

# **DEFICIT DE INÉRCIA SÍNCRONA: UM ESTUDO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM ALTA PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

Daniel Cesar Piccoli, Rodrigo Trentini, John Jefferson Antunes Saldanha

Instituto Federal de Santa Catarina

Câmpus Jaraguá do Sul – Rau – Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

e-mail: daniel.cp@aluno.ifsc.edu.br, rodrigo.trentini@ifsc.edu.br, john.saldanha@ifsc.edu.br

Trabalho de Conclusão de Curso – TCC – 18/08/2021

**Resumo** – A inércia síncrona tem um papel fundamental para a estabilidade de sistemas elétricos de potência (SEP), já que sistemas com geradores síncronos conseguem equilibrar variações entre geração e carga com o armazenamento de energia cinética por parte dos mesmos. A falta desse parâmetro pode gerar desequilíbrios e instabilidades em um sistema elétrico. O objetivo desse trabalho é analisar um SEP com alta penetração de energias renováveis, que são desprovidos de inércia síncrona. Para isso o sistema de duas áreas de *Kundur* é estudado e modificado para que haja um aumento de energias renováveis no mesmo. Com o estudo é possível verificar que a falta de inércia síncrona gera uma instabilidade gradual no sistema apresentado, conforme geradores síncronos são substituídos por geradores eólicos, o que comprova a importância da inércia síncrona para a estabilidade de um SEP.

**Palavras-chave** – SEP, Inércia Síncrona, Energias Renováveis, Estabilidade de SEP's.

## I. INTRODUÇÃO

Redes elétricas contemporâneas estão se expandindo gradualmente, incorporando novas fontes de energia elétrica e dispositivos baseados em eletrônica de potência [1]. O aumento da penetração da geração renovável, amplamente estocástica e intermitente, desempenha um papel importante nessa expansão. Além disso, benefícios em termos de economia e confiabilidade, aumentaram a tendência de mais interligações de energia elétrica em todo o mundo [2].

De acordo com o Relatório Anual da Agência Internacional de Energia (IEA), no ano de 2019 [3], um terço da capacidade de energia global é proveniente de fontes renováveis, com 30 países com mais de 10 GW de capacidade desse tipo de energia. Além disso, mais de 180 GW de energia renovável foram instalados em 2018 em todo o mundo, incluindo 100 GW de energia solar fotovoltaica (atingindo 505 GW no total) e 51 GW de turbinas eólicas (591 GW no total).

Com essa transição para mais unidades de geração renovável, geralmente ocorre uma mudança na maneira como essas unidades se conectam à rede. Os sistemas de energia tradicionais

de grande escala ainda são, atualmente, alimentados por um número relativamente pequeno de geradores (síncronos), instalados em usinas de geração de energia convencionais. As características únicas dessas máquinas determinaram como os sistemas elétricos de potência foram planejados e operados desde o desenvolvimento da primeira rede de transmissão de corrente alternada (CA) no início da era da eletricidade, há mais de um século [4].

Essas fontes são capazes de armazenar uma certa quantidade de energia primária local e, em seguida, gerar eletricidade para atender às necessidades de demanda. Uma característica fundamental dessas fontes convencionais é o uso de geradores síncronos como ponto de conexão ao sistema elétrico de potência. Um gerador síncrono é usado para desenvolver uma forma de onda de corrente alternada (CA) de 50 ou 60 Hz [5].

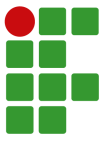
Geradores síncronos possuem o parâmetro de inércia síncrona em seu processo de geração de energia, tendo assim a característica de armazenar energia cinética. Em uma rede elétrica, a inércia é derivada de centenas ou milhares de geradores que são sincronizados, o que significa que todos eles estão girando em uma mesma frequência elétrica, trabalhando juntos para contribuir para a inércia da rede [6].

Essa energia armazenada pode ser particularmente valiosa quando uma grande usina de energia falha, pois pode compensar temporariamente a perda de energia do gerador com falha. Essa resposta temporária - que normalmente fica disponível por alguns segundos - permite que os sistemas mecânicos que controlam a maioria das usinas de energia tenham tempo para detectar e responder à falha [6].

Assim a falta ou diminuição desse parâmetro em uma rede elétrica tornam o sistema mais instável quando ocorrem desequilíbrios de cargas ou falhas em sistemas de geração.

A operação do sistema sem inércia é um desafio crítico para os operadores de sistemas de energia. Esse fator é evidente em sistemas com a alta participação de energias renováveis, como a energia fotovoltaica e eólica, já que as mesmas são baseadas em dispositivos com conversores eletrônicos. Em tais sistemas, qualquer distúrbio de energia levará a uma deterioração de frequência e, eventualmente, problemas com instabilidade [7].

O objetivo deste trabalho é analisar o comportamento de um sistema elétrico de potência (SEP), com alta penetração de fontes renováveis de energia. Nesse sentido, a análise de estabilidade



de um sistema com tal característica é realizada.

Para isso o sistema de duas áreas de *Kundur* (*Kundur Two Area System*), composto por geradores síncronos conectados entre duas áreas de geração é utilizado. O sistema é analisado na sua configuração inicial e em seguida faz-se a substituição gradual dos geradores síncronos que compõem o mesmo por fontes renováveis.

Com isso é possível verificar a influência da inércia síncrona em um sistema elétrico de potência, já que tal parâmetro será reduzido conforme as alterações em seus sistemas de geração de energia são realizadas.

Na seção II, é apresentado o referencial teórico, trazendo as influências da inércia síncrona na dinâmica do SEP e uma descrição das principais fontes de energias renováveis envolvidas neste tópico. A seção III apresenta a análise e resultados dos sistemas, avaliando o comportamento dinâmico dos mesmos bem como o comportamento do seus polos. Por fim a seção IV apresenta as conclusões do trabalho.

## II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### A. Inércia em SEP's e RoCoF

O impacto das fontes renováveis na estabilidade de um SEP, está diretamente conectado à inércia síncrona do sistema.

A inércia síncrona está associada à resposta física instantânea de geradores convencionais com massa girante diretamente acoplada, que atua para superar o desequilíbrio de geração e carga alterando a velocidade de rotação (e também a frequência elétrica), portanto, a energia cinética da unidade. Se a frequência medida diminui, a velocidade e a potência ativa da unidade aumentam e vice-versa [8].

A taxa na qual a frequência e a velocidade do gerador mudam é definida pela equação do movimento (*Swing Equation*), que relaciona a resposta da velocidade do rotor do gerador a um torque de aceleração ou desaceleração. A equação do balanço é mostrada em (1) [9].

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a \quad (1)$$

onde  $J$  é o momento de inércia das massas rotativas,  $\omega_m$  a velocidade mecânica do eixo e  $T_a$  é o torque que age no eixo.

O torque do eixo  $T_a$  é definido como  $T_a = T_m - T_e$ , sendo  $T_m$  o torque mecânico e  $T_e$ , o torque eletromagnético proveniente do gerador.

A equação do movimento pode ser expressa em termos da constante de inércia ( $H$ ) como mostra (2).

$$H = \frac{J\omega_r^2}{2VA_{Base}} \quad (2)$$

sendo  $\omega_r$  a velocidade angular em radianos ( $\omega_r = \omega_m$ ) e  $VA_{Base}$  a potência aparente da máquina.

Combinando as equações (1) e (2), pode-se obter a variação da velocidade angular do rotor ( $\omega_r$ ) em radianos em relação ao tempo, através de (3).

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e) \quad (3)$$

A equação (3) pode ser reescrita em termos de variação de frequência, como mostra (4).

$$\frac{f_r}{f_n^2} \frac{df_r}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e) \quad (4)$$

sendo  $df_r/dt$  A taxa de variação de frequência (RoCoF) e  $f_n$  a frequência natural do sistema. Pode-se observar que valores de  $H$  menores resultam em RoCoF's mais elevados e, portanto, mudanças de frequência mais rápidas durante o mesmo intervalo de tempo.

