



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

### GERAÇÃO DE CENÁRIOS SINTÉTICOS DE PRODUÇÃO EÓLICA DE CURTO PRAZO A PARTIR DE UM ENSEMBLE DE PREVISÕES DISPONIBILIZADAS PELO SINTEGRE

**JOSÉ FRANCISCO MOREIRA PESSANHA (1,2); MARIA ELVIRA PIÑEIRO MACEIRA (2);  
VÍCTOR ANDRADE DE ALMEIDA (1); ALBERT CORDEIRO GEBER DE MELO (2)  
CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (1);  
UERJ - UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (2)**

#### RESUMO

O trabalho descreve uma metodologia para geração de cenários sintéticos de velocidade de vento e de produção eólica, a partir das previsões disponibilizadas diariamente no Sintege. Assume-se que em cada hora do horizonte de estudo as previsões de velocidade de vento sejam realizações de uma distribuição de Weibull. A geração dos cenários de velocidade de vento é realizada por meio de simulações das distribuições de Weibull em cada hora do horizonte, mas preservando as autocorrelações horárias. Por fim, curvas de potência transformam os cenários de velocidade de vento em cenários de produção eólica.

#### PALAVRAS-CHAVE

Energia eólica, Geração de cenários, GAMLSS, Transformação de Nataf, Programação da operação, Sintege.

#### 1.0 INTRODUÇÃO

A participação cada vez mais elevada da produção eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN) aponta para a necessidade do desenvolvimento de técnicas que levem em conta as incertezas decorrentes da intermitência dessas fontes renováveis. A partir de meados de 2018, com o advento do Sintege (<https://sintegre.ons.org.br>), o Operador Nacional do Sistema (ONS) passou a disponibilizar diariamente previsões de velocidade de vento e de produção eólica até 10 dias à frente, agregadas por pontos de conexão (subestações) e com resolução temporal semi-horária. As previsões são acompanhadas de funções matemáticas usadas na conversão da velocidade do vento (m/s) em produção eólica (MW).

Vale destacar que as previsões eólicas disponibilizadas pelo ONS têm sido recentemente utilizadas para a representação dos aproveitamentos eólicos nos modelos que suportam as decisões operativas, como é o caso da programação diária da operação, realizada pelo Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo - DESSEM [1].

Apesar de não conter dados históricos, o Sintege se configura como uma das principais fontes de dados públicos da geração eólica no SIN, pois é a única com dados pareados de velocidade e produção. Assim, se convenientemente explorados em abordagens específicas, os dados do Sintege se constituem em insumos valiosos no processo de representação das incertezas dos aproveitamentos eólicos ao longo de toda a cadeia de modelos de planejamento da operação do SIN, como mais recentemente aconteceu com relação ao Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Médio e Longo Prazos - NEWAVE [2].

As previsões pontuais de velocidade de vento e produção eólica disponibilizadas no Sintege resultam da combinação de previsões de velocidade de vento oriundas de 5 modelos distintos: BAM, CPTEC, ECMWF1, ECMWF2 e GFS; trata-se, portanto, de um *ensemble* de previsões. A existência de um *ensemble* de previsões até 10 dias à frente aponta para a possibilidade da geração de cenários de produção eólica no curtíssimo prazo, i.e., para janelas temporais de 24 horas até 168 horas, bastante úteis na representação da incerteza da geração eólica [3].

O presente trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para a geração de cenários sintéticos de curtíssimo prazo para a produção eólica, a partir das previsões semi-horárias oriundas dos modelos BAM, CPTEC, ECMWF1, ECMWF2 e GFS, disponibilizadas diariamente no Sintege, e das reanálises das médias horárias da velocidade de vento, oriundas do MERRA 2 [4].

Na metodologia proposta assume-se que em cada intervalo horário  $t$  as previsões de velocidade de vento do *ensemble* sejam realizações de uma distribuição de Weibull( $\lambda_t, k_t$ ) [5-8], cujos parâmetros são estimados a partir das próprias previsões por meio do ajuste de modelos aditivos generalizados para localização, escala e forma (Generalized Additive Model for Location, Scale and Shape - GAMLSS) [9].

A geração dos cenários de velocidade de vento é realizada por meio de simulações estocásticas das distribuições de Weibull( $\lambda_t, k_t$ ), ajustadas para cada intervalo horário  $t$  do horizonte de previsão, de tal forma que os valores simulados preservem as autocorrelações temporais, calculadas com base nas reanálises disponibilizadas no MERRA 2. Para alcançar este resultado a metodologia proposta emprega a transformação de Nataf [10]. Na última etapa, os cenários de velocidade de vento são transformados em cenários de produção eólica por meio de funções matemáticas, cujos parâmetros também são disponibilizados no Sintegre.

