) são observadas. No ponto

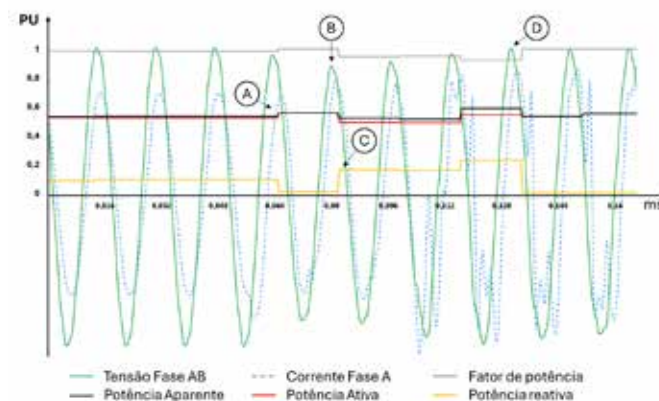


Figura 3 – Atuação do modo LVRT

"A", nota-se uma leve queda na tensão, prontamente compensada por um aumento na corrente, visando preservar a potência de saída estável. Em "B", a tensão no terminal do inversor cai abaixo de 0.85 PU, ativando o modo LVRT, que é responsável pela injeção de potência reativa. Em "C", isso auxilia na estabilização da tensão, que retorna ao seu valor nominal em "D".

Controle primário de frequência

O Sistema Interligado Nacional (SIN), frequentemente referido como "barramento infinito" pela sua habilidade de manter a tensão e a frequência estáveis, enfrenta desafios significativos durante transitórios abruptos. Nas usinas solares, diante dessas variações, o inversor ativa um modo de proteção temporizado, enquanto usinas equipadas com geradores, como as hidrelétricas e termelétricas, lidam com esses transientes utilizando o controle secundário de frequência, valendo-se da inércia produzida pelo movimento do rotor. Dado que as unidades de energia solar não dispõem de geradores convencionais, elas precisam ser aptas a corrigir apenas as variações primárias de frequência no sistema. Caso o controle secundário de frequência não consiga remediar o problema, o inversor é levado a uma condição de falha após o término do período de temporização.

A Figura 4 ilustra que, ao alcançar o limite superior (bmUF), o inversor executa uma redução da potência ativa, considerando o parâmetro KOF (Estatismo de sobrefrequência na base de potência do gerador). Nota-se que, durante essa atuação do inversor, caso o setpoint de potência ativa seja reduzido pelo operador, o controle primário cessará sua ação, uma vez que a frequência retornará à normalidade, eliminando a necessidade da intervenção do estatismo.

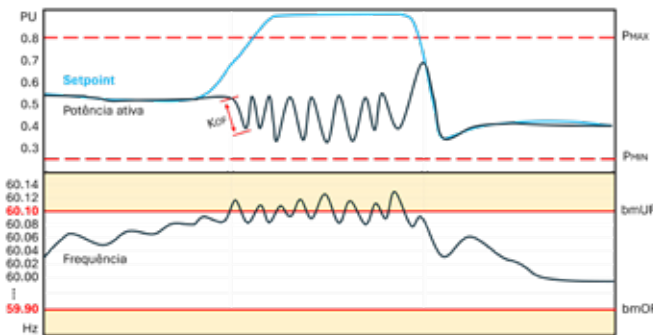


Figura 4 – Controle primário de frequência

SCR

O "Short-Circuit Ratio" (SCR), ou "taxa de curto-circuito", é uma terminologia amplamente empregada na engenharia elétrica e nos sistemas de geração de energia. Representa a "capacidade" de um sistema elétrico, tal como uma usina geradora, de sustentar a estabilidade de tensão em situações de curto-circuito.

Especificamente, o SCR é definido pela relação entre a capacidade nominal de geração de energia da usina (seu limite máximo em condições operacionais normais) e a potência de curto no ponto de conexão.

O estudo "Deploying Utility-Scale PV Power Plants in Weak Grids"

(Mahesh Morjaria, Ph.D.) examina uma planta fotovoltaica de 550 MW que enfrentou oscilações de potência e tensão em torno de 7 Hz, atribuídas a uma rede elétrica fraca e a um Short Circuit Ratio (SCR) inferior ao definido na fase de projeto. Como medida corretiva, foram ajustados os ganhos proporcional (KP) e integral (KI) no PLL (Phase Locked Loop) e o ganho proporcional na malha de controle de corrente.