Valores elevados de RoCoF podem colocar em risco a operação segura do sistema devido a limitações mecânicas de máquinas síncronas individuais (capacidade inerente), dispositivos de proteção acionados por um determinado valor de limite de RoCoF ou problemas de temporização relacionados a esquemas de rejeição de carga. O  $df/dt$  inicial é o RoCoF instantâneo após a desconexão de um gerador ou carga de um sistema de potência, antes que qualquer controle se torne ativo. Este é teoricamente o RoCoF mais alto do sistema [8].

As massas rotativas dos geradores síncronos desempenham um papel importante na estabilidade da frequência. A falta desta variável em um SEP causa um grande impacto na estabilidade do mesmo. Essa quantidade era tradicionalmente de menor relevância para sistemas com geração baseada em geradores síncronos, devido à inércia desses geradores inerentemente neutralizar os desequilíbrios de carga, assim, limitando o RoCoF nesses casos [10].

A ausência ou diminuição de fontes de geração síncrona em sistemas elétricos de potência, torna o mesmo mais sensível a desequilíbrios de geração e carga, criados pela desconexão de grandes cargas ou divisões do sistema. Fontes não sincronizadas, como fontes renováveis de geração, conectadas às usinas não podem fornecer inércia naturalmente ao sistema elétrico.

Problemas relacionados à inércia surgem principalmente em termos de controle de frequência, pois a baixa inércia do sistema resulta em variações consideráveis desse parâmetro (RoCoF) que podem levar à instabilidade do sistema, incluindo redução de carga ou até mesmo uma desconexão [11].

Quando a frequência da rede cai abaixo de um nível predefinido, uma parte da carga das unidades consumidoras é desconectada. Essas desconexões são conhecidas como rejeição de carga por sub frequência (UFLS) e são usados para equilibrar a carga restante com a geração. Uma desconexão semelhante de geração ocorre se a frequência exceder um certo limite pré definido [6].

Assim o aumento do número de unidades de geração renováveis, apesar de representar uma série de benefícios, tem impacto direto na estabilidade do sistema, em um cenário futuro, onde esse tipo de energia pode se tornar majoritário causando um impacto eminente aos SEP's como um todo.

A próxima seção apresenta uma visão das energias renováveis relacionadas ao tema estudado (energia solar e eólica), visando observar o cenário atual e futuro dessas fontes de energia.

### B. Energias Renováveis

Nas últimas décadas, a aplicação de energias renováveis tornou-se mais presente, já que as mesmas tem a característica de confiabilidade e serem fontes limpas. Uma combinação adequada dessas fontes de energia é capaz de reduzir custos, bem como melhorar a confiabilidade geral do sistema.

Essa seção apresenta uma revisão de fontes de energia renováveis, atendo-se a energia solar e eólica, principais fontes relacionadas a ausência de inércia síncrona a um sistema elétrico de potência, apresentando o funcionamento desses tipos de energia conectados a uma rede elétrica, bem como uma apresentação do cenário atual de energias renováveis e previsões para o cenário futuro.

1) *Energia solar fotovoltaica:* A energia solar é o recurso natural mais abundante da Terra. É uma energia limpa, fácil de encontrar, segura, inesgotável e durável, o que o torna uma das fontes renováveis mais utilizadas no mundo. Dado o seu rápido crescimento e elevados investimentos, o mercado fotovoltaico (PV) é um dos mais disputados a nível mundial [12].

O gráfico apresentado na Fig. 1 em TWh mostra a evolução da produção de energia solar e as projeções para os próximos anos.

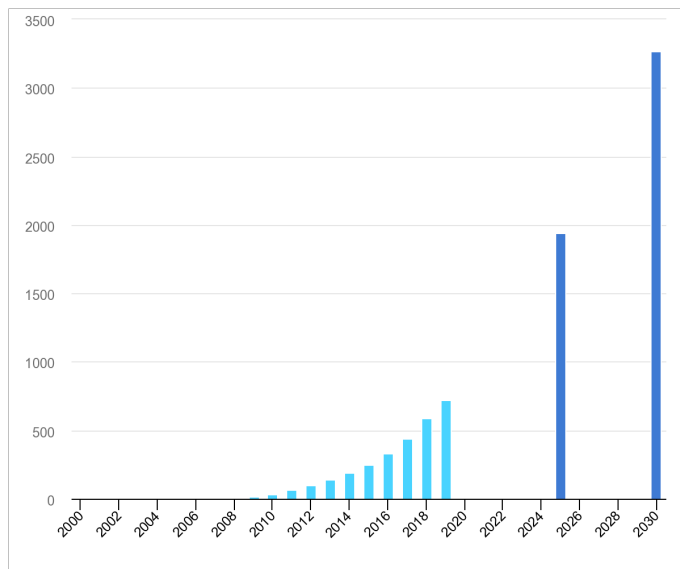


Fig. 1. Evolução Produção Energia PV, World. [13].

Em 2019, a produção de energia solar atingiu 720 TWh, o que representa um crescimento de 19% em relação ao ano anterior. Além disso, é esperada uma produção total de energia solar de 3.268 TW em 2030. A China teve o maior aumento na capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, com 30,1 GW, apesar da queda apresentada em relação ao ano de 2017, onde sua capacidade instalada foi de 53,1 GW, devido à

desoneração tarifária do governo naquele ano.

O processo de geração de eletricidade com painel fotovoltaico (PV) é possível devido ao efeito fotoelétrico. Uma célula fotovoltaica consiste em duas camadas de silício dopado com átomos do tipo p e n, sendo que o comportamento da célula é semelhante ao de um diodo (junção p-n), pois ambas possuem propriedades elétricas semelhantes.

A energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico tem relação direta com a intensidade luminosa da célula. Para obter o ponto de potência máxima (MPP), um algoritmo de rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT) é normalmente aplicado.

Vários métodos de MPPT foram propostos para sistemas de alta potência. Um dos métodos MPPT mais simples é a tensão de circuito aberto fracionário (FOCV), que explora a relação quase linear entre a tensão de circuito aberto do painel PV (VOC) e sua tensão no MPP (VMPP) sob vários níveis de irradiância e temperatura [14].

Um circuito de captação solar pode ser representado como mostra a Fig. 2, composto por um estágio de elevação de tensão CC-CC e uma conversão CC-AC.

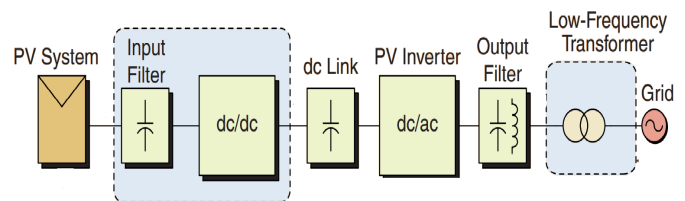


Fig. 2. Circuito Energia Fotovoltaica. [15]

O estado inicial dos circuitos é composto pela conversão da energia luminosa em energia elétrica pelos painéis fotovoltaicos. Este processo pode conter o módulo de rastreamento MPPT, captando a potência máxima dos painéis fotoelétricos.

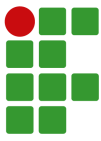
Como a conversão de energia elétrica, resultante dos painéis fotovoltaicos, tem baixos níveis de tensão, um conversor CC-CC é necessário no processo.

As topologias do conversor CC-CC são projetadas para atender a demanda específica de cargas CC. Existem vários tipos de conversor CC-CC que podem funcionar como reguladores da tensão CC não regulada, utilizando dispositivos de comutação para a variação PWM em uma frequência fixa, sendo os mais utilizados o conversor *buck*, *boost*, *buck-boost*, *cuk*, *SEPIC* e o conversor *flyback-boost* [16].

Com um nível de tensão apropriado, a carga elétrica CC é convertida em CA por um inversor, adaptando seus níveis de tensão e frequência. Com isso o sistema é conectado a rede.

Para qualquer sistema fotovoltaico vinculado à rede (PV), o inversor é a peça essencial do equipamento que converte a corrente contínua (CC) do painel fotovoltaico para e corrente alternada (CA) usada na rede elétrica. O inversor não apenas converte energia CC em CA, mas também regula o sistema fotovoltaico para que a energia máxima seja obtida do sistema [17].

