

Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência-GAT

Impacto de Centrais Geradoras Fotovoltaicas nos Modos de Oscilação e na Estabilidade Transitória do SIN

DANIEL HAUSER (*) GLAUCO N. TARANTO
COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro

RESUMO

Este artigo estuda o impacto de usinas fotovoltaicas (UFV) na dinâmica e controle de sistemas de potência. Com base em um sistema duas áreas e em um caso real de planejamento do ONS são inseridas UFVs e analisados seus efeitos nos modos de oscilação bem como na estabilidade transitória. O modelo dinâmico da *General Electric*, disponível na base de dados do ONS, é escolhido para as simulações. Também são investigados os efeitos da estratégia de *voltage ride through* dos inversores na estabilidade transitória dos sistemas. Destaca-se que no SIN são explorados cenários de até 50% de penetração no Nordeste.

PALAVRAS-CHAVE

Modelagem e Controle de Usinas Fotovoltaicas, Análise Modal, Modos interárea, *Voltage Ride Through*, SIN.

1.0 - INTRODUÇÃO

Com a proliferação de usinas conectadas à rede via inversor, mais notadamente, a solar fotovoltaica, os sistemas de potência tradicionais dominados por geradores síncronos vêm sofrendo grandes transformações. Neste contexto, as centrais geradoras fotovoltaicas, ou usinas fotovoltaicas (UFV), ganham bastante destaque, portanto, torna-se fundamental avaliar seus impactos na estabilidade do sistema. Neste trabalho, primeiramente, é apresentado de forma sucinta o modelo dinâmico adotado para a UFV. Na sequência, este modelo é estudado em um sistema de pequeno porte (duas áreas), e depois no Sistema Interligado Nacional (SIN). As análises modais e de estabilidade transitória são realizadas com o auxílio dos programas do CEPEL PacDyn e ANATEM, respectivamente.

2.0 - MODELAGEM DE USINAS FOTOVOLTAICAS PARA ESTUDO DE TRANSITÓRIOS ELETROMECÂNICOS

As usinas fotovoltaicas são compostas por dezenas ou até mesmo centenas de inversores. Para que seja viável estudar o desempenho dinâmico de uma UFV, foram desenvolvidos modelos que objetivam capturar o comportamento médio destes inversores. Para estudos de transitórios eletromecânicos de grandes sistemas interligados, apenas a interface com a rede CA é de interesse, desta forma, não são consideradas diversas dinâmicas rápidas associadas ao controle do inversor e ao seu lado CC. Estes modelos reproduzem o comportamento fasorial de sequência positiva da UFV na frequência fundamental (modelo RMS), ideal para estudos de estabilidade de sistemas de potência. Neste trabalho, é utilizado o modelo dinâmico de UFV com inversores *General Electric* (GE), disponível na base de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

2.1 Modelo Dinâmico da Usina Fotovoltaica

A visão geral do modelo dinâmico de uma usina fotovoltaica composta por inversores GE está ilustrada na FIGURA 1. O modelo é dividido em 3 grandes blocos: controle supervisão da usina, controle elétrico do inversor; e o modelo do inversor propriamente dito. O bloco de controle elétrico reproduz os controles rápidos de variáveis locais do inversor, e o controle supervisão, mais lento, é responsável pelas variáveis globais da usina. No diagrama, cada variável de entrada (textos na cor vermelha) está associada a um modo de operação customizável por *flags* (textos na cor azul). Descrevendo de forma sucinta, o controle supervisão da planta interpreta as variáveis a serem controladas que depois são transformadas em sinais de referência de potência reativa e ativa para os

inversores (Q_{ord} e P_{ord}). Em seguida, o controle elétrico do inversor calcula os comandos de corrente (I_{qcmd} e I_{pcmd}) para a lógica de disparo dos dispositivos de chaveamento de eletrônica de potência. Na sequência, as correntes de saída do inversor (I_q e I_d) precisam passar por uma transformação de coordenadas da referência girante (dq) para a estacionária ($\alpha\beta$). Finalmente, as variáveis I_{imag} e I_{real} são exportadas para a rede como sinais de controle de fonte de corrente *shunt* (código de execução DFNT do ANATEM).

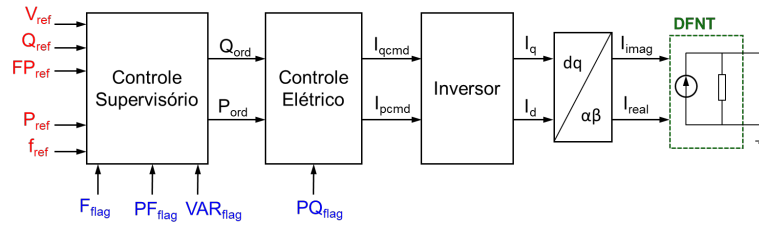


FIGURA 1 – Visão geral do modelo de UFV com inversores GE para estudos de transitórios eletromecânicos.

O modelo GE possibilita configurar diversos modos de operação da UFV. Em suma, é possível habilitar o controle de tensão ($VAR_{flag} = 1$), de potência reativa ($VAR_{flag} = 0$) ou de fator de potência ($PF_{flag} = 1$). O modelo ainda permite o controle de potência ativa ($F_{flag} = 0$) ou de frequência ($F_{flag} = 1$). A lógica de limitação de corrente do inversor pode priorizar tanto a corrente ativa (*P priority*, $PQ_{flag} = 1$) quanto a corrente reativa (*Q priority*, $PQ_{flag} = 0$).

3.0 - ANÁLISE DE UMA USINA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DUAS ÁREAS

3.1 Descrição do Sistema Duas Áreas

O estudo é baseado no exemplo clássico de duas áreas do Kundur (1) e está ilustrado na FIGURA 2. O sistema consiste de duas áreas interligadas por longas linhas. A rede é composta por 11 barras, 8 linhas, 4 transformadores e 4 usinas. A geração é realizada por 4 usinas convencionais (G1, G2, G3 e G4), isto é, geração síncrona. Todos geradores são equipados com regulador de tensão, PSS e regulador de velocidade. Cada usina possui 4 unidades geradoras de 225 MVA, totalizando 900 MVA. As quatro usinas estão despachadas em 700 MW, perfazendo um total de 2.800 MW. A carga está localizada nas barras 7 e 9, correspondendo a $(967 + j100)$ MVA e $(1.767 + j100)$ MVA, respectivamente. Como há diferença entre as cargas, cerca de 400 MW fluem da área 1 para a área 2.