Para ilustrar a aplicação da metodologia proposta apresentam-se 2000 cenários, com resolução horária até 3 dias à frente, para quatro parques eólicos equivalentes (PEEs), representados no Sintegre por pontos de conexão que agregam aproveitamentos eólicos nas regiões Nordeste e Sul do Brasil. Vale destacar que cenários semi-horários podem ser obtidos por meio da interpolação dos cenários horários.

A seguir, na Seção 2 apresenta-se a descrição da metodologia proposta, acompanhada de uma breve introdução aos modelos GAMLSS e à Transformação de Nataf - principais técnicas consideradas na metodologia para geração de cenários horários da velocidade de vento. Na sequência, na Seção 3 apresentam-se os cenários de velocidade e de geração eólica para quatro PEEs. Por fim, as principais conclusões são apresentadas na Seção 4.

## 2.0 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta pode ser organizada em duas etapas: 1) geração de cenários de velocidade de vento; e 2) geração de cenários de produção eólica.

Na etapa principal (etapa 1), admite-se que a velocidade de vento em cada hora  $t$  seja uma variável distribuída segundo o modelo probabilístico de Weibull [5,6]. Tal premissa apontou para a possibilidade de utilização de modelos GAMLSS na estimação dos parâmetros que definem uma distribuição de Weibull, e da transformação de Nataf na simulação de cenários de velocidade de vento compatíveis com uma dada estrutura de autocorrelações. Assim, a apresentação da metodologia proposta é precedida por uma breve introdução sobre distribuição de Weibull, modelos GAMLSS e transformação de Nataf. A conversão dos cenários de velocidade de vento (m/s) em produção eólica (MW) é realizada na etapa 2, por meio de funções matemáticas que modelam uma curva de potência, cujos parâmetros são disponibilizados no Sintegre.

### 2.1 Distribuição de Weibull

A densidade de probabilidade da velocidade de vento  $w$  pode ser descrita pelo modelo de Weibull, cuja função densidade de probabilidade depende de dois parâmetros ( $\lambda$  e  $k$ ), conforme a seguir:

$$f(w) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \left(\frac{w}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{w}{\lambda}\right)^k} \quad (1)$$

em que  $\lambda$  é o fator de escala (m/s), relacionado ao valor esperado da velocidade de vento, e  $k$  é o fator de forma (adimensional), relacionado com a variabilidade da velocidade de vento (um valor de  $k$  próximo de 1 indica um regime de vento altamente variável, enquanto  $k > 3$  indica um regime estável de vento).

Os parâmetros  $\lambda$  e  $k$  podem ser estimados a partir das medições de velocidade de vento por meio dos métodos de máxima verossimilhança e dos momentos [6,7].

### 2.2 Modelos Aditivos Generalizados para Localização, Escala e Forma - GAMLSS

Introduzidos por Rigby e Stasinopoulos [9], os modelos GAMLSS são modelos de regressão semi-paramétricos, i.e., não modelam apenas a média (localização), mas modelam os parâmetros da distribuição de probabilidade da variável resposta como funções suaves (e.g. *splines* cúbicas) de variáveis explicativas. Nesta classe de modelos, a distribuição de probabilidades da variável resposta  $w$  não se restringe à família de distribuições exponenciais (e.g., distribuição Normal, Binomial, Poisson e Gama), mas inclui distribuições discretas e contínuas com forte assimetria, como por exemplo a distribuição de Weibull, largamente utilizada na modelagem probabilística da velocidade de vento [6,8].

Conforme indicado na equação (1), a função densidade de probabilidade de Weibull da variável aleatória  $w$  tem dois parâmetros: o parâmetro de forma ( $k$ ) e o parâmetro de escala ( $\lambda$ ). Neste caso, considerando uma amostra aleatória de tamanho  $n$  com observações independentes  $\{w_1, \dots, w_n\}$  para a variável resposta, acompanhadas dos respectivos vetores  $\{x_1, \dots, x_n\}$  de variáveis explicativas, a proposta dos modelos GAMLSS consiste em expressar os parâmetros de escala ( $k$ ) e forma ( $\lambda$ ) como funções suaves das variáveis explicativas, por exemplo:

$$g(k_i) = \beta_{o,k} + \sum_{j=1}^J h_{j,k}(x_i) \quad \forall i = 1, n \quad (2)$$

$$g(\lambda_i) = \beta_{o,\lambda} + \sum_{j=1}^J h_{j,\lambda}(x_i) \quad \forall i = 1, n \quad (3)$$

em que  $\beta$  denota os coeficientes a serem estimados,  $h_{j,k}(x)$  e  $h_{j,\lambda}(x)$  representam funções suaves (e.g. *splines* cúbicas),  $J_k$  e  $J_\lambda$  são hiperparâmetros que controlam o grau de suavização do ajuste e  $g()$  é a função de ligação (*link function*), sendo a função logaritmo natural no caso da distribuição de Weibull.