Como pode ser visto pelo comportamento elétrico de



um sistema de geração de energia fotovoltaica, as etapas das conversões de energia, por sua inversão, provocam um desacoplamento elétrico entre o sistema de geração e a rede elétrica.

Os painéis do sistema fotovoltaico produzem energia CC, nenhum estágio de conversão CA para CC é necessário, mas frequentemente um estágio intermediário de conversão CC/CC é incluído para regular a tensão, a fim de extrair a energia máxima disponível. Devido ao desacoplamento com o sistema e à falta de quaisquer peças rotacionais no sistema fotovoltaico, nenhuma inércia é fornecida ao sistema de potência [11].

As projeções mostram que a maioria das usinas convencionais será gradualmente substituída por fontes de energia renováveis. Este deslocamento diminuirá a inércia total percebida pelo SEP.

2) *Energia eólica*: A geração eólica vem crescendo de forma expressiva, sendo que os parques eólicos são cenários cada vez mais constantes nas paisagens atuais.

Os sistemas de geração eólicos podem ser divididos em dois tipos principais, sendo os de velocidade fixa e de velocidade variável.

Os sistemas de rotação fixa normalmente utilizam um gerador de indução no seu processo de geração de energia elétrica, por ser um gerador assíncrono. Com isso a variação, também assíncrona, do vento não se torna um empecilho para a geração.

A Fig. 3 demonstra um sistema de geração utilizando um gerador de indução, sendo que o mesmo é composto por *soft-starters* e bancos de capacitores.

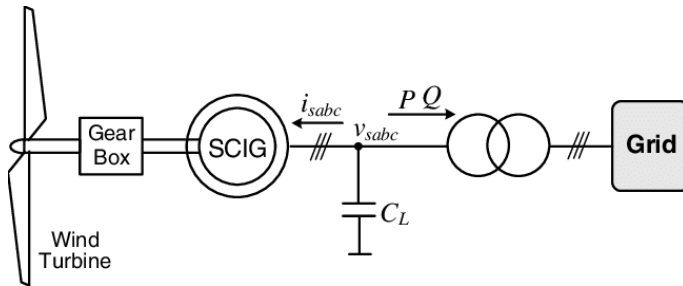


Fig. 3. Geração Eólica com Gerador de Indução [18]

Esse tipo de gerador é utilizado para baixas potências, devido a sua baixa eficiência trabalhando em uma velocidade fixa.

Os mesmos possuem um baixo custo de manutenção, porém, essa geração requer o uso de caixas de transmissão mecânicas, o que eleva esse custo.

Os sistemas de geração com velocidade variável conseguem operar em largas escalas de velocidade. Os mesmos alteram a referência de velocidade do gerador, variando suas frequências, para acompanhar a variação do vento, absorvendo a máxima potência em cada situação de velocidade.

Esses sistemas podem utilizar geradores de gaiola de esquilo, geradores de indução duplamente alimentados ou geradores síncronos a ímãs permanentes. A Fig. 4 apresenta um sistema de geração de energia utilizando um gerador de indução

duplamente alimentado.

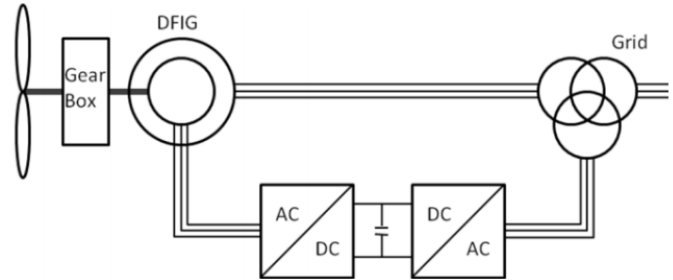


Fig. 4. Geração eólica com gerador de Indução duplamente alimentado [19]

Nesse tipo de geração o estator é ligado diretamente a rede elétrica tendo seu controle de fluxo de potência realizado pelo rotor.

Esse tipo de gerador é utilizado em aplicações de alta potência, devido a geração do mesmo ter a característica de velocidade variável, trabalhando em uma velocidade elevada.

O custo de construção desse sistema é inferior ao do sistema de indução simples. Contudo esse gerador possui um elevado custo de manutenção.

Para contornar tais desvantagens geradas por um sistema com geradores de indução, os geradores síncronos de ímãs permanentes são uma opção. Esses geradores eliminam a necessidade do uso de caixas de transmissão e de escovas para a alimentação do rotor.

Tais geradores operam em alta potência e trabalham em velocidades menores devido ao maior número de polos dos mesmos, operando em frequências variáveis. A Fig. 5 apresenta esse esquema de geração.

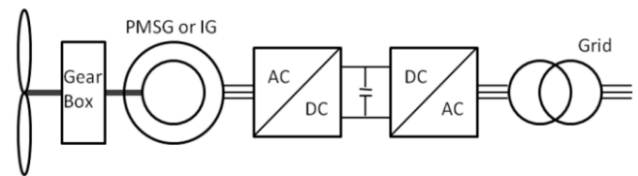


Fig. 5. Geração eólica com gerador de indução [19]

A grande desvantagem desse sistema é seu custo. Além dos custos dos geradores em si, os conversores do sistema devem processar toda potência do gerador, sendo necessário utilizar sistemas mais tecnológicos e eficientes.

Da mesma maneira que ocorre na energia eólica, há uma desconexão entre geração e carga em todas as configurações de sistemas eólicas, resultantes do uso de conversores de potência para tal conexão. A inércia síncrona nesse caso, também se faz ausente devido a tal fato.

A próxima seção apresenta o impacto das fontes eólicas e solares quando conectadas a rede, visando observar a influência das mesmas na estabilidade de um SEP.

### C. Impactos de fontes solares e eólicas em SEP's

Atualmente, a utilização de energias renováveis, como energia geotérmica, eólica, hidrelétrica, solar e biomassa, torna-se indispensável, devido ao aumento da demanda por eletricidade.

Apesar desses tipos de energia gerarem um impacto positivo do ponto de vista ambiental, já que as mesmas substituem fontes poluentes e não renováveis, a característica intermitente dos mesmos impacta diretamente a estabilidade de um SEP.

Em sistemas fotovoltaicos, vários parâmetros influenciam o desempenho dos mesmos, como as condições climáticas, diferentes tecnologias de módulo fotovoltaico, localização, diferentes ângulos de inclinação do módulo PV, degradação de painéis fotovoltaicos após exposição de longo prazo, e acúmulo de poeira ou sombreamento parcial em painéis fotovoltaicos [20].

O mesmo ocorre em sistemas eólicos, onde a variação do vento tem impacto direto na geração de energia. Tal impacto pode ser reduzido pela utilização de turbinas com velocidade variável, porém os custos desses sistemas tornam-se elevados [18].

O desempenho de amortecimento de oscilação, com o aumento da penetração da energia eólica e solar, pode alterar o despacho da geração síncrona convencional causando um diferente distribuição do fluxo de carga e, portanto, pode alterar o amortecimento de todo o sistema. [19]

Um dos principais fatores que influenciam no amortecimento de oscilações de SEP's dessa categoria, é a falta da inércia síncrona.

Operadores do sistema de transmissão (TSOs) reconhecem o papel da inércia em um sistema de potência. Em particular, o conhecimento da quantidade de inércia fornece informações sobre um risco potencial de instabilidade e sobre as reservas que devem ser mantido e pode ser usado após uma contingência. Portanto, vários esforços têm sido feitos para estimar a inércia do sistema de energia em anos recentes [21].

Visando analisar tais influências um sistema elétrico desprovido de energias renováveis é estudado. Posteriormente faz-se a inserção de fontes renováveis, substituindo as fontes originais (geradores síncronos), para observar os seus efeitos na estabilidade do sistema elétrico. O objetivo principal dessa análise é avaliar o efeito da ausência ou diminuição da inércia síncrona no sistema estudado.

### III. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

O sistema base para o estudo realizado é o sistema elétrico de duas áreas de *Kundur* (*Kundur Two area System*). O mesmo é composto por quatro geradores síncronos de 900 MVA e 20 kV, dispostos em duas áreas conectadas a uma linha de transmissão de 220 kV. A Fig. 6 demonstra esse sistema.