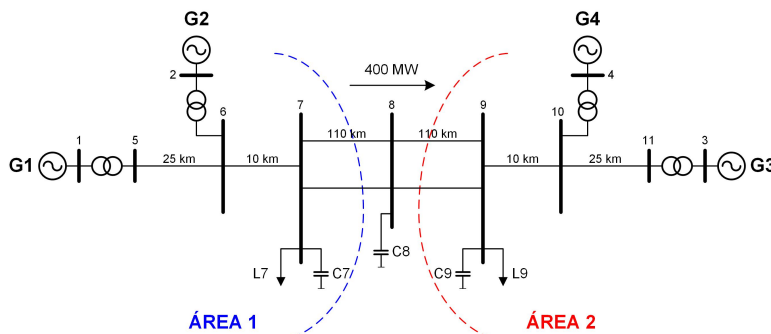


FIGURA 2 - Sistema duas áreas.

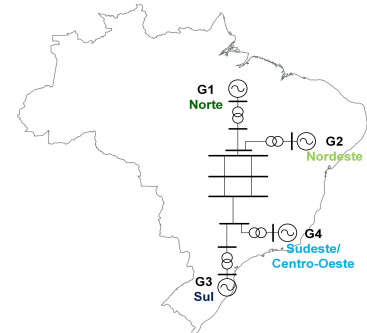


FIGURA 3 – Analogia com o SIN.

Este exemplo é particularmente interessante para o estudo de oscilações interárea (1). Além disto, é possível fazer uma analogia com o SIN, como ilustra a FIGURA 3. Destaca-se que não há qualquer intenção de fazer um equivalente dos parâmetros do sistema real, mas apenas de realizar um paralelo de topologia com o SIN.

A partir do PacDyn é possível linearizar este ponto de operação e, com o auxílio do método QR, calcular os 58 autovalores presentes no caso. Na Tabela 1 estão listados apenas os modos eletromecânicos em ordem crescente de amortecimento. As formas modais (*mode shapes*) de velocidade de cada um destes modos são apresentadas na FIGURA 4, seguindo a mesma ordem exibida na tabela. Pode-se notar que o primeiro é um modo interárea, pois os geradores da área 1 oscilam contra os da área 2. Já os modos A1 e A2 podem ser interpretados como modos locais da área 1 e da 2, respectivamente.

Tabela 1 – Modos eletromecânicos do sistema duas áreas.

Modo	Natureza da Oscilação	Autovalor	Freq. (Hz)	Amort. (%)
Interárea	(N+NE) x (S+SE)	$-0,341 \pm j3,49$	0,56	9,7
A2	S x SE	$-0,934 \pm j6,18$	0,98	14,9
A1	N x NE	$-1,160 \pm j7,05$	1,12	16,2

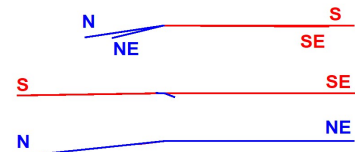


FIGURA 4 – *Mode shape* de velocidade dos modos eletromecânicos.

3.2 Impacto de uma Usina Fotovoltaica nos Modos Eletromecânicos

A fim de analisar o impacto que usinas fotovoltaicas podem exercer nos modos de oscilação eletromecânica, são montados alguns pontos de operação. Para tal, uma usina fotovoltaica de 700 MW, intitulada aqui como UFV NE, é inserida no mesmo ponto de conexão da geração convencional do Nordeste (barra 6), conforme ilustra a FIGURA 5. A Tabela 2 mostra os cinco pontos de operação estudados, sendo que o montante de geração fotovoltaica parte de zero até 700 MW, com destaque para a redução gradativa do número de unidades geradoras da usina convencional do Nordeste, até culminar no seu desligamento total. Como a troca de geração é apenas interna no Nordeste, o fluxo de potência ativa entre as áreas 1 e 2 não se altera em nenhum cenário.

O modelo GE, descrito na seção 2.1, é adotado para a representação dinâmica da UFV. A usina solar é configurada para o controle da sua tensão terminal (barra 12) e para o controle de sua potência ativa.

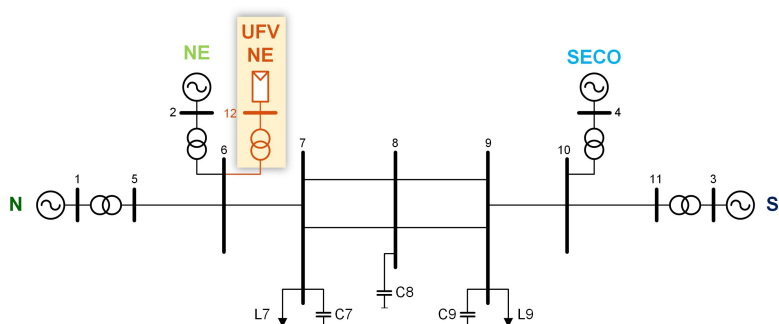


FIGURA 5 – Inserção da usina fotovoltaica no Nordeste.

Tabela 2 – Cenários de geração da usina fotovoltaica, deslocando a geração convencional do Nordeste.

UFV NE	Ger. Convencional NE	
Geração (MW)	Geração (MW)	Unidades Geradoras
0	700	4
175	525	3
350	350	2
525	175	1
700	0	0

A análise consistiu em computar a evolução dos modos eletromecânicos diante dos cinco cenários de geração da UFV NE da Tabela 2, considerando o modelo detalhado da GE. Com o objetivo de ter um referencial de comparação, optou-se por repetir a simulação só que sem considerar o modelo GE. Destaca-se que, na simulação sem modelo, como o programa computacional não encontra uma associação de modelo dinâmico do gerador fotovoltaico, o equipamento é representado como impedância constante negativa (carga negativa). Para condensar graficamente todos resultados, foi utilizada uma escala de cores representando a evolução dos 3 modos eletromecânicos nos cinco patamares de geração da UFV, de modo que marcadores em azul simbolizam geração fotovoltaica nula e marcadores com cores mais próximas do vermelho retratam cenários com maiores montantes de geração fotovoltaica (175, 350, 525 e 700 MW). Os resultados da simulação podem ser visualizados graficamente na FIGURA 6, sendo que o gráfico da esquerda não considera modelo dinâmico da UFV e o da direita considera. As setas auxiliam na identificação da direção de deslocamento dos modos eletromecânicos à medida que há maior geração fotovoltaica e, evidentemente, menor geração convencional.

