



## GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

### MEDIDAS OPERATIVAS PARA MELHORIA DA ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA DO SIN EM CENÁRIOS COM EXPRESSIVA PENETRAÇÃO DE FONTES EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS

**FABRICIO A. MOURINHO (1); DANIEL HAUSER (1); TATIANA M. L. ASSIS (1); GLAUCO N. TARANTO (1); DJALMA M. FALCÃO (1); CARLOS E. V. PONTES (2); JOHN GRAHAM (3); PAULO C. V. ESMERALDO (3); AUGUSTO TIETZ (3); MA SHICONG (4)**

**COPPE/UFRJ (1); POWERCONSULT (2); STATE GRID BRAZIL HOLDING (3); CEPRI (4);**

#### RESUMO

Esse trabalho investiga diferentes soluções para aumentar a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN) frente a perdas de grandes blocos de geração, com intuito de evitar a atuação do primeiro estágio do ERAC no Brasil. Dentre as medidas avaliadas, está a utilização generalizada do recurso de inércia sintética em unidades eólicas, da participação dessas unidades na regulação primária de frequência, o aumento da inércia via instalação de compensadores síncronos adicionais, o aumento da reserva girante via reversão de compensadores síncronos para unidades geradoras e ainda a utilização de sistemas de armazenamento de energia prestando serviço ancilar de *fast frequency response* ao SIN.

#### PALAVRAS-CHAVE

Estabilidade de frequência, Geração renovável, Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

A operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) até meados da década de 2000 era baseada essencialmente em máquinas síncronas como o principal componente de geração de energia. A utilização de máquinas síncronas diretamente conectadas à rede agrega benefícios para a operação dos sistemas elétricos, com destaque para o controle dinâmico do perfil de tensão da rede, elevação dos níveis de curto-circuito, resposta inercial e a regulação primária da frequência elétrica do sistema.

Entretanto, observa-se em vários países uma política energética que conduz ao aumento da participação de fontes renováveis para geração de eletricidade, seja para substituição das usinas baseadas em combustíveis fósseis com consequente redução das emissões de carbono, seja para atender à demanda crescente por energia. No SIN, essa expansão tem ocorrido principalmente na região Nordeste, entretanto, também se observa um crescimento significativo de energia eólica na região Sul e de geração fotovoltaica nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, notadamente no estado de Minas Gerais. As usinas de geração eólica e fotovoltaica não agregam resposta inercial ao sistema, como é natural nas usinas convencionais, trazendo preocupação aos operadores dos sistemas elétricos.

O aumento das taxas de variação de frequência, resultado de uma redução da inércia equivalente dos sistemas, pode impactar de maneira negativa nas margens de estabilidade de frequência. Eventos que resultam em déficits elevados de geração podem provocar afundamentos de frequência e a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) no SIN. Inicialmente, o déficit de potência é atendido pela resposta inercial das máquinas síncronas, as quais convertem a energia cinética dos rotores em energia elétrica, resultando em uma desaceleração e redução da frequência do sistema. Em seguida, ocorre a ação da regulação primária por meio dos reguladores de velocidade, que aumentam a potência mecânica das usinas convencionais. Quando a potência acelerante do sistema passa a ser positiva, a frequência volta a subir, passando por um valor mínimo, denominado nadir de frequência, até atingir um novo ponto de equilíbrio.

Neste cenário, a inércia do sistema tem um papel fundamental no desempenho da frequência, particularmente nos primeiros segundos após o distúrbio, o que permite uma maior margem de tempo para a resposta dos reguladores de velocidade, sem que haja atuação do ERAC. Outro fator relevante para o desempenho da frequência é a reserva de potência operativa (RPO), principalmente das usinas hidroelétricas, que são as usinas onde a reserva do SIN é alocada. Quanto maior a RPO do sistema, mais potência pode ser disponibilizada no âmbito da regulação primária após um déficit de geração, o que tende a reduzir os riscos de atuações do ERAC.

Neste contexto, o objetivo desse trabalho é investigar diferentes medidas operativas para aumentar a resiliência do SIN frente a perdas de grandes blocos de geração, com intuito de evitar a atuação do primeiro estágio do ERAC no Brasil. É notório que cada vez mais a sociedade é eletrointensiva, com uma aversão à falta de suprimento de energia cada vez maior. Desta forma, é imprescindível o direcionamento de estudos e esforços para minimizar a falta de suprimento de energia elétrica, sem desconsiderar os custos associados à implementação de cada medida.

## 2.0 CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

A resposta típica da frequência elétrica de um sistema de potência devido à perda de geração ou a um aumento repentino na carga está ilustrada na Figura 1, e pode ser dividida em 3 etapas principais em termos do tempo de atuação do controle de frequência: resposta inercial, regulação primária e regulação secundária [1]. Neste trabalho, o foco é na resposta inercial e na regulação primária da frequência.

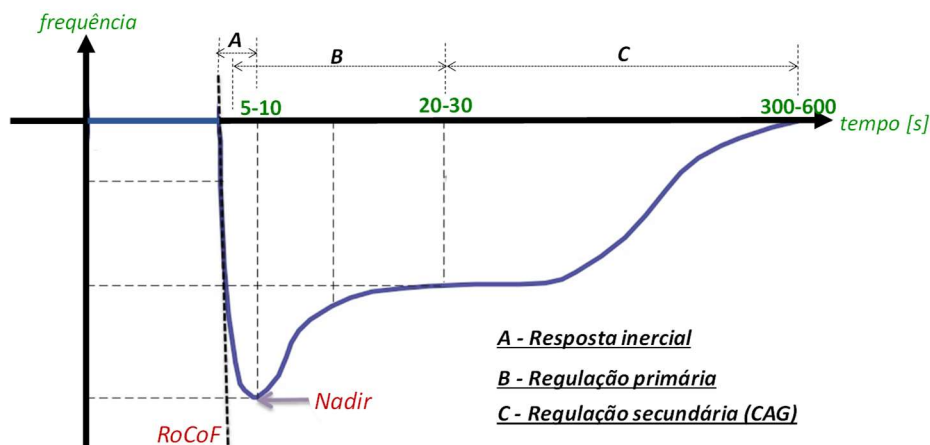


Figura 1— Resposta da frequência devido à perda de geração ou a um aumento repentino na carga, com suas respectivas janelas de tempo de atuação de controle de frequência.