Os sistemas de geração dispostos nas áreas A e B alimentam cargas de 967 MW e 1767 MW, respectivamente, e as áreas de geração são interligadas por linhas de transmissão de 220 km.

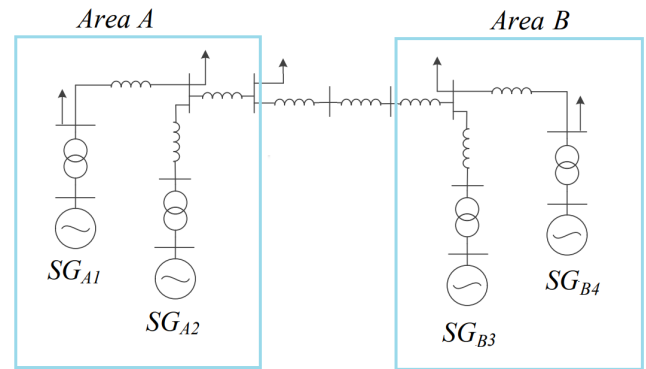


Fig. 6. SEP Kundur Esquemático

Os detalhes dos parâmetros dos geradores, linhas de transmissão e transformadores desse sistema são apresentados no ANEXO 1.

Os geradores dispostos nas áreas do sistema são controlados por um PSS (Power System Stabilizer), cuja função é amortecer variações angulares do rotor, controlando a potência mecânica e tensão do gerador.

Os PSS's são controladores que adicionam um sinal ao Regulador Automático de Tensão (AVR) de geradores síncronos para amortecer oscilações. Após a inserção de uma perturbação, as variações do torque elétrico tem um componente em fase com variações do ângulo do rotor (torque de sincronização), e um componente em fase com o rotor (variações de velocidade). [22]

O PSS utilizado é o Delta- $\omega$  de *Kundur*, que possibilita o amortecimento de oscilações apenas controlando a excitação do gerador [9].

Esse sistema é composto por um filtro passa-baixa e passa alta, com dois compensadores de fase. O filtro passa alta elimina as baixas frequências, permitindo que o PSS responda apenas a mudanças de velocidade. [23]

A Fig. 7 apresenta os geradores dispostos na Área A do sistema de *Kundur*.

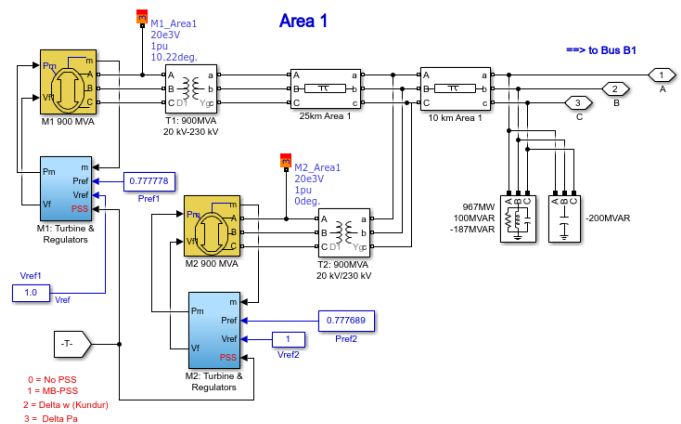
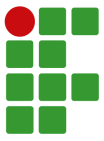


Fig. 7. Geradores síncronos do SEP de Kundur

Para realizar a análise do deficit de inércia síncrona o



autor propõe modificações no sistema original, substituindo os geradores síncronos presentes nesse sistema.

A inserção de fontes de energia renováveis no sistema de *Kundur* se dá pela substituição de seus geradores síncronos por fontes de energia eólica. Para isso o sistema de geração apresentado pela Fig. 8 é utilizado.

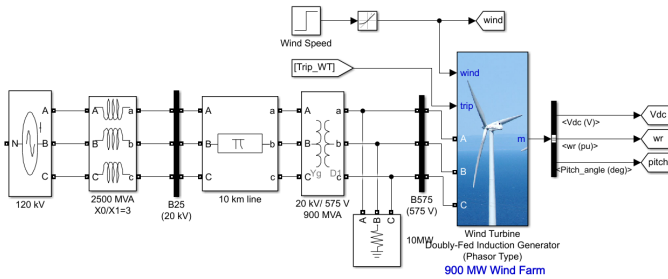


Fig. 8. Gerador DFIG

O gerador eólico é do tipo DFIG (*Doubly-Fed Induction Generator*), conectado a um barramento infinito. O conversor CC/CA é dividido em dois componentes: o conversor do lado do rotor e o conversor do lado da rede, sendo que os mesmos utilizam dispositivos eletrônicos de potência de comutação forçada (IGBTs) para sintetizar uma tensão CA de uma fonte de tensão CC. Um capacitor conectado no lado CC atua como fonte de tensão CC e um indutor de acoplamento L é usado para conectar o sistema à rede.

Os sistemas eólicos tem seus parâmetros de gerador, turbina e conversores ajustados para atender a demanda gerada pela carga, tendo a mesma potência e tensão do gerador síncrono que substituem. Além disso, o controle de tensão do sistema é realizado para que haja a convergência do fluxo de potência.

A análise do sistema se dará em três casos distintos. No primeiro se analisa o sistema com 25% de fontes de energia renováveis, em seguida com 50% das unidades de geração de categoria renovável e no o último caso 75%.

Assim será possível avaliar a variação de inércia síncrona no sistema, que decairá conforme se substitui as fontes de geração representadas por geradores síncronos, por fontes que possuem a ausência desse parâmetro.

Os sistemas são avaliados com base nos polos e zeros, com seus parâmetros de frequência natural e a taxa de amortecimento, obtidos a partir da linearização do sistema original realizada pelo software *Matlab*® junto a sua ferramenta *SimPowerSystems*™.

Após essa análise o sistema é avaliado quanto ao seu comportamento dinâmico, inserindo perturbações externas e variações paramétricas ao mesmo.

#### A. Análise modal

A análise do sistema se dá pelo estudo dos polos e zeros do mesmo. Na linearização são selecionadas como entradas a potência mecânica  $P_m$  e tensão de entrada  $V_f$  do gerador síncrono  $SG_{A1}$ , e como saídas o ângulo de carga  $\theta_m$ , a potência elétrica  $P_e$  e a tensão de estator  $V_e$ .

Os parâmetros para a linearização são escolhidos em relação ao gerador  $SG_{A1}$  já que o mesmo é o único que se faz presente em todas as simulações.

Os sistemas são analisados a partir de técnicas de linearização, obtendo-se as matrizes que compõe os vetores de entrada e saída do sistema, como apresenta a expressão:

$$x = A\dot{x} + Bu$$

$$y = Cx + Du$$

onde  $x$  representa as matrizes de estado, e  $y$  as de saída. Nos sistemas obtidos obtém-se matrizes A de dimensão  $79 \times 79$ , Matrizes B de  $79 \times 2$  e C de  $4 \times 79$ .

A Fig. 9 apresenta o mapa de polos dos sistemas analisados.