O ajuste do modelo é realizado pelo método da máxima verossimilhança penalizada, conforme descrito em [9].

### 2.3 Transformação de Nataf

Seja  $W = (w_1, \dots, w_p)$  um vetor aleatório com densidades marginais  $f_{w_t}(w_t) \forall t = 1, p$  e matriz de correlações  $R$  conhecida, porém com densidade de probabilidade conjunta não conhecida. Por exemplo, o vetor aleatório  $W$  corresponde ao vetor de velocidades de vento em  $p$  intervalos horários, em que cada velocidade é modelada por uma densidade Weibull( $\lambda_t, k_t$ )  $\forall t=1, p$ . A seguir, a transformação de variáveis aleatórias em (4) relaciona as variáveis do vetor aleatório  $W$  com variáveis aleatórias normalmente distribuídas  $m_t \forall t = 1, p$ :

$$m_t = \Phi^{-1}[F_{w_t}(w_t)] \forall t = 1, p \quad (4)$$

Em (4),  $F_{w_t}(w_t) \forall t = 1, p$  é a densidade de probabilidade Weibull acumulada e  $\Phi$  é a densidade acumulada da distribuição normal padrão. A densidade de probabilidade conjunta do vetor aleatório  $M=(m_1, \dots, m_p)$ , é normal multivariada com matriz de correlações  $R^*$ , cujos elementos  $r_{ij}^*$  (correlação entre  $m_i$  e  $m_j$ ) são funções dos elementos  $r_{ij}$  (correlação entre  $w_i$  e  $w_j$ ) da matriz de correlação  $R$ . Os coeficientes  $r_{ij}^*$  e  $r_{ij}$  guardam a relação indicada em (5) quando as densidades marginais das variáveis em  $W$  seguem o modelo de Weibull, em que  $\mu_i$  e  $\sigma_i$  denotam, respectivamente, a média e o desvio padrão da variável aleatória  $w_i$  [11].

$$r_{ij}^* = r_{ij} \begin{cases} 1,063 - 0,004r_{ij} - 0,2 \left( \frac{\sigma_i}{\mu_i} + \frac{\sigma_j}{\mu_j} \right) - 0,001r_{ij}^2 + 0,337 \left[ \left( \frac{\sigma_i}{\mu_i} \right)^2 + \left( \frac{\sigma_j}{\mu_j} \right)^2 \right] + \\ 0,007 \left[ r_{ij} \left( \frac{\sigma_i}{\mu_i} + \frac{\sigma_j}{\mu_j} \right) - \frac{\sigma_i \sigma_j}{\mu_i \mu_j} \right] \end{cases} \quad (5)$$

Dado que o vetor aleatório  $M$  tem distribuição normal multivariada, amostras do vetor aleatório  $M$  podem ser obtidas por meio de simulações de um vetor aleatório  $Z$ , formado por  $p$  variáveis aleatórias normais  $N(0,1)$  independentes:

$$M = LZ \quad (7)$$

em que a matriz  $L$  é obtida pela decomposição de Cholesky ou decomposição em valores singulares (*Singular Values Decomposition* - SVD) na matriz de correlações  $R^*$ , i.e.,  $R^*=LL^T$ .

Por fim, os vetores  $M$  amostrados passam pela transformação inversa em (8) para que sejam produzidas amostras das distribuições de Weibull( $\lambda_t, k_t$ )  $\forall t=1, p$  correlacionadas de acordo a matriz de correlações  $R$ :

$$w_t = F_{w_t}^{-1}[\Phi(m_t)] \forall t = 1, p \quad (8)$$

### 2.4 Metodologia para geração de cenários de velocidade de vento

Diariamente o ONS disponibiliza previsões semi-horárias de velocidade de vento e de geração eólica para diferentes localidades do SIN. As previsões são publicadas no portal do Sintegre e incluem previsões de velocidade de vento fornecidas por até cinco modelos de previsão numérica: BAM, CPTEC, ECMWF1, ECMWF2 e GFS. Por exemplo, na Figura 1(a) apresentam-se as previsões semi-horárias de velocidade de vento para um período de até três dias à frente, oriundas dos cinco modelos supracitados. Ainda na Figura 1(a) apresenta-se a média ponderada das previsões (previsão combinada), cujas ponderações são apresentadas na Figura 1(b), na qual observa-se que as previsões fornecidas pelos modelos BAM e CPTEC foram ponderadas com valores nulos.