A Figura 5 demonstra uma oscilação de potência em uma rede elétrica fraca de 230kV, tendo um SCR de projeto inicialmente calculado para um valor de 4, enquanto os ajustes nos ganhos dos inversores foram configurados para um SCR de 3. Este evento, capturado em alguns segundos, foi possível devido a configuração do RDP conforme estipulado no RT-ONS DPL 0532/2023, documento que delinea os "Requisitos técnicos para registradores digitais de perturbação em usinas eólicas e fotovoltaicas". É notável a geração normal no instante T-10 com valores de 90 MW. Posteriormente, a geração eleva-se e, ao alcançar 125 MW, a planta enfrenta instabilidade, com oscilações superiores a 100 MW (pico-a-pico) após o instante T0, variando de 75 MW a 175 MW. Essas flutuações perduram por pouco mais de 20 segundos, com a planta retornando à estabilidade após T+20.

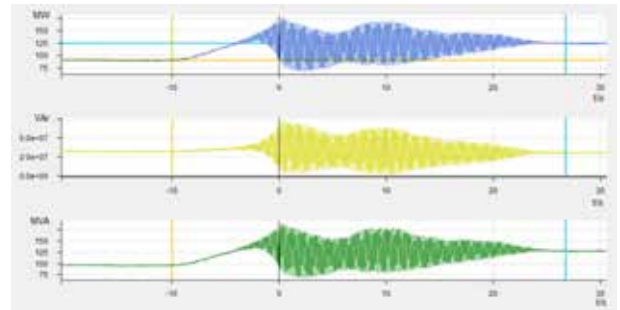


Figura 5 – Oscilação de potência

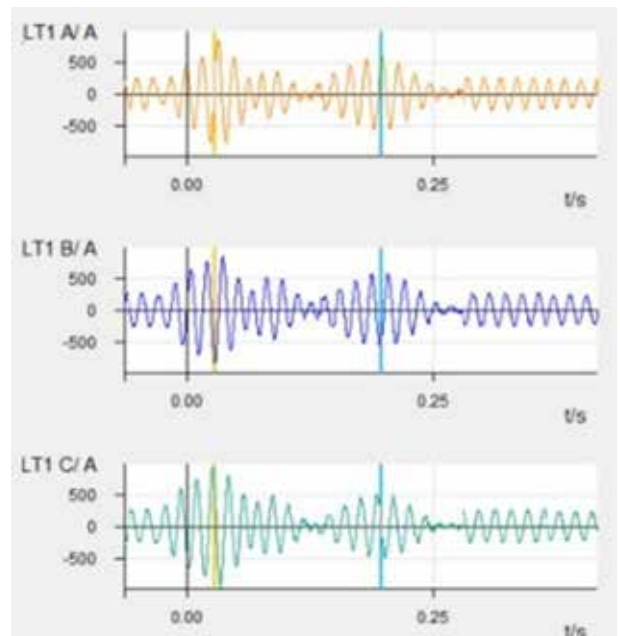


Figura 6 – Oscilação de corrente

Seus instaladores ainda perdem tempo com rabicho?

Então saiba que ele está com os dias contados.



Chegou

CONEP 4D NEW



A Solução que Simplifica e Economiza.

De forma direta.



Substitua 7 itens por 1:

- 5 conectores perfurantes
- 50 cm de cabo
- 20 cm de fita isolante

Com o Conep 4D New, o custo de aquisição é menor. Sem falar nos custos indiretos, como tempo de instalação e otimização de estoque.

Venha fazer um projeto piloto conosco!

Entre em contato e saiba mais sobre nossos casos de sucesso.



Acesse para mais informações técnicas

0800 770 3228
www.incesa.com.br

Incesa
COMPONENTES ELÉTRICOS

Na Figura 6, observa-se o comportamento das correntes e, ao traçar uma linha conectando os picos, identifica-se uma "portadora" que oscila a uma frequência de 5 Hz.