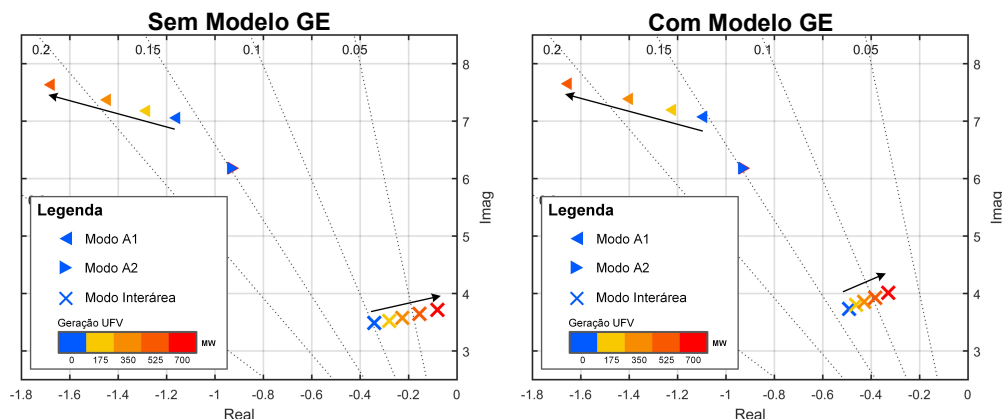


FIGURA 6 – Evolução dos modos eletromecânicos com o aumento da geração fotovoltaica (UFV NE).

É importante destacar que, de acordo com (2), como a dinâmica de inversores é desacoplada da rede elétrica, há 4 mecanismos pelos quais os amortecimentos de modos eletromecânicos são afetados de maneira indireta pelas UFVs: 1) redespacho de máquinas síncronas; 2) redespacho de máquinas síncronas equipadas com PSS; 3) variação dos fluxos em linhas de transmissão, afetando os torques sincronizantes; 4) interação entre os controles do inversor e o torque amortecedor de grandes máquinas síncronas.

Assim sendo, ao observar o mapa de autovalores é possível notar que o modo local A2 não é afetado, pois não houve redespacho dos geradores S e SE. Como a geração da usina convencional do Nordeste é deslocada para acomodar a geração fotovoltaica, logo o modo local A1 e o modo interárea são afetados. Além disto, quando a geração convencional do NE é totalmente desligada, o modo A1 desaparece. Também é possível observar que há

uma tendência de crescimento na frequência de oscilação de ambos modos, em cenários de maior geração fotovoltaica, justificada pelos menores índices de inércia do sistema. Com relação ao amortecimento, o modo local A1 torna-se mais amortecido enquanto o interárea menos amortecido, isto pode ser explicado pelo fato de que cada autovalor possui uma sensibilidade de amortecimento diferente para cada máquina do sistema. Uma análise mais aprofundada deste comportamento será fruto de trabalhos futuros.

Em cenários de inércia reduzida, sem o modelo da UFV, o modo interárea tem seu amortecimento degradado para até 2%, com a inclusão do modelo detalhado da UFV este valor sobe para 8%. Ademais, com a inclusão do modelo GE o modo local A1 praticamente não sofre alteração, já por outro lado, o modo interárea é fortemente impactado. Por fim, é possível afirmar que, do ponto de vista do amortecimento das oscilações interárea, a não utilização do modelo dinâmico da UFV implica em resultados mais conservativos, isto é, menores amortecimentos.

A julgar pelo impacto do modelo GE no modo interárea, criou-se uma suspeita de possível interação entre os controles da UFV e este modo eletromecânico. Verificou-se que o modelo da UFV incorpora 18 autovalores ao sistema, dos quais 6 são modos complexos conjugados. Estes 3 pares de modos oscilatórios são muito influenciados pelos ajustes dos reguladores PI – proporcional e integral – das malhas de controle de tensão e potência reativa. Estas malhas podem ser visualizadas no diagrama simplificado da FIGURA 7; e os respectivos autovalores são detalhados na Tabela 3.

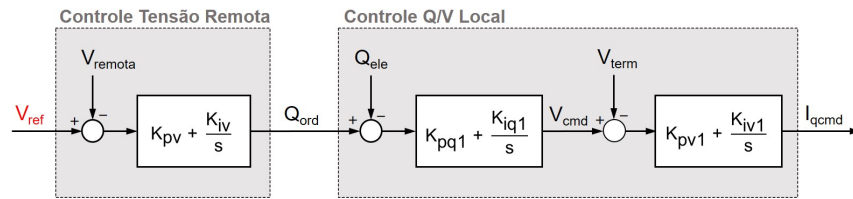


FIGURA 7 – Diagrama simplificado da malha de controle de tensão/reativo da usina fotovoltaica (modelo GE).

Tabela 3 – Modos oscilatórios introduzidos pelo modelo dinâmico da usina fotovoltaica.

Nome do Autovalor	Estado Dominante	Parâmetro de Controle Associado	Descrição do Parâmetro
UFV Vrem	Vremota	Kpv e Kiv	Ganhos PI do regulador de tensão em barra remota.
UFV Q	Qele	Kpq1 e Kiq1	Ganhos PI do regulador de potência reativa do inversor.
UFV Vt	Vterm	Kpv1 e Kiv1	Ganhos PI do regulador de tensão terminal.

Por investigação no diagrama do lugar das raízes, foi observada a influência destes 6 ganhos PI não só nos próprios modos da UFV como também no modo interárea. A interação pode ser explicada pelo fato do modo UFV Q possuir frequência próxima da faixa de frequência típica de modos interárea. Também se percebeu que a má sintonização dos parâmetros Kpv, Kiv e Kiv1 podem instabilizar o sistema. Para exemplificar este comportamento escolheu-se mostrar na FIGURA 8 o diagrama do lugar das raízes variando Kiv1 de 0 a 60. A ênfase desta figura é nos modos interárea (IA) e UFV Q. A seta amarela indica o sentido de crescimento de Kiv1. O valor padrão de Kiv1 é ajustado para 50. É notado que, conforme este ganho integral é reduzido, ambos os modos ficam menos amortecidos. O ganho crítico ocorre quando Kiv1 é igual a 13, isto é, ganhos inferiores a 13 instabilizam o sistema. De modo a verificar a instabilidade, foram realizadas simulações não lineares de uma pequena perturbação com o programa ANATEM. Em $t = 1$ s, um degrau de -1% foi introduzido na entrada do regulador de tensão da geração convencional do NE. A FIGURA 9 ilustra a resposta do fluxo de potência ativa entre as áreas 1 e 2 à pequena perturbação com diferentes valores de Kiv1. Os resultados corroboram a análise linear no PacDyn, mostrando que para Kiv1 = 50 o sistema é estável, e para ganho reduzidos (Kiv1 = 20) o sistema passa a exibir um comportamento mais oscilatório. A instabilidade ocorre quando Kiv1 assume valor inferior a 13 (Kiv1 = 5, por exemplo).