Quando um grande desbalanço carga-geração ocorre, como uma perda de um bloco geração, por exemplo, pela equação de oscilação de uma máquina síncrona, o gerador começa a desacelerar e a energia cinética armazenada nas massas girantes das máquinas sincronizadas com a rede é naturalmente extraída, dessa forma, resultando no declínio da velocidade do rotor (i.e., resposta inercial) que se manifesta como uma redução na frequência da rede elétrica. A taxa de variação da frequência, nos primeiros instantes após a ocorrência do distúrbio, é determinada por diversos fatores, mas especialmente pela inércia das máquinas sincronizadas com a rede elétrica (incluindo-se geradores, compensadores e motores síncronos) [2]. Neste contexto, a redução de geração convencional (síncrona), causada pelo aumento de geração renovável conectada via inversores, resulta na redução da inércia sincronizada global do sistema, assim, levando a maiores taxas de variação da frequência.

Decorrido um tempo após a contingência, os reguladores de velocidade dos geradores síncronos começam a responder ao desvio de frequência do sistema, aumentando a potência mecânica das máquinas. Em algum momento, após a frequência atingir o nadir, o sistema retorna à frequência nominal devido à atuação da regulação primária (*droop*) combinada com a regulação secundária (CAG – controle automático de geração) [2].

Qualquer energia adicional injetada antes do nadir irá reduzir o desvio de frequência, e por conseguinte também reduzirá o nadir. Este conceito é importante na discussão acerca da necessidade de injeção de potência ativa para mitigar o declínio da frequência diante de contingências severas [2]. Desse modo, neste artigo, serão investigadas, inicialmente, duas formas de controle de frequência providas por usinas eólicas com potencial de melhorar a resposta da frequência do SIN: inércia sintética e reserva de potência (regulação primária).

## 3.0 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS E PREMISSAS

### 3.1 Cenários Avaliados

Para as simulações deste artigo, é elaborado um conjunto de 7 casos que representam o aumento da geração eólica nas regiões Nordeste e Sul do país, conforme apresentado na Tabela 1. Estes casos derivam do cenário Sudeste Importador Máximo, no patamar de carga leve, extraído dos casos limites do PAR 2024 do ONS [3]. A carga total em todos os casos é de 67.196 MW. Vale destacar que à medida que geração eólica é adicionada ao sistema, geração convencional é reduzida, portanto conforme os casos evoluem do Caso 1 ao Caso 7, a inércia total do sistema é gradualmente reduzida, como pode ser notado na Tabela 1.

Tabela 1 – Descrição dos Cenários avaliados – Verão Leve 2024.

Caso	Geração Eólica			FNS	$\Sigma$ Elos	Inércia (MW.s)	Reserva Girante nas UHEs
	Norte & Nordeste	Sul	Total				
	MW	MW	MW				
01	4.082	498	4.580	3.911	18.800	298.795	8.579
02	6.276	498	6.774	3.447	18.800	289.558	8.197
03	6.276	751	7.027	3.850	18.800	284.274	8.550
04	9.298	1.127	10.425	2.805	18.800	266.389	8.627
05	10.889	1.315	12.204	2.717	18.800	255.650	7.994
06	12.405	1.503	13.908	2.533	18.800	251.476	8.658
07	13.894	1.503	15.397	2.525	18.800	242.418	8.465

### 3.2 Premissas Adotadas

O modelo dinâmico adotado para todas as usinas eólicas do SIN é o modelo DFIG da GE de 1.6 MW, implementado no programa ANATEM do CEPEL, conforme ilustra o diagrama simplificado da Figura 2. Para mais detalhes sobre o modelo dinâmico do gerador eólico, pode-se consultar os relatórios [4] e [5]. A escolha de utilizar o mesmo modelo dinâmico para todos os geradores eólicos objetiva uniformizar e simplificar as análises, dado que o SIN é um sistema complexo e seu banco de dados apresenta uma grande variedade de modelos de diferentes fabricantes de geradores eólicos empregando diversas filosofias de controle.

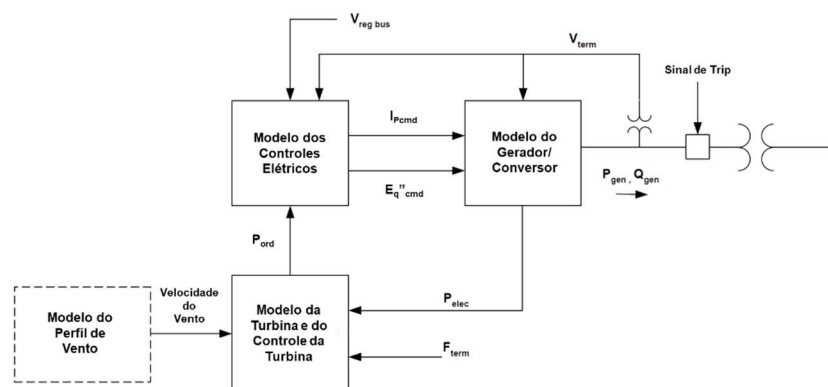


Figura 2 – Estrutura geral do modelo dinâmico do gerador eólico DFIG da GE. Fonte: adaptado de [5].

Os 7 casos são simulados adotando a premissa de bloquear os reguladores de velocidade das usinas térmicas, os quais possuem um comportamento mais otimista que o comportamento real observado durante ocorrências no SIN, tal como discutido em [6]. O evento simulado é a perda do Bipolo 2 de Belo Monte com consequente atuação da Lógica 03 de um sistema especial de proteção - SEP [7], a qual efetua o corte de cerca de 4.000 MW de geração na usina de Belo Monte (corte de 7 unidades geradoras) em todas as simulações apresentadas neste trabalho.

## 4.0 MEDIDAS OPERATIVAS AVALIADAS E RESULTADOS

### 4.1 Inércia Sintética (IS) em Unidades de Geração Eólica

O controle opcional de *WindINERTIA* presente no modelo GE [5] é referido neste artigo apenas por inércia sintética (IS). Na literatura são adotadas diferentes expressões para se referir a esta mesma funcionalidade, sendo sua filosofia de controle bastante similar, isto é, quando uma redução relevante na frequência elétrica da rede é detectada, é disparado um comando para aumento temporário da potência, que por sua vez reduz a velocidade do rotor, assim, extraindo energia adicional para injetar na rede elétrica.

Entretanto, é importante ressaltar que existe uma diferença fundamental na forma que a turbina eólica e o gerador síncrono extraem energia de seus rotores. Geradores síncronos reagem instantaneamente e naturalmente a um déficit de geração injetando energia na rede elétrica, enquanto geradores eólicos precisam de um controle específico para detectar este desbalanço e assim comandar ao conversor uma injeção extra de energia no sistema. Por esta razão, tal controle do conversor é denominado “inércia sintética”.