SCR teórico e prático (real)

Durante a fase de planejamento, os projetistas simulam diversos cenários de curto-circuito para avaliar a situação mais crítica e determinar a suportabilidade dos equipamentos. Essa simulação deve ser conduzida utilizando o arquivo mais recente disponível na base de dados do SINTEGRE, que é o portal do ONS para interação com os Agentes e outras entidades externas. Tomando como exemplo o circuito hipotético ilustrado na Figura 7, com um nível de tensão de 230 kV nas barras A-B-C e uma corrente de curto-circuito trifásico de 8.3 kA na barra B, é possível estimar uma potência de curto-circuito trifásica de aproximadamente 3306 MVA. Assim, se uma UFV com potência nominal de 500 MVA for conectada à barra C, o SCR teórico calculado será de 6,6.

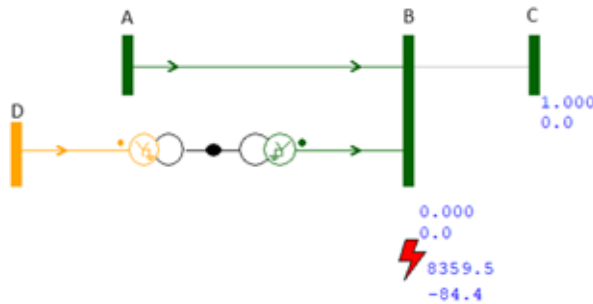


Figura 7 – Corrente de curto-circuito

Em condições normais de operação, o valor de SCR pode "alterar" ao longo do ano devido às contingências do sistema elétrico, com variações de até 15% sendo comumente observadas no valor de SCR ao longo de diferentes horários de geração em um único dia.

Vale destacar que o SCR real, na prática, tende a ser inferior ao valor teórico, apresentando uma discrepância entre 20% e 25%. Isso significa que, em certas circunstâncias, a operação da planta próxima à potência nominal pode induzir as malhas de controle dos inversores a uma zona de instabilidade, resultando em oscilações de potência.

Para estimar o valor do SCR e prevenir esse problema, uma recomendação de teste para ser realizado em campo é ilustrado na Figura 8, seguindo as etapas abaixo:

- 1 - Inicialmente, a planta deve ser configurada para o modo de controle por reativo, após coordenação com o COS/ONS.
- 2 - Ajustar a potência ativa para um valor fixo, sendo aconselhável reduzir de 15% a 20% do valor de geração atual da planta, a fim de minimizar o impacto das variações de irradiação solar.
- 3 - Executar um degrau de potência reativa de maneira que a variação de tensão no ponto de conexão fique entre 1,5% e 2%, atenuando as incertezas relacionadas à classe de exatidão dos equipamentos de medição.

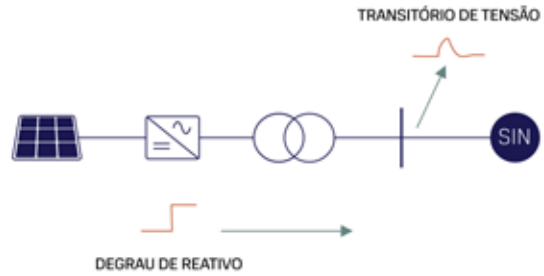


Figura 8 – Cálculo do SCR

Na Tabela 1, encontram-se os resultados de cada um dos cinco degraus executados ao longo do dia de geração. Para cada degrau, foram mensurados o delta de reativo e de tensão no ponto de conexão. Com base nessas medições, foram calculadas as impedâncias, a corrente e a potência de curto-circuito, permitindo estimar o valor do SCR.

Degrau	Data	Horário	ΔQ (MVar)	ΔV (kV)	SCR "medido"
1	15/mar	8h00	10,5	0,84	2,33
2	15/mar	10h00	11,3	0,91	2,56
3	15/mar	12h00	9,15	0,79	2,95
4	15/mar	14h00	8,2	0,65	2,93
5	15/mar	16h00	11,5	0,95	2,45

Transitório no sistema elétrico

A Figura 9 mostra o comportamento da corrente (parte superior) e da tensão (parte inferior) registrados no circuito de 34,5kV durante um evento de subtensão no SIN. Em resposta ao acentuado afundamento nas tensões das fases A e C, os inversores diminuíram a injeção de potência ativa e começaram a fornecer reativo ao sistema elétrico, visando assegurar a estabilidade da tensão no ponto de conexão. Observa-se que, após o afundamento, a tensão foi totalmente estabilizada em pouco mais de 100 ms, enquanto a corrente teve um aumento gradativo, com o objetivo de restabelecer a geração ativa ao nível anterior à ocorrência.