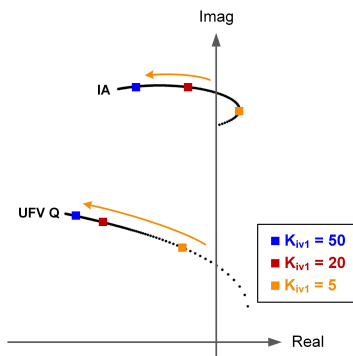


FIGURA 8 – Diagrama do lugar das raízes variando o ganho Kiv1.

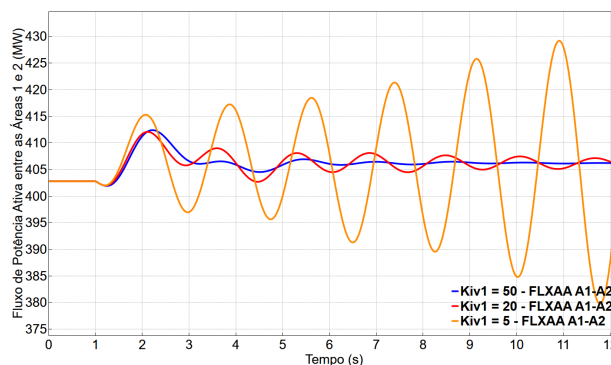


FIGURA 9 – Simulação não-linear de uma pequena perturbação com diferentes ganhos Kiv1.

3.3 Impactos do *Voltage Ride Through* na Estabilidade Transitória

O *voltage ride through* (VRT) é a habilidade do inversor manter-se conectado à rede elétrica mesmo diante de grandes perturbações na tensão. Com o aumento da penetração fotovoltaica o VRT ganha cada vez mais importância, pois durante afundamentos de tensão um montante significativo de geração fotovoltaica pode acabar desconectando-se da rede e, assim, impactando fortemente a estabilidade transitória. Em (3) e (4) são relatadas experiências internacionais sobre o impacto da configuração de VRT dos inversores em sistemas de grande porte.

São testadas 4 configurações de operação dos inversores da UFV NE. A seguir, as abreviaturas referentes aos 4 casos simulados encontram-se escritas em negrito entre parênteses. Primeiramente, é testada a configuração sem a capacidade de VRT (**Sem VRT**), ou seja, os inversores desconectam-se da rede caso a tensão terminal da UFV saia da faixa de operação contínua ($0,9 < V < 1,1$ pu). Uma das formas de *ride through* é o modo de bloqueio temporário dos inversores (**VRT Bloq**), também chamado de *zero power mode* ou ainda de *momentary cessation*, em que a usina permanece conectada, no entanto, cessa temporariamente sua injeção de corrente, e retorna em rampa para os valores pré-falta, decorridos 300 ms da extinção do defeito. Por fim, é testado o modo de operação com injeção corrente durante o defeito podendo-se optar por priorizar potência ativa (**VRT P**) ou reativa (**VRT Q**).

A simulação da grande perturbação consistiu na aplicação de um curto circuito monofásico próximo da barra 7, em $t = 1$ s. A falta é extinta após 100 ms com a abertura de um circuito da linha 7-8. O caso de *flow* escolhido corresponde a 350 MW de geração fotovoltaica. A usina fotovoltaica opera no modo de controle da tensão terminal (barra 12) e de potência ativa. As respostas dinâmicas com as diferentes estratégias de VRT estão ilustradas nos gráficos da FIGURA 10.

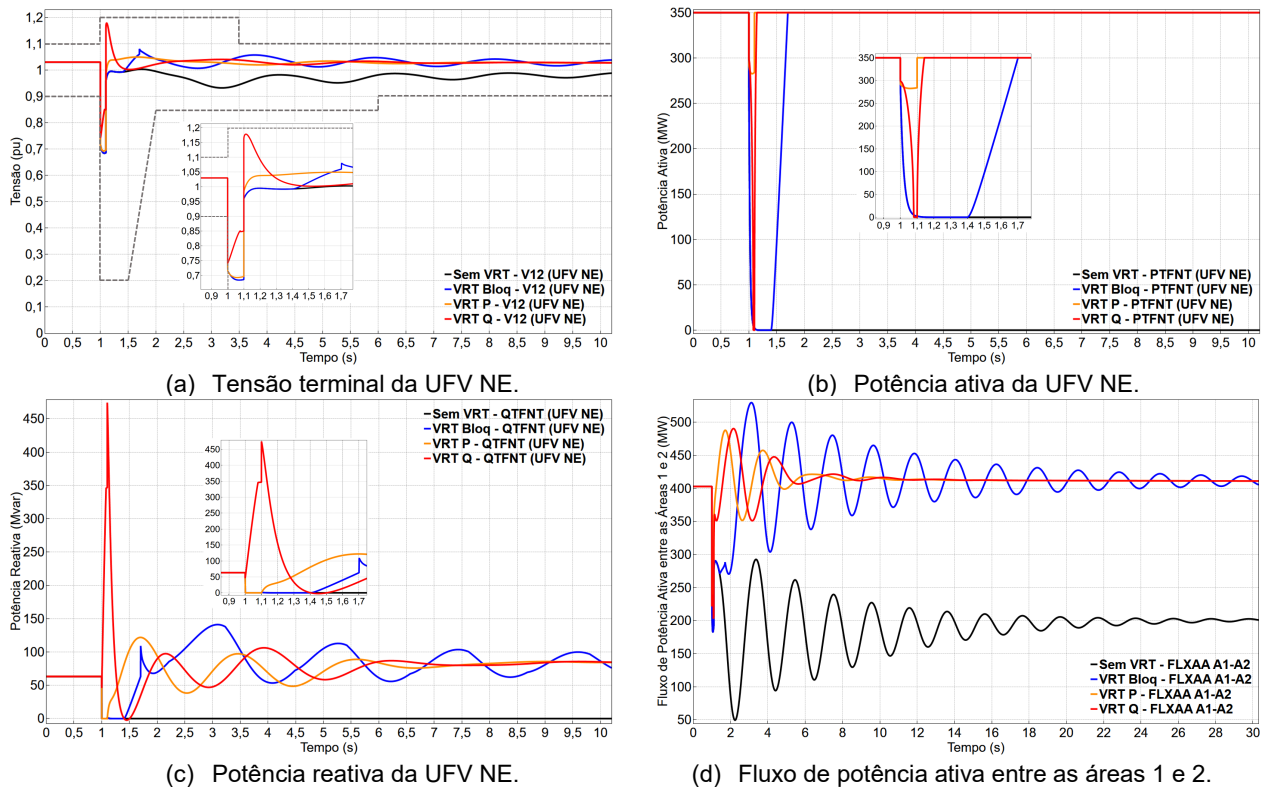


FIGURA 10 – Resposta do sistema duas áreas com diferentes estratégias de *voltage ride through* da UFV NE.