Quando da ocorrência de eventos que resultam em elevada subfrequência na rede elétrica, o recurso de inércia sintética eleva temporariamente a potência de saída da turbina eólica, na faixa de 5% a 10% de sua potência nominal. A duração deste aumento de potência é na ordem de segundos [5]. Imediatamente após o nadir de frequência, a energia extraída das massas girantes do gerador eólico precisa ser restabelecida, de modo que a velocidade do rotor e a energia cinética das turbinas eólicas retornem aos seus valores pré-falta.

Resumidamente, a filosofia do controle de inércia sintética implementada no modelo GE consiste em medir o desvio da frequência da barra terminal do gerador eólico, e em seguida o sinal passa por uma banda morta que suprime a resposta do controlador até que o erro exceda um limite. Isso assegura que o controle apenas será habilitado durante grandes excursões de subfrequência. Ou seja, as pequenas perturbações contínuas na frequência que caracterizam operação normal do sistema não passam pelo controle [5]. Finalmente, caso o sinal de erro exceda o limite da banda morta ele é multiplicado por um ganho proporcional e então a saída do controle é adicionada à ordem de potência do conversor que, por sua vez, é enviada ao controle elétrico do modelo.

Nesta análise, os 7 casos apresentados na Tabela 1 são simulados sem e com a utilização do recurso de inércia sintética em todas as usinas eólicas do SIN. Na Tabela 2 são apresentadas a frequência mínima (nadir) de todos os casos, além do montante de carga que foi cortado via atuação do ERAC. A Figura 3 apresenta o gráfico da frequência do centro de inércia (CI) do SIN para o Caso 07 sem e com a utilização do recurso de IS.

A partir da Tabela 2, é possível verificar que ao utilizar a premissa de IS ativa em todas eólicas do SIN foi possível evitar a atuação do primeiro estágio de ERAC em todos os casos simulados. Por outro lado, quando este recurso não é considerado, ocorre atuação de ERAC nos 4 casos de menor inércia. Ou seja, a utilização do recurso de IS minimiza os riscos de atuação de ERAC no SIN, auxiliando no desempenho do sistema mesmo em cenários de reduzida inércia sincronizada e elevada injeção de potência por fontes conectadas via inversores.

Tabela 2 - Nadir de frequência e corte de carga sem e com inércia sintética (IS) para os 7 casos.

Caso	Nadir [Hz]		Corte de Carga por ERAC [MW]	
	Sem IS	Com IS	Sem IS	Com IS
01	58,64	58,82	0	0
02	58,52	58,68	0	0
03	58,60	58,88	0	0
04	58,50*	58,71	101	0
05	58,49*	58,56	2648	0
06	58,49*	58,54	3157	0
07	58,49*	58,55	3509	0

\*Nadir não foi menor porque houve atuação de ERAC nestes casos.

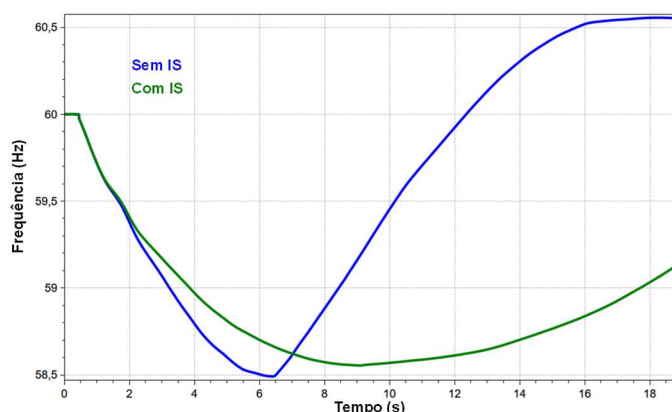


Figura 3 – Resposta da frequência do CI sem e com o recurso de inércia sintética (IS) para o Caso 07.

#### 4.2 Margem de Potência em Unidades de Geração Eólica

Em condições específicas de operação, pode ser necessário restringir a geração eólica, seja em condições de carga leve, por restrições na transmissão ou mesmo para aumentar a confiabilidade do atendimento elétrico, tais como durante eventos de repercussão nacional, como eleições. No Brasil, a restrição de geração eólica usualmente é realizada via comando do ONS para os agentes geradores, mas o montante que foi restringido não fica disponível para ajudar na regulação de frequência do sistema em casos de contingências.

Desta forma, em situações de necessidade de restrição de geração eólica, pode ser benéfico para o sistema contar com determinada margem de folga de geração caso ocorra condições de subfrequência. Alguns códigos de rede europeus já exigem que as usinas eólicas disponibilizem capacidade de controle de potência ativa, tanto em condições de subfrequência quanto em sobrefrequência. No modelo GE utilizado neste trabalho [5], o Controle de Potência Ativa (CPA), quando habilitado, pode realizar uma injeção adicional de potência ativa durante condições de subfrequência de acordo com uma margem de potência previamente disponível. Para viabilizar essa injeção adicional de potência ativa durante condições de subfrequência, é necessário que o controle das turbinas atrase o ângulo de passo para diminuir a eficiência da turbina, reduzindo assim o coeficiente de potência. Entretanto, ao detectar uma condição de subfrequência, o CPA deve otimizar o ângulo de passo e permitir uma injeção de potência ativa adicional no sistema, de acordo com uma curva de referência. Mais detalhes sobre esta estratégia podem ser obtidos em [5].

Neste sentido, os 7 casos previamente apresentados foram simulados com a estratégia CPA habilitada em todas as unidades eólicas do SIN, considerando uma margem disponível de 5% em tais usinas. Ou seja, a potência ativa injetada pelas unidades eólicas antes da perturbação corresponde a 95% da potência máxima que poderia ser injetada nos pontos de operação avaliados. Após a perturbação simulada, ocorre um aumento da potência ativa injetada, de acordo com a curva de referência implementada no WindCONTROL [5]. É importante mencionar que os Procedimentos de Rede ainda não exigem este recurso, desta forma, não há nenhuma referência nos códigos de rede nacionais de como deve ser a curva que relaciona a margem disponível nas usinas eólicas com a subfrequência verificada (característica *droop*). A Figura 4 apresenta a curva de referência de potência ativa em função da subfrequência padrão da GE, denominada Curva Padrão GE, em azul, e uma curva proposta neste trabalho, a qual foi definida de modo a aumentar o aproveitamento da potência injetada pelas unidades eólicas antes da atuação do ERAC. Neste sentido, a curva proposta resulta em ganhos consideráveis para o desempenho de frequência do SIN, tal como ilustrado pelos resultados apresentados na Tabela 3, e pode ser utilizada de forma orientativa para futuras atualizações dos Procedimentos de Rede. Ao utilizar a Curva Proposta, com a mesma margem disponível em relação à Curva Padrão da GE (5 %), foi possível evitar a atuação do ERAC para os 7 casos avaliados.