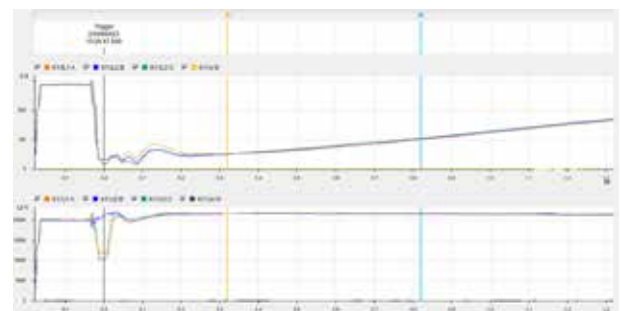


Figura 9 – Injeção de reativo no 34.5 kV

A Figura 10 exibe as medições de corrente e tensão no ponto de conexão de 230 kV, onde se nota que, após a ativação do modo LVRT (Low Voltage Ride Through) pelos inversores, a tensão se estabilizou em 66,6 ms, e a corrente incrementou gradativamente por cerca de 2 segundos, exibindo uma leve flutuação antes de se estabilizar em um valor próximo ao observado antes da falha.

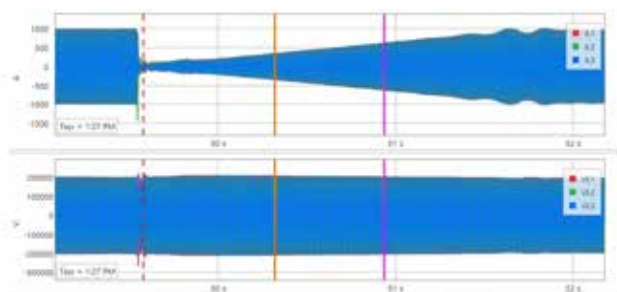


Figura 11 – Injeção de reativo no 230 kV

Operação em contingência

Devido a uma queimada próxima à linha de transmissão, ocorreu uma perda dupla no setor de 230kV responsável pelo escoamento da energia. Como resultado, a topologia do SIN foi alterada, restando apenas uma conexão ativa em 138kV da distribuição. Sob essa condição, o valor de SCR calculado cai para 0,75 durante a operação em contingência, um nível no qual é inviável para os inversores manterem a operação, resultando na sua desconexão da rede em menos de 100 ms. Como consequência secundária, a proteção de sobretensão é acionada 3 segundos após o início do evento, desligando o disjuntor da UFV.

4 - PRÓXIMOS ARTIGOS

O Artigo IV explorará os procedimentos de comissionamento

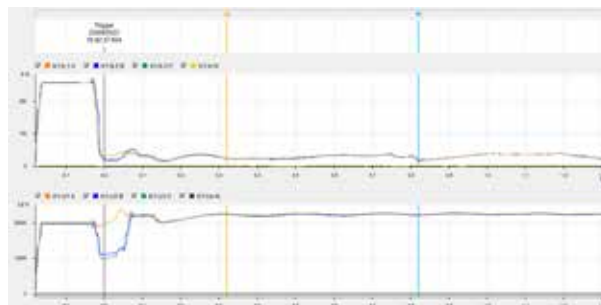


Figura 10 – Falha na injeção de reativo no 34.5 kV.

a quente e a frio em centrais geradoras, elucidando as etapas, metodologias e melhores práticas adotadas para assegurar a funcionalidade e eficiência operacional das instalações desde o início de suas operações.

**Ilustrações - Keli Antunes.*

**Marcelo de Oliveira Arriel, estudante de Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário UNA, concluiu o curso técnico em Mecatrônica pelo SENAI em 2015. Possui sólida experiência em eletrotécnica, cobrindo desde a integração de sistemas até a gestão e supervisão em setores diversificados, tais como energia solar, mineração, setor naval, indústria, petroquímica e siderurgia. Sua expertise engloba construção, garantia de qualidade e comissionamento de sistemas.*



Religador Igrid

Religador automático, desenvolvido nas classes de tensão 15kV, 27kV e 38kV. Atua de forma eficaz em eventos e faltas na rede através de seu sistema de controle avançado.

Acesse nosso site www.romagnole.com.br