A FIGURA 10 (a) mostra a tensão terminal da UFV, onde o pontilhado cinza representa a curva de VRT mínimo exigido pelo ONS (5). Como as tensões permanecem dentro do contorno em todos os casos, a UFV é obrigada a manter-se conectada. No instante de ocorrência da falta, o caso VRT Q apresenta o menor afundamento de tensão dado que os inversores priorizam a injeção de potência reativa, em troca da redução de sua potência ativa, como pode ser visto nas curvas vermelhas dos gráficos da FIGURA 10 (b) e (c). Durante o curto, no caso VRT Q, a UFV permanece aumentando sua injeção de reativo até atingir o limite de corrente dos inversores, por conseguinte, no instante imediatamente anterior à eliminação da falta, a recuperação da tensão é 15% superior aos demais casos simulados. Por outro lado, no instante da extinção do defeito todo este reativo adicional da UFV passa a fluir para o restante da rede elétrica, assim, é observada uma sobretensão transitória considerável de cerca de 18%. No caso VRT P, bem como nos casos Sem VRT e VRT Bloq, há um maior afundamento de tensão, contudo, não é notada sobretensão pós falta. Já as respostas dinâmicas nos casos sem VRT (curva preta) e com bloqueio temporário do inversor (curva azul), isto é, nos casos sem injeção de corrente durante o curto, mostram que o sistema alcançou um ponto de operação bastante oscilatório. Por fim, a resposta dinâmica do fluxo na interligação entre as áreas 1 e

2, ilustrada na FIGURA 10 (d), apresenta desempenho equivalente tanto no caso VRT P quanto no VRT Q, porém nas demais simulações é verificado pouco amortecimento da oscilação interárea.

4.0 - IMPACTOS DE USINAS FOTOVOLTAICAS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

4.1 Descrição do Caso Base para o Estudo do SIN

Para analisar o impacto das usinas fotovoltaicas no SIN, é considerado como ponto de partida um caso real de planejamento do ONS, estudado no Plano de Ampliações e Reforços (PAR) de 2018, referente ao verão de 2023. Optou-se pelo patamar de carga leve de dia útil por ser comparável ao consumo típico de final de semana, assim, é possível alcançar maiores índices de penetração fotovoltaica com relação à carga. À título de comparação com o sistema duas áreas que tem 11 barras e 8 linhas, o SIN é um sistema de grande porte e neste caso de estudo estão representadas 7017 barras, 6648 linhas e 6 bipolos de transmissão em corrente contínua.

O caso base é então ajustado para refletir um cenário de Norte exportador em que a geração de Belo Monte é de 10.000 MW com seus bipolos enviando 8.000 MW para o Sudeste. O fluxo na interligação Norte-Sul é cerca de 2.100 MW. A carga do SIN é de 61.483 MW. A carga do Nordeste é de 10.808 MW, com 6.224 MW de geração convencional. Destaca-se que neste caso base não é considerada inicialmente geração fotovoltaica nem eólica.

Com relação às oscilações eletromecânicas, sabe-se que o SIN possui diversos modos interárea. Neste trabalho são estudados os modos de oscilações da Interligação Norte-Sul e da Sul-Sudeste. A FIGURA 11 e a FIGURA 12 ilustram o *mode shape* de velocidade de ambos os modos analisados no caso base. O modo referente à Interligação Norte-Nordeste não será abordado pois não foi possível identificá-lo com clareza na análise linear.

Tabela 4 – Modos interárea analisados no SIN (caso base).

Autovalor	Freq. (Hz)	Amort. (%)
$-0,262 \pm j3,19$	0,51	8,2
$-0,644 \pm j5,13$	0,82	12,5

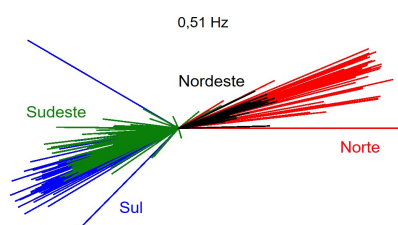


FIGURA 11 – *Mode shape* de velocidade do modo Norte-Sul.

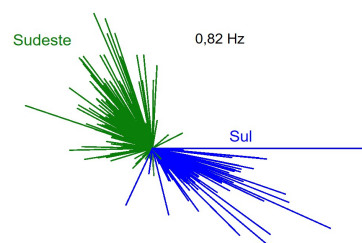


FIGURA 12 – *Mode shape* de velocidade do modo Sul-Sudeste.

4.2 Cenários de Penetração Fotovoltaica no Nordeste

A partir do caso base são montados mais 5 casos nos quais geração fotovoltaica é adicionada no SIN com o objetivo de aumentar a penetração fotovoltaica como percentual de atendimento à carga. O foco do estudo é na região Nordeste pelo fato de apresentar maior potencial fotovoltaico, todavia, para manter coerência com a realidade, também são consideradas as regiões em que o Sudeste possui destaque fotovoltaico. De forma a comportar o incremento de geração fotovoltaica são reduzidos, em mesma quantidade, os despachos das gerações convencionais. Esta troca de energia é sempre realizada internamente no seu respectivo subsistema elétrico para não alterar os fluxos sistêmicos nas interligações regionais.

A Tabela 5 resume os 6 cenários de penetração fotovoltaica com ênfase na região elétrica do Nordeste. Até 2023 o PAR considerou um total de capacidade instalada de UFVs no SIN de 3.138 MW, sendo 2.246 MW apenas no Nordeste. Portanto, apoiado no caso base, dois cenários reais de planejamento são gerados: um com 10% de penetração fotovoltaica no Nordeste e outro com 20%. Adicionalmente, são criados três casos prospectivos (30%, 40% e 50%) seguindo as mesmas premissas anteriores. Ressalta-se que as UFVs adicionais são conectadas nos pontos de maior potencial do NE e do SE. Evidentemente que o Nordeste recebeu a maior parcela de UFVs fictícias, cerca de 70% do adicionado. À título de informação, em termos da penetração fotovoltaica com base na carga do SIN os valores podem alcançar até 5% no caso real (3.138 MW) e até 12% no prospectivo (7.338 MW).

Tabela 5 – Cenários de penetração fotovoltaica no subsistema elétrico do Nordeste.