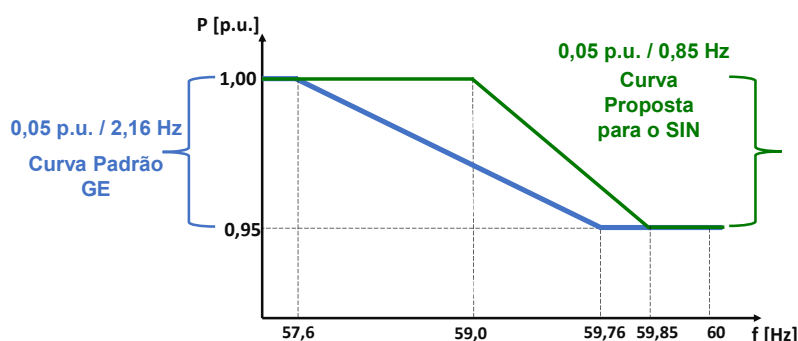


Figura 4 – Curva Padrão GE x Curva Proposta para o SIN.

Tabela 3 - Corte de carga sem e com CPA para os 7 casos.

Caso	Sem CPA	Com CPA (5%): Curva Padrão GE	Com CPA (5%): Curva Proposta
01	0	0	0
02	0	0	0
03	0	0	0
04	101	0	0
05	2648	771	0
06	3157	2725	0
07	3509	3407	0

A Figura 5 ilustra o comportamento da frequência do CI do Caso 07, considerando 3 premissas de controle nas usinas eólicas. A curva em vermelho apresenta um cenário sem nenhuma contribuição das usinas eólicas durante a subfrequência. A curva em azul reflete o desempenho da frequência do SIN, ao considerar que todas as eólicas possuem uma margem de 5% e utilizam a Curva Padrão da GE no CPA. De modo complementar, a curva em verde considera a Curva Proposta para CPA para todas eólicas do SIN, também considerando a mesma margem de 5%. O comportamento da potência ativa de um parque eólico da região Nordeste é apresentado na Figura 6 para as 3 premissas de simulação supracitadas. Pode ser verificado que ao utilizar a Curva Proposta é possível extrair uma maior contribuição das unidades eólicas para a recuperação de frequência do SIN, o que é determinante para evitar a atuação de ERAC neste caso de inércia reduzida.

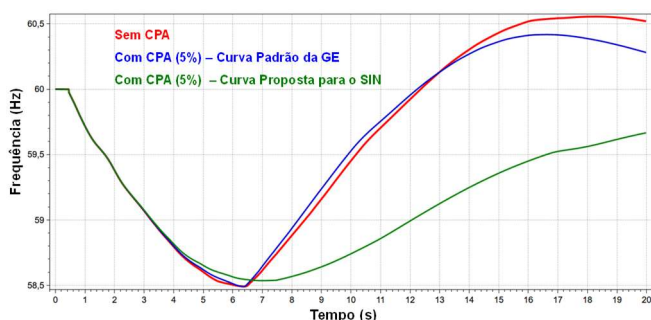


Figura 5 – Resposta da frequência do CI sem e com o recurso CPA para o Caso 07.

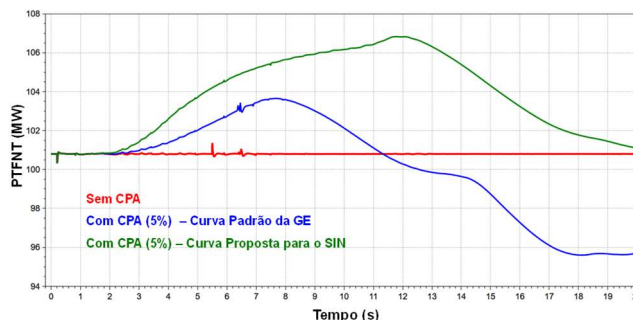


Figura 6 – Potência ativa injetada por um parque eólico com e sem o recurso APC. Caso 07.

#### 4.3 Utilização conjunta do CPA com Margem de Potência e Inércia Sintética em Unidades de Geração Eólica

A utilização simultânea dos recursos Inércia Sintética e Controle de Potência Ativa com margem de potência nas usinas eólicas permite explorar características positivas das duas estratégias, aliando uma rápida resposta de controle, mas sem a necessidade de reduzir a potência injetada abaixo do valor pré-falta para recuperar a velocidade

das pás. Neste contexto, a Figura 7 ilustra o comportamento da frequência do CI do SIN, considerando os dois recursos ativos simultaneamente em 100%, 80%, 60%, 50% e 40% das usinas eólicas do SIN. Se estes recursos estiverem ativos em no mínimo 50% das unidades eólicas (curva em vermelho com Nadir de 58,52 Hz) é possível evitar atuações do ERAC para todos os casos avaliados. De modo complementar, a Figura 8 apresenta o comportamento da potência ativa de um parque eólico do Nordeste, comparando a utilização simultânea destes recursos com a utilização individual de cada um. Estes resultados reforçam a necessidade de atualização dos Procedimentos de Rede, de forma a solicitar ativação de ambos os recursos, principalmente em ocasiões em que são necessárias restrições de geração eólica.

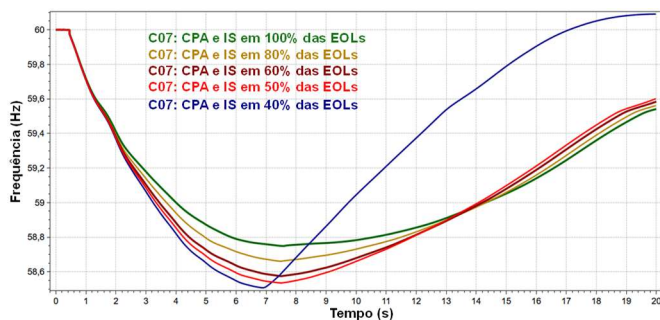


Figura 7 - Resposta da frequência do CI com CPA e IS ativos simultaneamente.