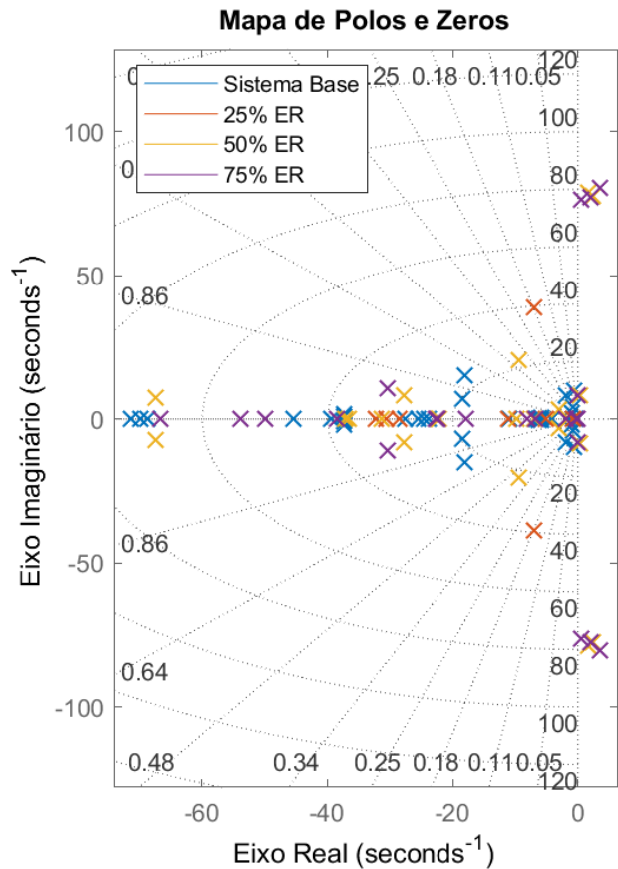


Fig. 9. Mapa de Polos e Zeros dos Sistemas

Com essa representação gráfica é possível avaliar a evolução dos polos do sistema conforme são inseridas fontes de energia eólica no sistema, substituindo geradores síncronos.

Para a análise detalhada de cada sistema os polos dominantes dos mesmos são avaliados conforme seu amortecimento e frequência correspondente. Os polos com suas respectivas frequências e amortecimento são apresentados pela Tabela I.



**TABELA I**  
Polos dos Sistemas Analisados

Frequência (Hz)	Amortecimento (%)	Autovalores
<b>Sistema Base</b>		
0,159	100	1
0,37	45,70	$-1,06 \pm j2,07$
0,66	20,60	$-0,852 \pm j4,06$
<b>Sistema Eólico</b>		
0,136	100	0,858
6,27	17,5	$-6,89 \pm j38,80$
33,26	96,5	$-202,00 \pm j54,40$
<b>Sistema 25% ER</b>		
0,136	100	0,858
6,27	17,50	$-6,89 \pm j38,80$
33,26	96,50	$-202,00 \pm j54,40$
<b>Sistema 50% ER</b>		
0,000832	100	0,0523
0,776	66	$-6,89 \pm j3,88$
33,26	96,5	$-2,96 \pm j3,36$
12,36	-3,16	$2,46 \pm j77,60$
12,55	-2,19	$1,73 \pm j78,80$
<b>Sistema 75% ER</b>		
0,0158	100	-0,0996
1,291	0,482	$-0,0391 \pm j8,11$
12,14	-0,00673	$0,514 \pm j76,30$
12,31	-0,0269	$2,08 \pm j77,40$
12,81	-0,0448	$3,60 \pm j80,40$

1) *Sistema base*: O sistema base, com quatro geradores síncronos, tem seus polos e zeros dominantes, bem como suas respectivas frequências naturais e amortecimento, mostrados pela Tabela I.

O polo de frequência 0,159 Hz é o polo mais próximo ao eixo imaginário, o que representa uma resposta lenta do mesmo.

Os polos complexo conjugados presentes nas frequências de 0,37 Hz e 0,66 Hz fazem com que a resposta do sistema seja oscilatória para tais frequências.

Contudo o sistema linear é estável, não apresentando nenhum polo no semiplano direito.

2) *Sistema com 25% de energias renováveis*: Com a análise do sistema inicial, faz-se a inserção de fontes renováveis ao mesmo, assim sendo possível avaliar a influência da carência de inércia síncrona. Para isso o gerador  $SG_{A2}$  do sistema original é substituído por uma fonte de energia eólica de mesma potência.

O sistema é então linearizado e tem seus polos obtidos.

O sistema se mantém estável, não apresentando nenhum polo no semi plano direito.

O polo mais próximo ao eixo imaginário se encontra

na frequência de 0,136 Hz, representando uma resposta ligeiramente mais lenta que o sistema original.

Contudo, o polo complexo conjugado na frequência de 6,27 Hz possui um menor amortecimento (17,5 %) o que gerará uma resposta oscilatória. Além disso o mesmo está próximo ao eixo real, tendo uma alta influência no comportamento dinâmico do sistema.

A I também apresenta a localização dos polos do sistema eólico base. Pode-se observar que os polos dominantes do sistema eólico base são iguais ao sistema de *Kundur* com 25% de energias renováveis.

Os modos mais oscilatórios do sistema, possuem maior relação com a variação da tensão de barramento das fontes de geração eólica, bem como o ângulo de carga das mesmas. Esse fator é observado pela linearização do sistema, que apresente autovalores oscilatórios para esses parâmetros.

Pode-se deduzir que a inserção da fonte de energia eólica tem grande influencia nos polos do sistema, sendo o sistema eólico responsável pela alteração do polos dominantes do sistema de *Kundur* para os polos da fonte em si.

Assim a conexão de um sistema eólico a um barramento infinito tem os mesmos polos dominantes que o sistema conectado a rede de *Kundur*.

3) *Sistema com 50% de energias renováveis*: A próxima análise é realizada substituindo os geradores  $SG_{A2}$  e  $SG_{B3}$  por fontes de geração eólica. A Tabela I demonstra os polos dominantes do sistema.

Pode-se observar que para esse sistema, dois pares de polos instáveis se fazem presente. Ambos próximos a frequência de 12 Hz.

A inserção desses polos no sistema gera um comportamento instável do mesmo, apresentando uma resposta oscilatória e divergente.

Além disso o polo inserido na frequência de 0,000832 Hz faz com que a resposta do sistema seja excessivamente lenta.

O polo complexo conjugado na frequência de 0,776 apresenta um amortecimento de 66%, o que gera oscilações em torno da referência.

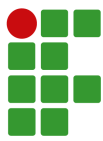
4) *Sistema com 75% de energias renováveis*: A última análise é feita substituindo os geradores  $SG_{A2}$ ,  $SG_{B3}$  e  $SG_{B4}$  por fontes eólicas.

O polo mais próximo do eixo imaginário é encontrado na frequência de 0,0158 Hz, apresentado uma resposta mais rápida que o caso anterior.

Contudo o sistema apresenta três polos complexos conjugados, próximos a frequência de 12 Hz, no semiplano direito, o que gera uma resposta mais instável que o caso anterior.

Além disso o polo complexo conjugado mais próximo ao eixo imaginário possui um amortecimento de 0,482 % o que gerará uma resposta com elevadas oscilações.

É possível observar que o sistema é estável se apenas um



gerador eólico substituir uma unidade de geração síncrona. A inserção de dois ou mais desses geradores resulta em uma resposta instável e oscilatória.

Assim, a falta de inércia síncrona gerada pela substituição dos geradores, instabiliza a resposta do sistema linear estudado.

### B. Resultados

A análise modal apresentada na seção anterior mostra que, próximo do ponto de operação utilizado, a inserção de mais fontes de energia renováveis deteriora a estabilidade do SEP.

Esta seção explora simulações dinâmicas dos quatro sistemas propostos a fim de verificar suas respostas no tempo para situações onde as suas não linearidades são excitadas. Três cenários distintos são avaliados: falta trifásica, variação de carga e variação da potência de entrada do gerador síncrono principal.

1) *Falta trifásica:* A Fig. 10 apresenta a resposta da tensão RMS dos sistemas analisados quando uma falta trifásica entre as fases A,B,C e terra, é inserida, No centro da linha de transmissão, e removida após 100 ms.

A resposta de tensão dos mesmos tem valor nominal de 0,7 pu (220 V), já que o valor de 1pu é baseado na tensão de pico da rede (311 V). A Potência ativa tem valor nominal de 0,78 pu e a frequência tem valor de 60 Hz.

Observa-se que o sistema original apresenta uma oscilação inicial e volta a condição nominal após 5 segundos.

Com a inserção periódica de geradores eólicos torna a resposta dinâmica do sistema em oscilatória.

Além disso os sistemas exigem um maior intervalo de tempo para retornar ao seu valor nominal após a remoção da falta trifásica.

O sistema com 25% de energias renováveis apresenta um comportamento oscilatório para todos os parâmetros analisados. Contudo o mesmo ainda converge para o valor nominal após a retirada da falta.