Penetração UFV NE	Geração Convencional NE (MW)	Geração Fotovoltaica NE (MW)	
Sem UFV (caso base)	6.224	0	
10%	5.045	1.179	REAL
20%	3.977	2.246	
30%	2.983	3.246	
40%	2.024	4.246	PROSPECTIVO
50%	1.063	5.246	

4.3 Impacto da Penetração Fotovoltaica nos Modos Interárea do SIN

Seguindo procedimento análogo à análise do sistema duas áreas, calcula-se pelo método QR do PacDyn todos autovalores do sistema brasileiro com seus respectivos fatores de participação. Os esforços concentraram-se na busca dos principais modos interárea do SIN por inspeção dos *mode shapes* de velocidade. No entanto, conforme mencionado anteriormente, a identificação dos modos Norte-Sul (NS) e Sul-Sudeste (SSE) é a mais clara. A FIGURA 13 mostra a evolução dos modos NS e SSE no plano complexo para cada um dos casos de penetração listados na Tabela 5. No gráfico à esquerda não é considerado modelo dinâmico em nenhuma UFV, e no gráfico à direita é considerado o modelo GE, configurado para controle de tensão e potência ativa.

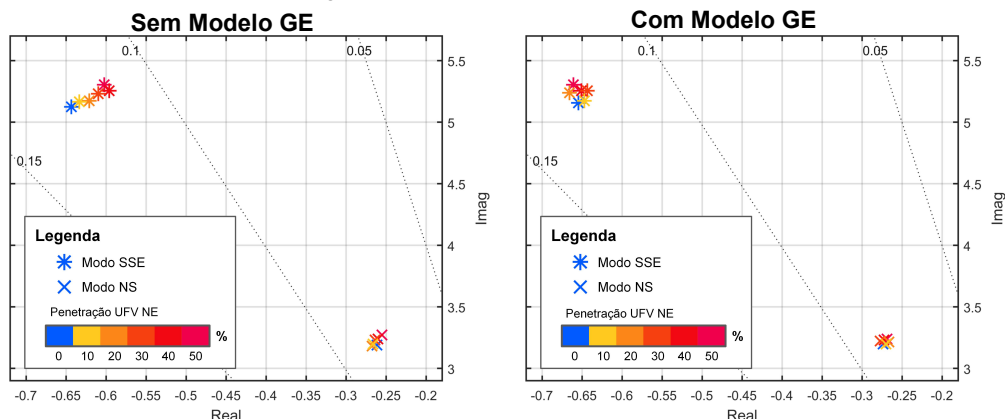


FIGURA 13 – Evolução dos modos Norte-Sul e Sul-Sudeste com o aumento da penetração fotovoltaica no Nordeste.

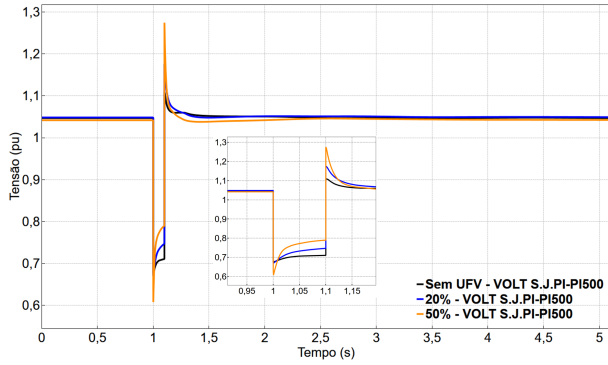
Como esperado, à medida que a penetração fotovoltaica aumenta há deslocamento de geração convencional e, portanto, menos inércia no sistema, assim, são observadas frequências maiores nos modos eletromecânicos. Sem o modelo, ambos autovalores têm seu amortecimento reduzido conforme a geração fotovoltaica no NE aumenta, já nas simulações com o modelo GE é percebida uma menor diminuição. No geral, supondo um cenário fixo de penetração, a incorporação do modelo dinâmico GE melhora o amortecimento dos modos NS e SSE, contudo, em termos absolutos não é muito significativo. O modo NS praticamente não sofre alteração. O maior aumento observado é no modo SSE, quando, em 50% de penetração no NE, o amortecimento sai de 11,3% para 12,4% com a inserção do modelo dinâmico detalhado.

4.4 Impactos na Estabilidade Transitória do SIN

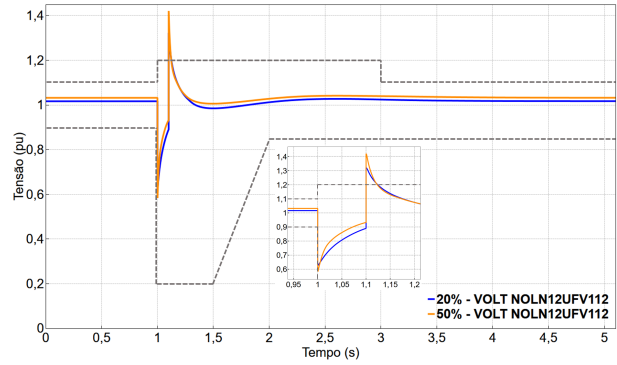
Neste item são analisados os impactos sistêmicos do aumento da penetração fotovoltaica bem como das estratégias de prioridade de corrente do inversor. As simulações dinâmicas são realizadas no programa ANATEM. O modelo dinâmico adotado para todas usinas fotovoltaicas do SIN é o modelo GE. As UFVs são configuradas para o controle de tensão e potência ativa; e prioridade de corrente reativa (*Q priority*). Por ser mais conservativo, o modelo da proteção de tensão do inversor GE replica a curva de *voltage ride through* mínima definida pelo ONS, no entanto, tipicamente, inversores possuem uma capacidade maior de *ride through* (6). Por este motivo, de modo a capturar os impactos das UFVs na estabilidade, a proteção de tensão das UFVs encontra-se desligada nas simulações seguintes. Para complementar a análise, a curva de VRT mínimo é adicionada nos gráficos.

A região de São João do Piauí (PI) é escolhida para a análise dinâmica devido ao elevado potencial fotovoltaico e também pelos projetos de grande porte como a UFV Nova Olinda (210 MW) e a UFV Etesa (180 MW). Além disto, a região está situada eletricamente próxima à interligação Norte-Sul. A simulação consistiu na aplicação de um curto circuito monofásico próximo ao barramento de 500 kV da subestação São João do Piauí no instante $t = 1$ s. O defeito é extinto após 100 ms com a abertura do segundo circuito de 500 kV da linha São João do Piauí – Sobradinho.