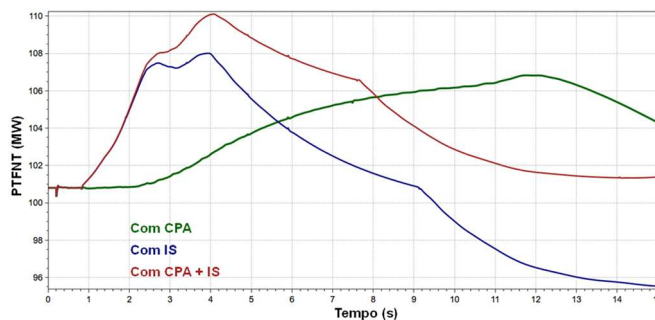


Figura 8 – Potência ativa injetada por um parque eólico com CPA, com IS e com CPA + IS.

## 5.0 RESULTADOS COMPARATIVOS COM OUTRAS SOLUÇÕES

Nesta seção, o Caso 07, sem a utilização do recurso de IS e de CPA, é adotado como cenário base, uma vez que representa o cenário com maiores níveis de geração eólica no SIN e consequente menor inércia, sendo o mais crítico para a análise da frequência. São investigadas as estratégias tradicionais de aumento da reserva girante nas UHEs e da adição de compensadores síncronos. Além disso, também é analisada a inclusão de *Battery Energy Storage Systems* (BESS) no SIN, simulando a prestação de serviço ancilar de *Fast Frequency Response* (FFR).

### 5.2 Aumento da Reserva de Potência Operativa Girante

Uma opção para melhorar o desempenho da frequência de sistemas elétricos é através do aumento da reserva de potência operativa girante. Embora a reserva girante do SIN seja dimensionada e alocada, principalmente, para fazer frente às incertezas associadas à previsão de carga e à previsão de geração renovável variável, ela também desempenha papel fundamental no controle de frequência, sobretudo na etapa de regulação primária. Neste contexto, a partir do Caso 07, o qual possui uma reserva girante de 8.465 MW, máquinas que operavam como compensadores síncronos em UHEs foram revertidas para unidades geradoras, de modo a aumentar a reserva girante, mas mantendo a inércia sincronizada constante. Assim, foram gerados 3 novos casos a partir do Caso 07:

- 1) Caso 70: aumento de cerca 1.000 MW de reserva girante no sistema, totalizando 9.451 MW de reserva girante alocada nas UHEs;
- 2) Caso 71: aumento de cerca de 2.000 MW de reserva girante no sistema, totalizando 10.629 MW de reserva girante alocada nas UHEs;
- 3) Caso 72: aumento de cerca 3.000 MW de reserva girante no sistema, totalizando 11.523 MW de reserva girante alocada nas UHEs;

Apenas a partir do Caso 72, ao realizar um aumento na reserva girante de aproximadamente 3.000 MW foi possível evitar atuação de ERAC no SIN, tal como ilustrado pelas análises sintetizadas na Figura 11 e na Tabela 4, que serão detalhadas na Seção 5.4. É importante mencionar que o aumento da reserva girante pode resultar em quedas de rendimento das unidades geradoras como um todo, o que deve ser quantificado em termos de custo. Ademais, deve-se atentar para que esse aumento de reserva não leve nenhuma unidade geradora a operar em faixas de operação proibitivas com riscos de cavitação.

### 5.1 Adição de Compensadores Síncronos

A adição de compensadores síncronos aumenta a inércia total do sistema, o que diminui as taxas de variação de frequência e fornece mais tempo para que a regulação primária das máquinas atue antes que ocorra a atuação do ERAC. Neste contexto, a partir do Caso 07, foram incluídos compensadores síncronos nas principais UHEs do SIN. Inicialmente, esses compensadores são adicionados em usinas que possuem unidades geradoras com capacidade de operar como compensadores síncronos (potência ativa nula). Em seguida, a estratégia é estressada por meio da

inclusão de compensadores fictícios, ou seja, que não existem no SIN. Desta forma, a partir do Caso 07, o qual possui 242,4 GW.s de inércia total, foram gerados mais 3 casos:

- 1) Caso 73: inclusão de 15 compensadores síncronos espalhados pelo SIN (15 síncronos disponíveis em UHEs do SIN que estavam desligados no Caso 07), totalizando uma inércia total de 258,97 GW.s;
- 2) Caso 74: inclusão de 33 síncronos no SIN (sendo 15 compensadores reais que foram ligados e 18 fictícios), totalizando uma inércia total de 279,79 GW.s;
- 3) Caso 75: inclusão de 45 síncronos espalhados pelo SIN (sendo 15 compensadores reais que foram ligados e 30 fictícios), totalizando uma inércia total de 289,84 GW.s.

É importante mencionar que os intercâmbios do sistema e a reserva girante não foram alterados com a inclusão dos compensadores síncronos (de fato, apenas a inércia foi aumentada). Contudo, apenas a partir do Caso 75 foi possível evitar a atuação do ERAC após a perda do Bipolo 2 de Belo Monte. Ou seja, foram necessários 45 compensadores síncronos adicionais no Caso 07 para evitar o corte de carga por subfrequência. Cumpre ressaltar que o número de compensadores síncronos necessários para evitar a atuação do ERAC pode variar em função da inércia de cada equipamento, sendo que o parâmetro relevante para esta análise é a adição de cerca de 47,5 GW.s de inércia no sistema. A Figura 11 e a Tabela 4 sintetizam os resultados dessa análise e serão detalhadas na Seção 5.4.

### 5.3 Battery Energy Storage Systems (BESS)

Sistemas de Armazenamento de Energia a Baterias, referenciados neste artigo pela sigla em inglês BESS, podem ser utilizados para controle de potência ativa e reativa, regulação de frequência, suporte de tensão, suavização da injeção de potência de fontes variáveis, redução da ponta de carga, suporte para operações ilhadas, dentre outras funcionalidades para sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Para estudos de estabilidade eletromecânica, modelos simplificados de BESS geralmente apresentam resultados satisfatórios, não sendo necessário representar a dinâmica da carga e descarga das baterias, temperatura, dentre outros efeitos específicos [8]. Por outro lado, a dinâmica dos controles associados à potência ativa e à potência reativa são relevantes para estudos de estabilidade transitória. O modelo utilizado neste trabalho foi originalmente implementado no programa ANATEM por [9], o qual é uma adaptação do modelo proposto em [10]. Este modelo é uma representação de sequência positiva e não considera as dinâmicas do lado em corrente contínua, similarmente ao modelo PVD1 do WECC [11], amplamente utilizado para representação de geradores fotovoltaicos. Adicionalmente, no modelo utilizado, o estado de carga das baterias (*state-of-charge* – SoC) não é modelado, sendo assumido que a operação da bateria garantirá energia suficiente para que ela contribua para a regulação de frequência do sistema em casos de contingências, simulando um serviço ancilar de frequência, ainda não empregado no Setor Elétrico Brasileiro.