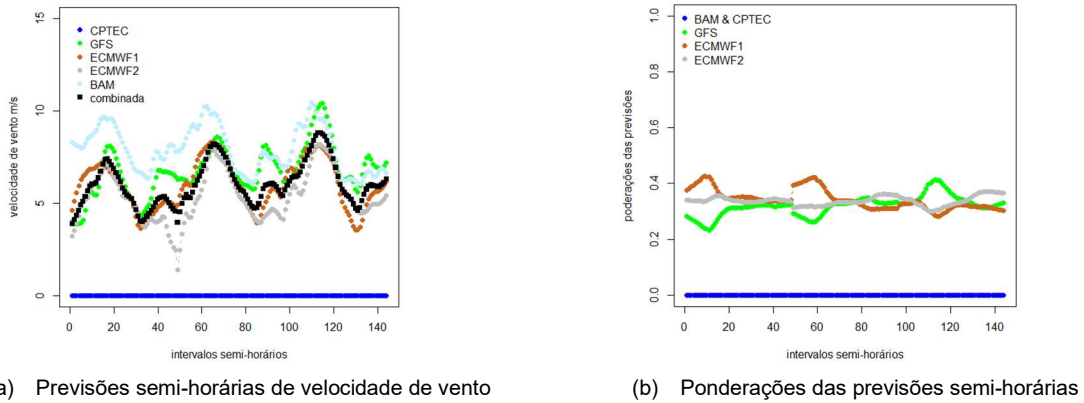


Figura 1 - Previsões semi-horárias de velocidade de vento e respectivas ponderações

Adicionalmente, para cada localidade mapeada no Sintegre, o MERRA 2 [4] disponibiliza uma longa série temporal com reanálises das médias horárias da velocidade de vento a 100 m de altura do solo, a partir da qual calcula-se a respectiva matriz de autocorrelações para uma janela de 72 horas (3 dias), i.e., uma matriz com dimensão 72 x 72, conforme ilustrado na Figura 2.

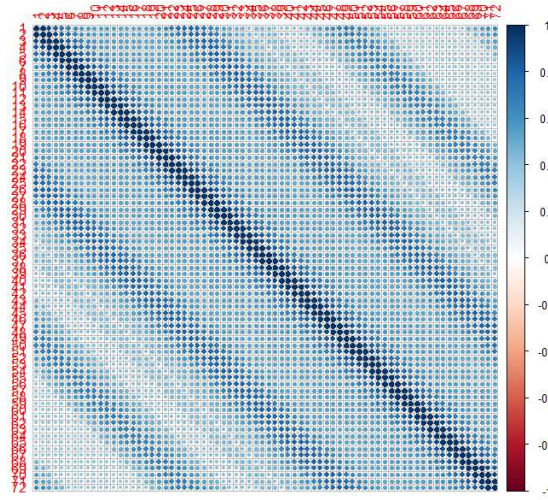


Figura 2 - Matriz de autocorrelações para uma janela de 72 intervalos horários

Admitindo que a previsão horária  $w_t$ , resultante de cada modelo, seja a realização de uma variável aleatória distribuída segundo uma Weibull( $\lambda_t, k_t$ ), em que  $t$  denota um intervalo horário, tem-se os seguintes modelos GAMLSS para os parâmetros da distribuição de Weibull no  $t$ -ésimo intervalo horário:

$$\log(k_t) = \beta_{0,k} + \sum_{j=1}^k h_{j,k}(t) \quad \forall t = 1, \dots, 72 \quad (9)$$

$$\log(\lambda_t) = \beta_{0,\lambda} + \sum_{j=1}^{\lambda} h_{j,\lambda}(t) \quad \forall t = 1, \dots, 72 \quad (10)$$

Os modelos em (9) e (10) fornecem, respectivamente, as estimativas dos parâmetros de forma ( $k_t$ ) e escala ( $\lambda_t$ ) para cada intervalo horário do horizonte de previsão de até três dias à frente, conforme indicado na Figura 3.