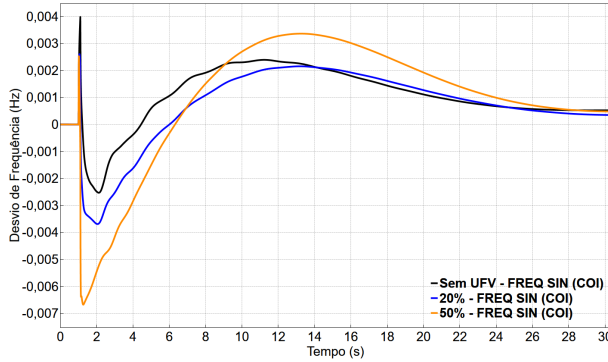
A FIGURA 14 mostra os resultados da simulação dinâmica comparando diferentes cenários de penetração fotovoltaica no NE. A curva preta, a azul e a amarela representam, respectivamente, os cenários de 0%, 20% e 50% de penetração. Os gráficos mostram que há maiores sobretensões no caso de 50%. Mais geração fotovoltaica implica em maiores injeções de corrente reativa devido à configuração de *Q priority*, consequentemente, no instante da extinção do curto, toda esta potência reativa flui para a rede causando sobretensões, principalmente no terminal da UFV. Um ponto importante de ser lembrado é que se trata de um caso de carga leve, logo isto também contribui para as sobretensões. Na FIGURA 14 (b), a linha cinza tracejada representa a premissa conservativa de VRT da usina (mínimo exigido pelo ONS), neste caso, a UFV teria permissão de se desconectar da rede tanto nos casos de 20% quanto de 50%. De qualquer maneira, ressalta-se que as sobretensões decaem rapidamente em 25 ms para dentro do contorno de VRT mínimo. A FIGURA 14 (c) ilustra o desvio da frequência elétrica em relação ao centro de inércia do SIN, em que são verificados maiores afundamentos com o aumento da geração fotovoltaica, justificado pelos menores níveis de inércia no sistema. Como mostra a FIGURA 14 (d), o fluxo na interligação Norte-Sul torna-se mais amortecido nos cenários de maior penetração devido à injeção adicional de reativo das usinas fotovoltaicas. Isto será melhor compreendido na simulação a seguir.



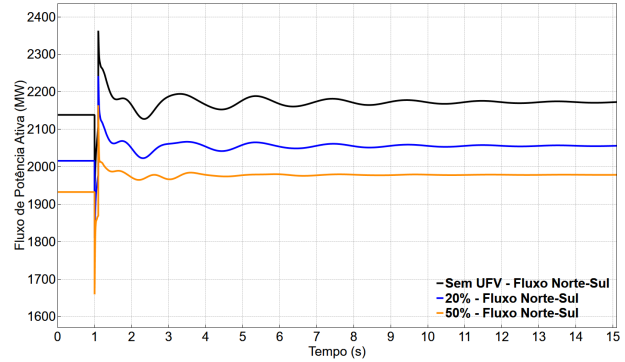
(a) Tensão na barra de falta.



(b) Tensão terminal da UFV Nova Olinda.



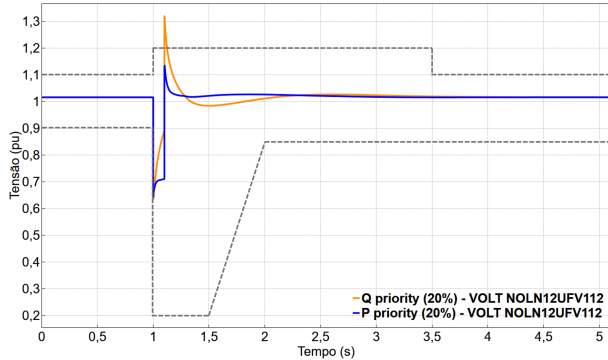
(c) Desvio de frequência do SIN (centro de inércia).



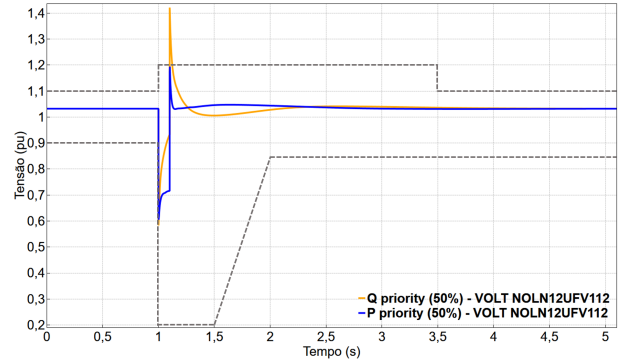
(d) Fluxo de ativo na Interligação Norte-Sul.

FIGURA 14 – Resposta dinâmica do SIN em diferentes cenários de penetração fotovoltaica no Nordeste.

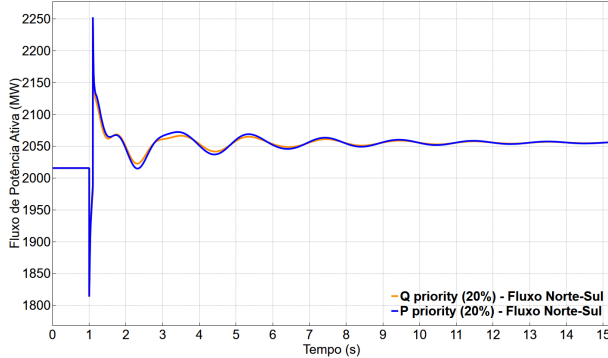
Como alternativa, os inversores também podem priorizar a corrente ativa (*P priority*). Na FIGURA 15 são exibidas as respostas dinâmicas dos casos de 20% e 50% com as duas estratégias de prioridade de corrente. Nas curvas em amarelo considerou-se prioridade de reativo e em azul prioridade de ativo. Com o PacDyn esta comparação não é viável porque em análises lineares os blocos limitadores são desprezados. As simulações mostram sobretensões consideravelmente menores quando as usinas fotovoltaicas priorizam a potência ativa, contudo, também são observadas piores recuperações de tensão antes da extinção da falta. As curvas de 20% (azul) da FIGURA 15 (c), (d), (e) e (f) revelam que o amortecimento das oscilações eletromecânicas do sistema praticamente não mudam quando as UFVs priorizam ativo. Por outro lado, o modo *Q priority* resulta em oscilações mais amortecidas, sobretudo no caso de 50%, devido à corrente reativa adicional. Isto também foi relatado em (7).



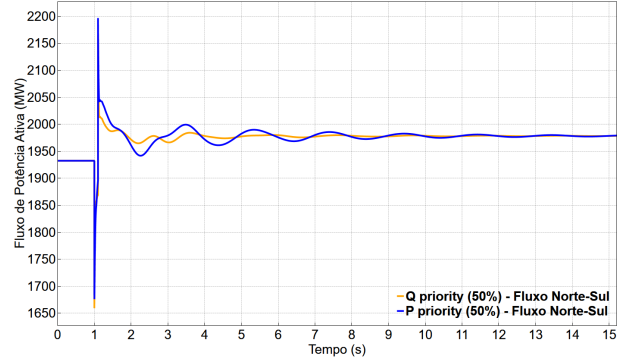
(a) Tensão terminal da UFV N. Olinda (20% penetração).