Neste contexto, a Figura 9 ilustra a estrutura básica do modelo BESS utilizado e a Figura 10 apresenta a resposta de um modelo de 100 MW instalado na região Nordeste, para a contingência simulada. Na aplicação de BESS deste trabalho, é priorizada a injeção de potência ativa durante condições de subfrequências, de modo que toda a capacidade nominal dos inversores seja utilizada para dar suporte de potência ativa no sistema durante condições de déficit de geração. Desta forma, não foi considerado o suporte de tensão destes dispositivos nestas análises. Maiores detalhes sobre os modelos dos BESS podem ser encontrados em [8]-[11].

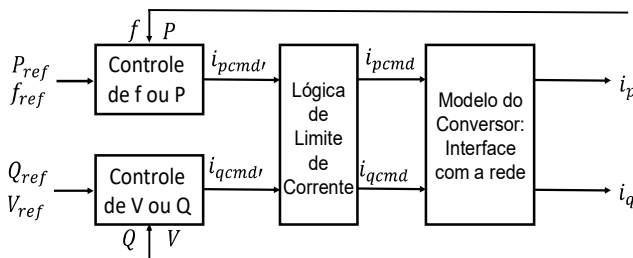


Figura 9 – Estrutura do Modelo BESS utilizado

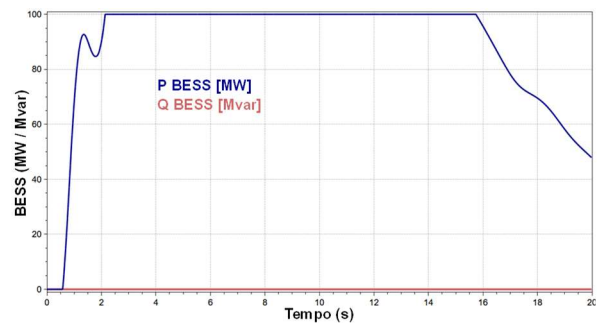


Figura 10 – Resposta do Modelo BESS de 100 MW para a contingência avaliada: Caso 07.

De modo a investigar a quantidade necessária de BESS para evitar atuação do ERAC no SIN, considerando o Caso 07, sem nenhum recurso adicional nas usinas eólicas, foram realizadas simulações aumentando de 100 MW em 100 MW a potência instalada de BESS em barras diferentes da região Nordeste. Ao considerar a instalação de

4x100 MW de BESS no SIN, foi possível evitar atuação de ERAC no Caso 07, ilustrando a eficácia destes dispositivos ao prestarem serviços ancilares de frequência para o SIN.

#### 5.4 Síntese dos Resultados Comparativos

A Figura 11 ilustra o desempenho da frequência do CI do SIN, considerando a perda do Bipolo 02 de Belo Monte no Caso 07 para 7 diferentes simulações. O cenário base é ilustrado pela curva em verde, a qual é a única que apresenta atuação do ERAC. As demais curvas ilustram o desempenho do sistema ao considerar as soluções supracitadas. Ou seja, cada curva representa uma estratégia para melhorar a resiliência do SIN frente à perda de grandes blocos de geração. O objetivo desta análise é fazer uma comparação técnica imparcial entre as soluções, para ilustrar de maneira qualitativa e quantitativa as vantagens em considerar a contribuição das usinas eólicas na segurança de frequência do SIN.

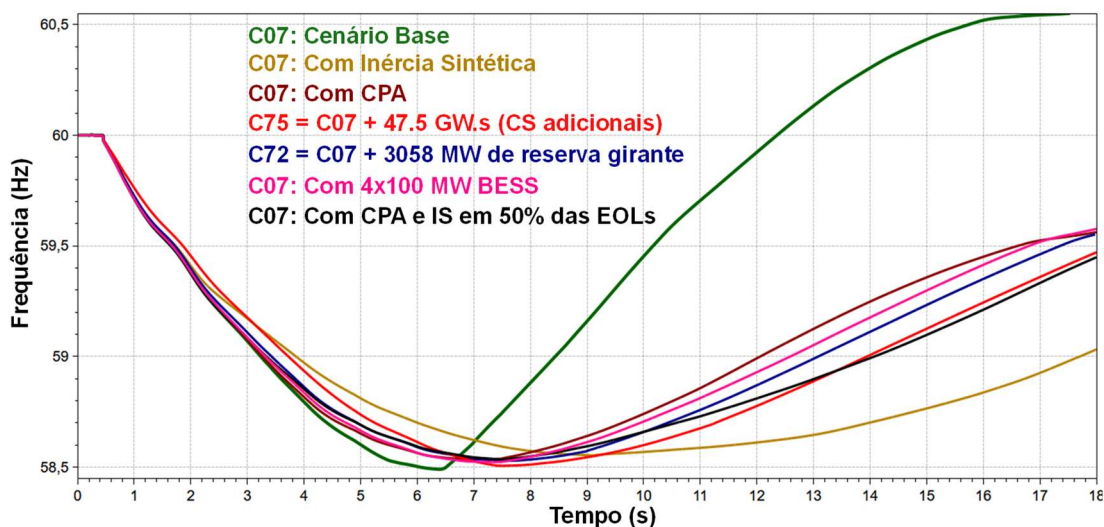


Figura 11 – Comportamento da frequência do CI do SIN. Comparação de diferentes soluções para melhorar o desempenho da frequência.

Adicionalmente, a Tabela 4 ilustra o diagnóstico dos resultados apresentados neste artigo, com foco para o Caso 07 que é o caso de menor inércia. A partir do Caso 07, sintetizado na primeira linha desta tabela, os demais casos ilustram as modificações necessárias para evitar a atuação do ERAC no SIN. De modo geral, as 6 soluções apresentadas na Tabela 4 agregam desempenho dinâmico similar ao SIN, uma vez que foi possível evitar a atuação do ERAC e o valor do nadir foi similar em todos os cenários. Cabe ressaltar que a recuperação da frequência é diferente em cada cenário, mas este parâmetro não foi considerado para classificar as soluções como equivalentes.