A frequência do mesmo apresenta o valor mais oscilatório, o que demonstra a influencia da inércia síncrona na variação desse parâmetro (RoCoF).

Os demais sistemas (50% e 75%) apresentam um comportamento de divergência após a inserção da falta, e a simulação é interrompida. Ou seja, o fluxo de potência não consegue retornar ao seu ponto de equilíbrio pós falta.

2) *Variação de carga:* A variação de carga é dada pela diminuição de 20% da carga nominal da área A de 967 MW para 773,6 MW no tempo de 2 segundos, mantendo-se nesse valor até o término da simulação.

A Fig. 11 apresenta o resultado dessa variação em todos os casos analisados.

Observa-se que para o caso nominal a tensão sofre uma variação e passa a ter valor nominal de 0,72 pu, devido a diminuição da carga do sistema.

A potência ativa sofre uma ligeira diminuição, passando a assumir o valor de 0,75 pu, e o frequência aumenta para 60,1

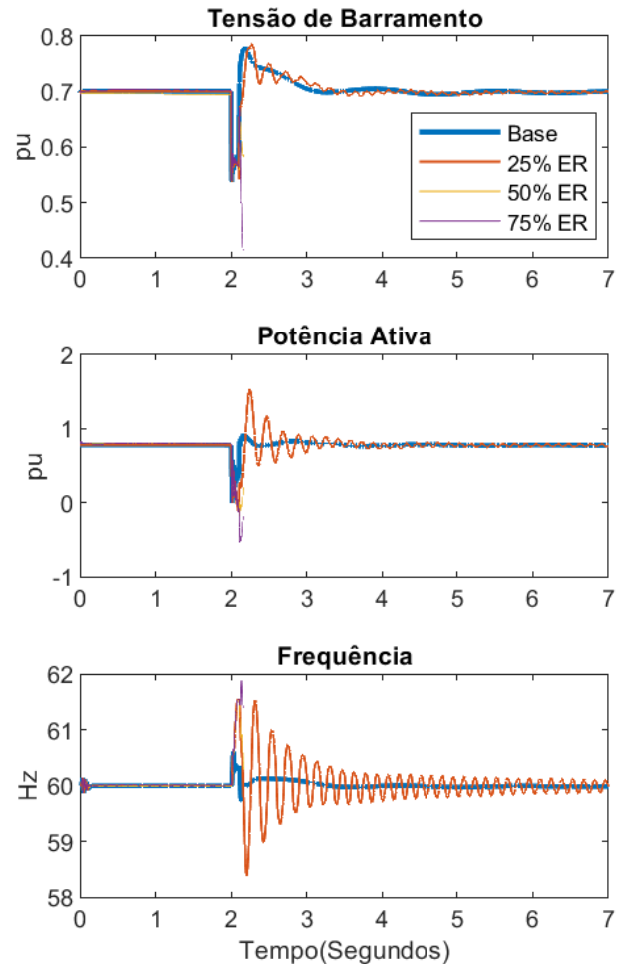


Fig. 10. Falta Fase A,B,C e Terra

Hz.

O sistema com 25% de energia renovável apresenta oscilações com a mudança de carga. Contudo o mesmo estabiliza-se no novo valor nominal, da mesma maneira que o caso anterior.

Com a inserção de dois ou mais geradores eólicos o sistema torna-se instável após a mudança de carga, oscilando em torno do novo valor nominal. As oscilações tornam-se mais evidentes conforme a maior influencia dos geradores eólicos e, conseqüentemente, redução de geradores síncronos.

Nota-se também que conforme se diminuem o número de geradores síncronos no sistema, e conseqüentemente se elevam o número de geradores eólicos, as oscilações do sistema possuem uma maior frequência, já que o sincronismo criado pela interligação dos geradores síncronos é diminuindo com tal alteração.

Pode-se observar a influência direta da inércia síncrona nesse caso, já que os geradores síncronos conseguem equilibrar a



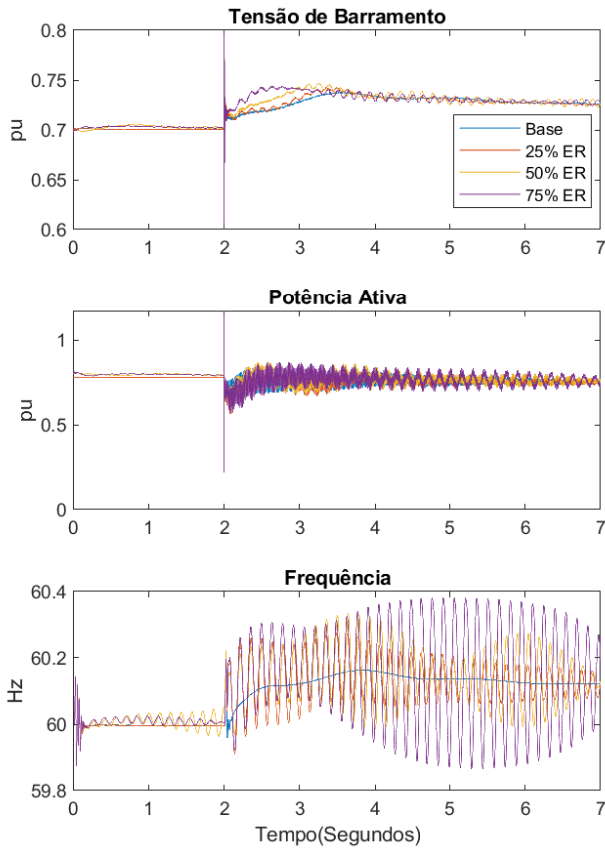
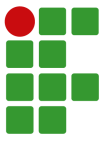


Fig. 11. Variação de Carga

variação geração-carga.

A diminuição desse parâmetro impede tal equilíbrio, tornando o sistema instável, o que comprova a importância da inércia síncrona para a estabilidade de sistemas elétricos de potência.

3) *Variação potência mecânica de entrada gerador síncrono:* A próxima análise se baseia na alteração elevação de 5% da potência de entrada de um gerador síncrono. A Fig. 12 apresenta esse resultado.

No caso base o sistema faz a transição para o novo valor nominal de maneira suave, já que os geradores síncronos equilibram tal variação, evitando oscilações.

Assim o degrau de potência eleva a potência ativa do sistema de 0,78 pu para 0,819 pu. Com isso a tensão de barramento é elevada para 0,702 pu e frequência se mantém em 60 Hz.

O caso referente a 25% de energias renováveis, tem um comportamento similar ao caso base, ou seja, os geradores síncronos restantes ainda conseguem amortecer essa variação de maneira efetiva.

Partindo para os casos de 50% e 75 % de energias renováveis, novamente a uma instabilidade do sistema, onde o mesmo torna-se oscilatório.

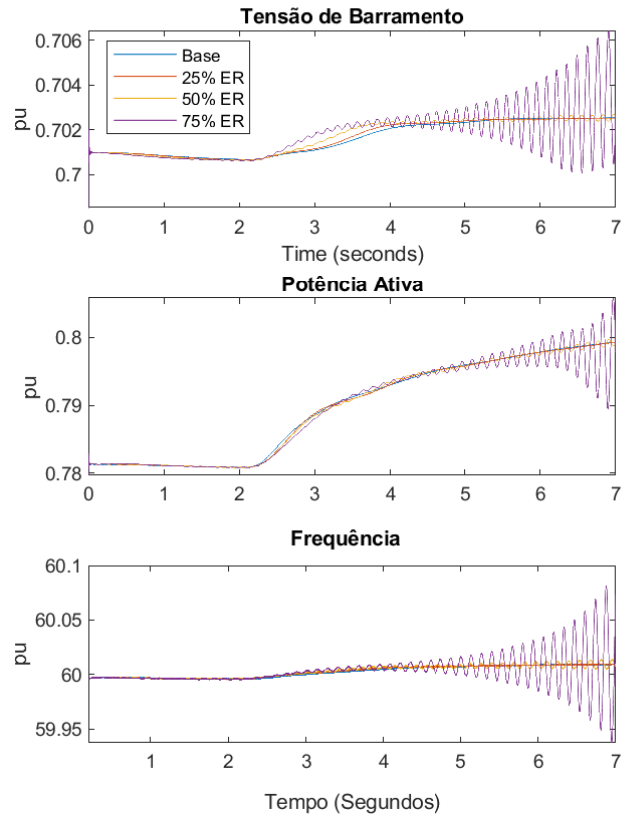


Fig. 12. Variação Potência de Entrada

Com as análises realizadas observa-se o impacto direto da inércia síncrona quando a variações paramétricas ou inserção de perturbações no sistema. A diminuição desse parâmetro, gerada pelas alterações do sistema base, tornam o sistema oscilatório, e posteriormente instável.