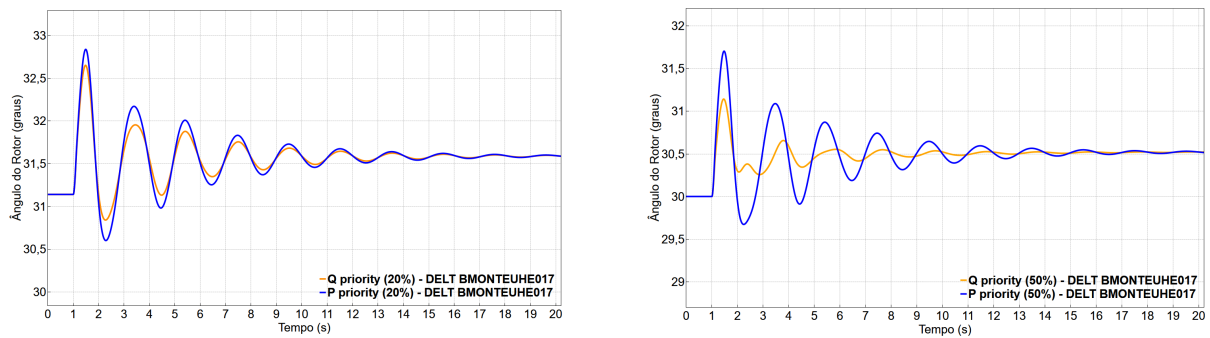
(b) Tensão terminal da UFV N. Olinda (50% penetração).



(c) Fluxo de ativo na Norte-Sul (20% penetração).



(d) Fluxo de ativo na Norte-Sul (50% penetração).



(a) Ângulo das máquinas de B. Monte (20% penetração).

(b) Ângulo das máquinas de B. Monte (50% penetração).

FIGURA 15 – Resposta dinâmica do SIN com diferentes estratégias de prioridade de corrente do inversor.

5.0 - CONCLUSÕES

O artigo apresentou o impacto de usinas fotovoltaicas em um sistema duas áreas bem como no SIN. Os resultados mostraram que a inserção de geração fotovoltaica, por provocar o redespacho de geração convencional, pode afetar os modos eletromecânicos. No sistema duas áreas foi constatado que do ponto de vista do amortecimento de oscilações eletromecânicas, a não utilização do modelo detalhado GE é mais conservativa. Além disto, o modelo dinâmico da UFV introduz novos modos oscilatórios no sistema, com destaque para o modo associado ao regulador de potência reativa do inversor que possui frequência próxima ao modo interárea. Ademais, foi visto que a má sintonização de alguns parâmetros de controle da UFV pode instabilizar o modo interárea.

À medida que a penetração da geração a inversores aumenta, a habilidade de *voltage ride through* desempenha, cada vez mais, um papel vital na estabilidade transitória dos sistemas de potência. As simulações mostraram que quando o inversor não injeta corrente durante o curto (inversor sem VRT ou VRT com bloqueio temporário) a resposta pós falta do sistema apresenta comportamento oscilatório. Quando há VRT com injeção de corrente, seja priorizando a parcela ativa ou reativa, o desempenho do sistema é consideravelmente melhor. No entanto, na configuração *Q priority* há um grande montante de potência reativa injetada na rede durante o curto que resulta em uma forte recuperação de tensão após a eliminação da falta, podendo gerar sobretensões consideráveis.

Na análise do SIN explorou-se cenários de até 50% de penetração fotovoltaica no Nordeste. O impacto da penetração nos modos interárea SSE e NS não foi significativa, entretanto, assim como no sistema duas áreas, foi observado que a não utilização do modelo GE fornece resultados com menores amortecimentos. Com o aumento da penetração fotovoltaica, a resposta dinâmica do SIN apresentou maiores sobretensões devido principalmente à estratégia de *Q priority*. Adicionalmente, foram observadas oscilações mais amortecidas na Norte-Sul, justificadas por esta injeção adicional de corrente reativa pelas UFVs. Este resultado foi reforçado ainda mais quando se comparou as estratégias de prioridade de corrente do inversor em cenários de penetração elevada. Em contraste, no modo *P priority* são observadas menores sobretensões após a falta.

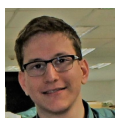
6.0 - AGRADECIMENTO

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) KUNDUR, P. Power system stability and control, p. 813 - 816, v. 7. McGraw-hill New York, 1994.
- (2) QUINTERO, J., VITTAL, V., T. HEYDT, G., ZHANG, H. The Impact of Increased Penetration of Converter Control-Based Generators on Power System Modes of Oscillation. IEEE Transactions on Power Systems. 2014.
- (3) NERC. Industry Recommendation: Loss of Solar Resources during Transmission Disturbances due to Inverter Settings. Atlanta, EUA. Junho 2017.
- (4) AEMO. Black System South Australia 28 September 2016. Austrália. Março 2017.
- (5) ONS. Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para conexão às instalações de transmissão. Brasil. 2016.
- (6) BEHNKE, M., GUTTROMSON, R., QUINT, R. Modeling of Momentary Cessation and Voltage Ride-Through. Apresentação em slides. Inverter-Based Resource Performance Task Force (NERC/Sandia) Webinar. Maio 2018.
- (7) SINGHVI, V., POURBEIK, P., BOEMER, J., TUOHY, A. Impact of High Levels of Solar Generation on Steady State and Dynamic Behavior of the Transmission System: Case Studies and Lessons Learned. In: 5th Solar Integration Workshop: International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems. Bélgica. 2015.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Daniel Hauser possui graduação (2014) e mestrado (2019) em Engenharia Elétrica pela UFRJ. Atualmente cursa doutorado no Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Entre os anos de 2017 e 2019 atuou como Engenheiro Trainee no ONS na área de Planejamento Elétrico de Médio Prazo. Seus campos de interesse são modelagem de sistemas fotovoltaicos, dinâmica e controle de sistema de potência, análise modal.



Glaucio Nery Taranto possui graduação em Engenharia Elétrica pela UERJ (1988), mestrado em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ (1991), doutorado em Engenharia Elétrica pelo Rensselaer Polytechnic Institute, EUA (1994) e pós-doutorado pelo Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, Milão (2006). Professor Titular do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Desde 2016 é Editor da revista *IEEE Transactions on Power Systems*.