Tabela 4 – Resumo dos Resultados.

Caso	Com CPA?	Com IS?	Inércia (GW.s)	Reserva Girante (MW)	BESS (MW)	Corte de Carga (MW)	NADIR [Hz]
07	Não	Não	242,4	8465	0	3509	58,48*
07	Não	Sim	242,4	8465	0	0	58,55
07	Sim	Não	242,4	8465	0	0	58,53
75	Não	Não	289,8	8465	0	0	58,51
72	Não	Não	242,4	11523	0	0	58,53
07	Não	Não	242,4	8465	4 x 100	0	58,51
07	Sim** (50%)	Sim** (50%)	242,4	8465	0	0	58,52

\* Nadir não foi menor por causa da atuação do ERAC.

\*\* Recursos ativados simultaneamente em apenas 50% das usinas eólicas do SIN.

Vale salientar que a Tabela 4 apresenta 6 soluções que foram avaliadas de forma independente para melhorar o desempenho da frequência do SIN, sem analisar o custo de cada solução. Em situações reais, seja no planejamento da expansão ou no planejamento da operação do SIN, o custo de cada aplicação deve ser considerado, tal como a possibilidade da utilização simultânea das soluções discutidas.

## 6.0 CONCLUSÕES

O crescimento significativo das usinas eólicas e fotovoltaicas pode acarretar atuações mais frequentes de esquemas automáticos de corte de carga por subfrequência. No entanto, é notório que a sociedade está se tornando cada vez mais eletrointensiva e com maiores aversões à falta de energia elétrica. Neste sentido, tornam-se imprescindíveis estudos de soluções para aumentar a resiliência dos sistemas de energia elétrica diante destas novas realidades.

Este trabalho ilustrou o ganho que a utilização do recurso de inércia sintética (IS) e controle de potência ativa (CPA) nas usinas eólicas pode trazer para o desempenho da frequência do SIN, reduzindo o risco de corte de carga, mesmo em cenários de elevadas penetrações de geração conectada via inversores. Neste contexto, foi proposta uma curva para o CPA, uma vez que os Procedimentos de Rede ainda não requerem esta modalidade de controle, apesar de ser frequente a restrição de geração proveniente de usinas eólicas. Desta forma, em momentos de restrição de geração eólica, a inclusão do CPA pode aumentar a segurança elétrica do SIN em situações de contingências.

De forma a comparar o desempenho da IS e do CPA com outras soluções, foram realizadas análises de sensibilidade aumentando a inércia do sistema, via adição de compensadores síncronos espalhados pelo SIN. Foi necessário adicionar uma elevada quantidade de compensadores síncronos para evitar atuações do ERAC em cenários de reduzida inércia, medida que pode ser inefetiva. Adicionalmente, também foram realizadas análises de sensibilidade aumentando a reserva girante disponível, simulando uma reversão de compensadores síncronos para unidades geradoras. Foi necessário um aumento de cerca de 3.000 MW na reserva girante do sistema para evitar a atuação do ERAC no caso de menor inércia. Por fim, foi ilustrado que a inclusão de 400 MW de sistemas de armazenamento a baterias (BESS), provendo serviço ancilar de *fast frequency response*, também podem reduzir de maneira significativa os riscos de atuação do ERAC após grandes perturbações.

Em suma, a partir das análises apresentadas neste trabalho, pode ser verificada a importância de alocar recursos de potência ativa adicional nos parques eólicos para manutenção do desempenho dinâmico do sistema. Outrossim, o uso de sistemas de armazenamento de energia também pode melhorar o desempenho dinâmico do sistema, haja vista as características de resposta rápida e elevada taxa de injeção de potência ativa destes dispositivos. O uso de armazenamento pode vir a complementar as funcionalidades disponíveis nos parques eólicos, mas ainda é necessária uma evolução regulatória no Setor Elétrico Brasileiro para valorar de maneira adequada tais atributos.

## 7.0 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à State Grid Brazil Holding S. A. pelo suporte financeiro para a execução deste trabalho.

## 8.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] WU, Z., GAO, W., GAO, T. et al. "State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems". *Journal of Modern Power System and Clean Energy* 6, 1–16, 2018.
- [2] North American Electric Reliability Corporation – NERC, "Fast Frequency Response Concepts and Bulk Power System Reliability Needs", Inverter-Based Resource Performance Task Force (IRPTF) White Paper, USA, Georgia, March 2020.
- [3] ONS, Portal SINtegre, disponível em <<https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/60/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Casos%20de%20Refer%C3%Aancia%20do%20PAR>>, acessado em Março/2020.
- [4] Achilles, S., Miller, N. W., "Modeling of GE 1.5 and GE 1.6 Wind Turbine-Generators for Grid Studies in ANATEM", GE Energy, Sept. 2010.
- [5] Clark, K., Miller, N. W., Gasca-Sanchez, J. J., "Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies", GE Energy, Apr. 2010.
- [6] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "ONS DPL-REL 0327/2020 - Avaliação da Excursão de Frequência do SIN com base em parâmetros de Inércia e Reserva de Potência Operativa," Rio de Janeiro, Dezembro de 2020.
- [7] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "IO-EE.8XG - Instrução de Operação - Esquemas Especiais da Interligação em Corrente Contínua de Xingu - Revisão 17," Rio de Janeiro, July 2020.
- [8] EPRI, "Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models," NB 3002006525, 2015.

- [9] I. B. Oliveira, A. M. L. Silva e J. Jardim, "Comportamento Dinâmico do Sistema Elétrico Isolado de Roraima com penetração de fontes renováveis considerando dispositivos de armazenamento de energia", XXV SNTPEE, Belo Horizonte, 2019.
- [10] Á. Ortega and F. Milano, "Generalized Model of VSC-Based Energy Storage Systems for Transient Stability Analysis," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 3369-3380, Sept. 2016.
- [11] P. Pourbeik, "Simple Model Specification for Battery Energy Storage System," WECC REMTF, MVWG and EPRI, NB 173.003, 2015

## DADOS BIOGRÁFICOS



**Fabricio Andrade Mourinho** possui graduação em Engenharia Elétrica (2013) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência (2016) pela Universidade de São Paulo (EESC/USP). Atualmente é Engenheiro de Estudos Elétricos Sênior no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) junto à Gerência de Planejamento Elétrico de Curto Prazo e aluno de doutorado do Programa de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ). Tem experiência em estudos de planejamento da operação elétrica de sistemas interligados, transmissão em corrente contínua e integração de fontes renováveis de energia, geradores distribuídos e sistemas de armazenamento de energia em redes elétricas.