Assim nota-se a importância de um estudo detalhado da estabilidade de sistemas de energia com alta penetração de energias renováveis, já que os mesmos tornam-se mais oscilatórios e sensíveis a variações paramétricas do que os sistemas tradicionais a gerador síncrono.

### C. Análise Transformada de Fourier

Para se observar de maneira a variação da frequência nos sistemas analisados, de maneira mais efetiva, a FFT (*Fast Fourier Transform*) é utilizada.

Para isso o caso onde ocorre a variação de carga tem sua FFT analisada, comparando-se a variação de frequência do caso base com o caso de 75% de Energias renováveis. A Figura 13 mostra esse resultado.

O caso base mantém grande parte de sua frequência em seu valor nominal, já o caso com 75% de energias renováveis apresenta variações de até 64,32 Hz, com amplitude de 0,7 pu. Valores superiores a 0,5 podem causar danos irreparáveis a equipamentos conectados a rede elétrica.

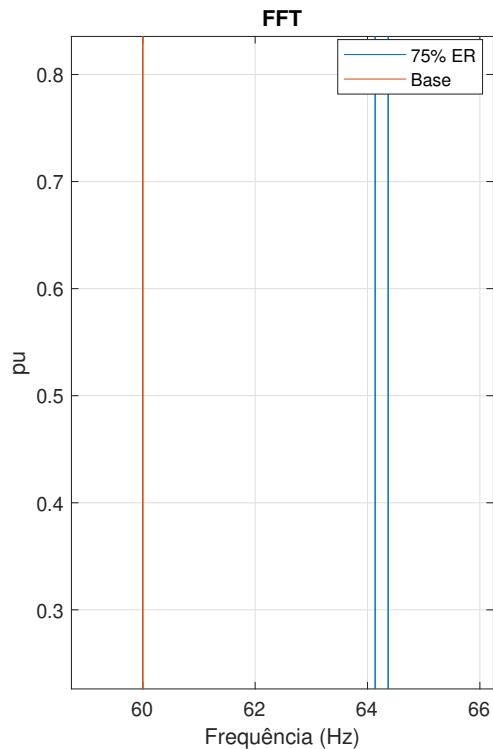


Fig. 13. FFT Sistemas Base e 75% ER

Admite-se uma faixa de variação na frequência para a operação do sistema, estabelecida entre  $60 \pm 0,5$  Hz. Variações entre estes limites são constantemente observadas como consequência do balanço dinâmico entre a geração e a carga, cuja característica é variante no tempo. No entanto, variações maiores que as estabelecidas podem indicar situações de faltas ou de sobrecarga do sistema. [24]

Neste contexto, verifica-se a importância da frequência para o SEP, especialmente se esta não respeitar os limites estabelecidos para a sua operação normal. Isto pode acarretar sérios problemas ao funcionamento dos equipamentos conectados a rede elétrica, tais como bancos de capacitores, geradores, motores e linhas de transmissão, comprometendo desta forma, o equilíbrio do SEP como um todo.

Assim observa-se a importância do parâmetro de inércia síncrona para manter a frequência em um valor próximo ao nominal em situações adversas, auxiliando na estabilidade do SEP como um todo.

#### IV. CONCLUSÃO

Nesse trabalho foi possível verificar a análise do comportamento dinâmico de um sistema com alta penetração de energias renováveis, onde a inércia síncrona torna-se menos presente.

Com a análise comparativa entre um sistema composto por geradores síncronos, com três sistemas que aumentam de forma

gradual o número de unidades de geração renováveis demonstra o impacto da inércia síncrona em um SEP.

O sistema elétrico de *Kundur* foi analisado e posteriormente modificado pelo autor visando uma maior influência de geração renovável no mesmo. Para isso foram utilizadas fontes eólicas, que possuem a ausência de inércia síncrona, já que há um desacoplamento de geração e carga pela utilização de conversores de potência.

Assim estudou-se o sistema original, e suas modificações com 25%, 50% e 75% respectivamente.

Para realizar tal análise os sistemas foram linearizados, para assim avaliar a influência de seus polos no comportamento desses.

A análise modal dos quatro sistemas demonstrou uma estabilidade para o sistema original e para o sistema com um gerador eólico. Contudo houve uma instabilidade quando substituíram-se dois, e posteriormente três geradores síncronos por fontes eólicas, apresentando polos no semiplano direito do mapa de polos e zeros.

A partir desse resultado avaliou-se o comportamento de todos os sistemas perante a variações paramétricas e inserção de perturbações nos mesmos. Para isso foram aplicados curto-circuito, variações de carga e variação de potência de entrada de gerador aos mesmos.

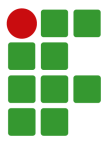
A análise do sistema linear foi comprovada pela análise gráfica, onde o comportamento do sistema torna-se instável para variações de carga e de potência de entrada quando se inserem dois ou mais geradores eólicos no sistema, e apresentou um comportamento oscilatório para faltas trifásicas em tais sistemas.

Assim foi observado o impacto direto da inércia síncrona em SEP's, onde a mesma tem papel fundamental para manter tais sistemas dentro de um regime estável.

Nota-se que a crescente penetração de fontes de energia renováveis em SEP's deve representar uma preocupação em relação à estabilidade de tais sistemas. É necessário o incentivo em estudos aprofundados sobre métodos efetivos de controle para mitigar tais problemas. Como exemplo, propõe-se um estudo sobre formas de se emular inércia (inércia virtual) a fim de aumentar a inércia aparente de SEP com elevada penetração de fontes de energia renováveis.

#### REFERÊNCIAS

- [1] A. E. . I. E. Diálogos, *Report on the Brazilian Power System*, ICS, 2019.
- [2] A. Almutairi, *Enhancement of Power System Stability Using Wide Area Measurement System Based Damping Controller*, Faculty of Engineering and Physical Sciences, 2010.
- [3] IEA, *Renewables 2019*, Paris, 2019.
- [4] F. A. Pablo Ledesma, E. D. Castronuovo, *Optimal Curtailment of Non-Synchronous Renewable Generation on the Island of Tenerife Considering Steady State and Transient Stability Constraints*, MDPI, 2017.