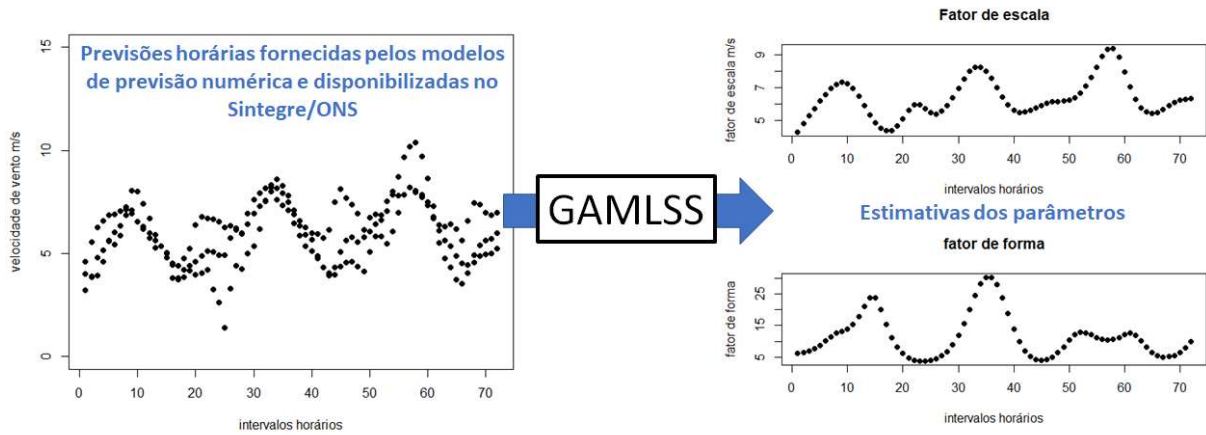


Figura 3 - Diagrama esquemático da abordagem proposta para a estimação dos parâmetros de escala e de forma para cada intervalo horário por meio do ajuste de um modelo GAMLSS às previsões de velocidade de vento

Com as estimativas dos parâmetros de forma ( $k_t$ ) e escala ( $\lambda_t$ ) em cada intervalo horário pode-se empregar a transformação de Nataf para amostrar as distribuições de Weibull( $k_t, \lambda_t$ ), preservando as autocorrelações entre as velocidades horárias oriundas dos dados de reanálises.

A Figura 4 exibe uma representação pictórica da metodologia proposta para a geração de cenários de velocidade de vento, a partir das reanálises do MERRA 2 e das previsões horárias fornecidas pelos modelos de previsão numérica e disponibilizadas no portal do Sintegre. Ressalta-se que as funções suaves das variáveis explicativas,  $h_{j,k}(t)$  e  $h_{j,\lambda}(t)$  nas equações (9) e (10) conferem grande flexibilidade aos modelos GAMLSS. Contudo, a especificação de tais modelos envolve a análise de uma variedade de especificações concorrentes, sobretudo com objetivo de otimizar os hiperparâmetros que controlam o grau de suavização do ajuste [12]. Neste trabalho, as funções suaves  $h_{j,k}(t)$  e  $h_{j,\lambda}(t)$  são *splines* cúbicas e os hiperparâmetros  $J_k$  e  $J_\lambda$  que controlam o grau de suavização do ajuste foram determinados por meio de uma busca com o objetivo de identificar a especificação com o menor AIC (*Akaike Information Criterion*).

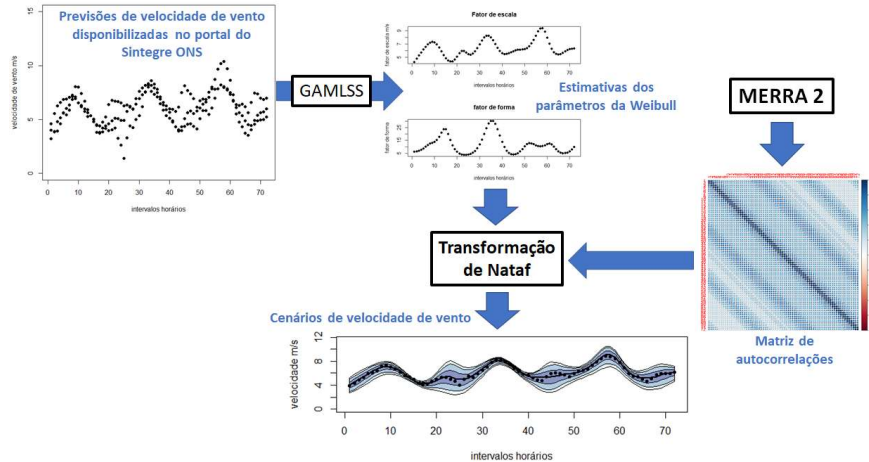


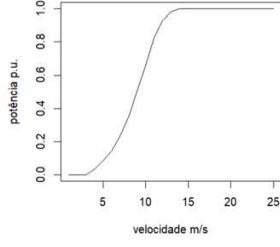
Figura 4 - Diagrama esquemático da metodologia para geração de cenários de velocidade de vento