### (2) DANIEL HAUSER

Daniel Hauser possui graduação (2014), mestrado (2019) e é aluno de doutorado em Engenharia Elétrica pela UFRJ. Atuou como Engenheiro no ONS na área de Planejamento Elétrico e também em Integração e Acesso. Atualmente, é pesquisador no Laboratório de Sistemas de Potência (LASPOT) da COPPE/UFRJ atuando em Projetos de P&D do setor elétrico. Seus campos de interesse são modelagem de sistemas fotovoltaicos, dinâmica e controle de sistema de potência, análise modal.

### (3) TATIANA MARIANO LESSA DE ASSIS

Tatiana Mariano Lessa Assis possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (1998), mestrado (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2007). Realizou pós-doutorado no Imperial College London em 2015, junto ao Control & Power Research Group. Já trabalhou no CEPEL (1998-2001), no ONS (2001-2003) e foi professora da UFF (2006-2011) e da UFRJ (2011-2021). Atualmente, integra o Network Risk & Performance Team na National Grid ESO, UK. Tem experiência na avaliação da segurança dinâmica de sistemas interligados, atuando especialmente na integração de fontes renováveis. É membro do CIGRÉ e Senior Member do IEEE.

### (4) GLAUCO NERY TARANTO

Glauco N. Taranto obteve a graduação na UERJ em 1988, o mestrado na PUC/RJ em 1991, e o doutorado no Rensselaer Polytechnic Institute, EUA em 1994, todos em Engenharia Elétrica. Em 2006, foi visitante em estágio pós-doutoral no Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, Milão, Itália. É Professor Titular do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Presidente do Subcomitê de Estabilidade de Sistemas de Potência do IEEE PES, e coordenador da Força-Tarefa "Integração de modelos de relé com simulação dinâmica RMS". Foi editor do IEEE Transactions on Power Systems (2016-2020).

### (5) DJALMA MOSQUEIRA FALCÃO

Engenheiro Eletricista em 1971 pela UFPR, M.Sc. em 1973 pela COPPE/UFRJ, e Ph.D. em 1981 pela Universidade de Manchester, Reino Unido. Desde 1974, é professor do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ, onde atualmente é Professor Titular. Orientou 37 teses de doutorado e 62 dissertações de mestrado, publicou cerca de 200 artigos técnicos, e coordenou e participou de vários projetos com empresas do setor elétrico brasileiro. É Pesquisador Sênior do CNPq, Fellow do IEEE e Membro Titular da Academia Nacional de Engenharia (ANE).

### (6) CARLOS EDUARDO VIZEU PONTES

Graduado Sistemas de Potência-UFF (1980). Pós-graduação Westinghouse/Penn State University (1989). Professor Departamento Matemática Aplicada-UFF (1980-83). MBA Gerência de Projetos-FGV (2008). Trabalhou na Light (1981-2016) no Planejamento da AT. Representante Light nos grupos de trabalho do ONS e EPE. Integrou grupos de trabalho da ANEEL e ONS na reestruturação do Setor participando da elaboração dos Procedimentos de Rede e dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Gerente de Projetos de P&D ANEEL 2002-2016. Assessor Geral Projeto Olimpíadas 2016 (Light), responsável pela entrega de energia aos Jogos. Engenheiro Consultor POWERCONSULT Engenharia Ltda.

### (7) JOHN FRANCIS GRAHAM

John Graham - Engenheiro Eletricista desde 1965, atuando com transmissão de energia, notadamente HVDC. Anos na ABB, e desde 2013 na SGBH. Trabalhos incluiu o estudo e contratação dos dois elos de UHVDC de Belo Monte,  $\pm 800$  kV, 4000 MW. Recentemente, o foco tem sido em projetos de P&D, incluindo de sistema de transmissão UHVAC

(1000 kV) para integrar energia renovável ao sistema brasileiro. Membro ativo do Cigre SC B4 “HVDC e Eletrônica de Potência” incluindo secretário do TB 388 “Linhas HVDC na Economia de Projetos” e membro do TB 417 “Avaliação Tecnológica de HVDC em 800 kV”.

**(8) PAULO ESMERALDO**

Engenheiro Eletricista pela UFRJ, especialista em Sistemas de Transmissão de Energia. MsC. UNIFEI, IEEE Fellow, CIGRE Technical Committee Award e Membro honorário do CIGRE. Atualmente é Consultor da State Grid Brazil Holding para projetos de P&D. De 2016 a 2020 foi Diretor-Presidente Adjunto da XRTE, responsável pela implantação do Bipolo II UHVDC do Sistema de Transmissão de Belo Monte. Foi Superintendente de Transmissão de Energia da EPE entre 2005 a 2013, envolvido no Planejamento de Transmissão do SIN. Trabalhou 26 anos em FURNAS, onde foi Chefe do Departamento de Planejamento da Transmissão. Autor de mais de cem artigos técnicos.

**(9) AUGUSTO TIETZ**

Engenheiro Eletricista com formação em sistemas elétricos de potência, possui 10 anos de experiência na realização de estudos elétricos para avaliação de impactos sistêmicos de ocorrências e novos empreendimentos. Sólida experiência também na realização e acompanhamento de projetos de pesquisa e desenvolvimento dentro do programa de P&D da ANEEL. Atualmente atua no setor de engenharia da State Grid Brazil Holding como responsável pelo acompanhamento e realização de estudos elétricos para projetos greenfield e brownfield.

**(10) MA SHICONG**

Dr. Ma Shicong, born in 1980, specializes in power system analysis and control. He is now the director of the Emerging Technology Research Sector of Power System Department in China Electric Power Research Institute. He serves as the general secretary of the Power System Professional Committee of Chinese Society for Electrical Engineering, secretary of the IEEE-SA UHVAC WG1, convenor of IEC TC122 WG1 and secretary General of CIGRE C2 China Working Group. He is a member of the IEC SC8A Renewable Energy Access Grid Technical Committee Renewable Energy Grid Roadmap (AHG3) Task Force. He has hosted and participated in several national and company-level scientific research projects, mainly in power system security and stability analysis, artificial intelligence in power system applications, complex networks and autonomous power systems. He led the completion of China's first power international standard "IEEE Guide for Voltage Regulation and Reactive Power Compensation at 1000 kV AC and Above".