- [5] B. Kroposki, *Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems*, MPCE, 2017.
- [6] R. W. K. B. K. a. M. O. Paul Denholm, Trieu Mai, *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*, NREL, 2020.
- [7] S. A. B. e. Lucian Toma, Mihai Sanduleac, *On the Virtual Inertia Provision by BESS in Low Inertia Power Systems*, UFSC, 2018.
- [8] I. T. Bálint Hartmann, István Vokony, *Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—Overview of recent experiences and marketisation of services*, WILEY, 2018.
- [9] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1a ed., McGraw-Hil, New York, 1994.
- [10] ENTSO-E, *Rate of Change of Frequency (ROCOF) withstand capability*, entsoe, 2017.
- [11] P. Tielens, P. Henneaux, S. Cole, *Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions*, ASSET, 2018.
- [12] G. M. V. Gil, et al., *Photovoltaic energy in South America: Current state and grid regulation for large-scale and distributed photovoltaic systems*, Elsevier, 2020.
- [13] IEA, “Solar PV power generation in the Sustainable Development Scenario, 2000-2030”, , Nov 2020, URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-power-generation-in-the-sustainable-development-scenario-2000-2030/>.
- [14] O. López-Lapeña, M. T. Penella, M. Gasulla, *PA New MPPT Method for Low-Power Solar Energy Harvesting*, IEE, 2010.
- [15] S. KOURO, J. I. LEON, D. VINNIKOV, P. L. G. FRANQUELO, *Grid-Connected Photovoltaic Systems*, IEEE, 2015.
- [16] N. H. Baharudin, T. M. Nizar, F. Abdul, H. R. Ali, M. I. Misrun, *Topologies of DC-DC Converter in Solar PV Applications*, UniMAP, 2017.
- [17] F. Vignola, F. Mavromatakis, J. Krumsick, *Performance Of PV Inverters*, University of Oregon, 2014.
- [18] F. E. V. Taveiros, *Sistema de Conversão de Energia Eólica Baseado no Gerador de Indução Duplamente Alimentado: Análise e Contribuição ao Controle da Máquina*, UFRN, 2014.
- [19] S. y. H. G. Hasan Ul Banna, Alvaro Luna, P. Rodriguez, *Impacts of Wind Energy In-Feed on Power System Small Signal Stability*, UPC, 2014.
- [20] e. Rachid Dabou, *Impact of partial shading and PV array power on the performance of grid connected PV station*, UFSC, 2017.
- [21] D. Zografos, M. Ghandhari, *Estimation of Power System Inertia*, UFSC, 2016.
- [22] E. Sorrentino, *Comparison among typical input signals of different types of Power System Stabilizers (PSS)*, IEE, 2020.
- [23] L. F. Carbonera, *Comparação de Funções Objetivo para Seleção de PSS*, Santa Maria, 2015.
- [24] D. Barbosa, *Filtragem adaptativa para a estimação da frequência em sistemas elétricos de potência*, Scielo, 2008.

## ANEXO 1

Nessa seção são apresentados os dados dos geradores síncronos, sistemas de geração eólica, linhas de transmissão e cargas dos sistemas estudados.

### A. Dados Gerais

#### Frequência

$$f = 60 \text{ Hz}$$

#### Transformadores

$$S_T = 900 \text{ MVA} \mid V_T = 20/230 \text{ kV} \mid X_T = 0,15 \text{ pu}$$

#### Linhas de transmissão

$$X = 0,5 \Omega/\text{km} \mid R = 0,05 \Omega/\text{km}$$

$$l_{12} = l_{23} = 25 \text{ km}$$

$$l_{13} = l_{31} = 200 \text{ km}$$

#### Cargas

$$L_1 : \left\{ \begin{array}{l} P = 967 \text{ MW} \\ P = 1767 \text{ MW} \end{array} \right. \mid \left\{ \begin{array}{l} Q_L = 100 \text{ MVar} \\ Q_L = 100 \text{ MVar} \end{array} \right. \mid \left\{ \begin{array}{l} Q_C = 387 \text{ MVar} \\ Q_C = 537 \text{ MVar} \end{array} \right.$$

### B. Geradores síncronos

#### Gerador

$$S_G = 960 \text{ MVA} \mid \begin{array}{l} V_{1-4} = 1 \\ \lambda_2 = 0^\circ \end{array} \mid \begin{array}{l} \lambda_3 = -15,88^\circ \\ \lambda_4 = -26,53^\circ \end{array} \\ P_{1,2,4} = 0,778 \mid P_3 = 0,799 \mid X_d = 1,8 \\ X_q = 1,7 \mid R_s = 0,0025 \mid H = 6,5 \text{ s}$$

### C. Geradores eólicos

#### Gerador

$$S_G = 960 \text{ MVA} \mid V_n = 575 \text{ V} \mid R_s = 0,00706 \\ R_r = 0,005 \mid Llr = 0,156 \mid P_3 = 0,799 \\ L_m = 2,9 \mid H = 5,04 \text{ s} \mid Lls = 0,171$$

#### Turbina

$$P_G = 700 \text{ W} \mid \text{speed} = 0,7 \mid Kp = 500 \mid \omega_r = 45^\circ$$

#### Conversor

$$P_{MAX} = 0,5 \mid L = 0,15 \mid R = 0.0015 \mid V_{CC} = 1200 \text{ V}$$

**DANIEL CESAR PICCOLI**

**DÉFICIT DE INÉRCIA SÍNCRONA: UM ESTUDO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA  
COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS**

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, e aprovado na sua forma final pela comissão avaliadora abaixo indicada.

Jaraguá do Sul, 19 de Agosto de 2021

---

Prof. Dr. Rodrigo Trentini Preuss  
Orientador  
IFSC – Campus Jaraguá do Sul – Rau

---

Prof. MSc Aldo Zanella Junior  
IFSC – Campus Jaraguá do Sul – Rau

---

Prof. Dr. Fernando Buzzulini Prioste  
UDESC/CCT

---

Prof. Dr. Rodrigo Trentini Preuss  
IFSC – Campus Jaraguá do Sul – Rau



Datas e horários baseados no fuso horário (GMT -3:00) em Brasília, Brasil  
**Sincronizado com o NTP.br e Observatório Nacional (ON)**  
Certificado de assinatura gerado em 19/08/2021 às 10:19:42 (GMT -3:00)

TermoDeAprovacao\_TCC\_EngEletrica\_IFSC\_JGS\_RAU\_18082021\_DanielCesarPiccoli.docx.pdf

ID única do documento: #7cc10804-e86a-4a8d-919d-0e1c0338420e

Hash do documento original (SHA256): 16f1285ac58ce5d7d3e492145354ef391002bb3995d02c652d21ea63393e6699

Este Log é exclusivo ao documento número #7cc10804-e86a-4a8d-919d-0e1c0338420e e deve ser considerado parte do mesmo, com os efeitos prescritos nos Termos de Uso.

## Assinaturas (4)

- ✓ **Aldo Zanella Junior (Participante)**  
Assinou em 19/08/2021 às 10:27:29 (GMT -3:00)
- ✓ **Rodrigo Trentini Preuss (Participante)**  
Assinou em 19/08/2021 às 10:58:01 (GMT -3:00)
- ✓ **FERNANDO BUZZULINI PRIOSTE (Participante)**  
Assinou em 19/08/2021 às 18:18:30 (GMT -3:00)
- ✓ **Rodrigo Trentini Preuss (Participante)**  
Assinou em 19/08/2021 às 11:03:20 (GMT -3:00)

## Histórico completo

### Data e hora

19/08/2021 às 10:27:29  
(GMT -3:00)

### Evento

Aldo Zanella Junior (Autenticação: e-mail azanella@ifsc.edu.br; IP: 187.255.237.236) assinou. Autenticidade deste documento poderá ser verificada em <https://verificador.contraktor.com.br>. Assinatura com validade jurídica conforme MP 2.200-2/01, Art. 10o, §2.

**Data e hora**

**Evento**

19/08/2021 às 10:19:43  
(GMT -3:00)

Rodrigo Trentini Preuss solicitou as assinaturas.

19/08/2021 às 10:58:01  
(GMT -3:00)

Rodrigo Trentini Preuss (Autenticação: e-mail rodrigo.trentini@gmail.com; IP: 190.102.49.159) assinou. Autenticidade deste documento poderá ser verificada em <https://verificador.contraktor.com.br>. Assinatura com validade jurídica conforme MP 2.200-2/01, Art. 10o, §2.

19/08/2021 às 11:03:20  
(GMT -3:00)

Rodrigo Trentini Preuss (Autenticação: e-mail rodrigo.trentini@ifsc.edu.br; IP: 190.102.49.159) assinou. Autenticidade deste documento poderá ser verificada em <https://verificador.contraktor.com.br>. Assinatura com validade jurídica conforme MP 2.200-2/01, Art. 10o, §2.

19/08/2021 às 18:18:30  
(GMT -3:00)

FERNANDO BUZZULINI PRIOSTE (Autenticação: e-mail fernando.prioste@udesc.br; IP: 186.222.12.127) assinou. Autenticidade deste documento poderá ser verificada em <https://verificador.contraktor.com.br>. Assinatura com validade jurídica conforme MP 2.200-2/01, Art. 10o, §2.

19/08/2021 às 18:18:30  
(GMT -3:00)

Documento assinado por todos os participantes.