## 2.5 Metodologia para geração de cenários de produção eólica

A relação entre a potência elétrica gerada  $P$  por uma turbina eólica e a velocidade do vento  $w$  é descrita pela curva de potência  $P(w)$  na Figura 5, cuja formulação matemática é descrita em (11), na qual  $C_p$  denota o coeficiente de performance,  $\eta_m$  é a eficiência do gerador,  $\eta_g$  é a eficiência da caixa de transmissão,  $\rho$  é a densidade do ar ( $\text{kg/m}^3$ ),  $A$  é a área varrida pelo rotor ( $\text{m}^2$ ) e  $V_{in}$ ,  $V_r$  e  $V_{out}$  representam níveis de velocidade do vento (m/s), respectivamente, *cut-in wind speed*, *rated wind speed* e *cut-out wind speed*, informados pelos fabricantes de turbinas eólicas.

Em (12) tem-se a curva de potência usada pelo ONS [13] para converter as previsões semi-horárias de velocidade de vento nas previsões semi-horárias de produção eólica, cujos parâmetros  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $B$ ,  $T$ ,  $b$ ,  $S.V_{mid}$ ,  $\bar{V}_{en}$ ,  $V_{desv}$ ,  $Ger_{m\acute{a}x}$  e  $Ger_{m\acute{i}n}$  são disponibilizados para cada intervalo semi-horário. Na prática, o ONS aplica (12) à velocidade de vento resultante da combinação linear das previsões oriundas dos modelos BAM, CPTEC, ECMWF1, ECMWF2 e GFS,

cujos coeficientes de ponderação são fornecidos juntamente com as previsões anemométricas, para cada intervalo semi-horário (Figura 1).



$$P(w) = \begin{cases} 0, w \leq v_{in} \\ 0,5C_p\eta_m\eta_g\rho A w^3, v_{in} \leq w \leq v_r \\ 0,5C_p\eta_m\eta_g\rho A v_r^3, v_r \leq w \leq v_{out} \\ 0, w > v_{out} \end{cases} \quad (11)$$

Figura 5 - Curva de potência

$$P(w) = \alpha \left[ \left( B + \frac{T-B}{\left( 1 + 10^{b \left( \frac{w - v_{en}}{v_{desv}} \right)^s} \right)} \right) (Ger_{m\acute{a}x} - Ger_{m\acute{i}n}) + Ger_{m\acute{i}n} \right] + \beta \quad (12)$$

Neste trabalho os cenários de produção eólica são obtidos pela aplicação da curva de potência em (12) aos cenários de velocidade de vento, conforme indicado na Figura 6.

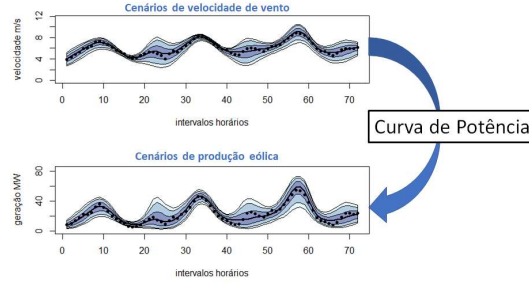


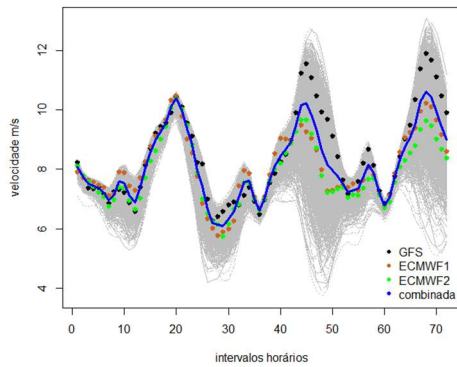
Figura 6 - Conversão dos cenários de velocidade de vento em cenários de produção eólica

### 3.0 RESULTADOS

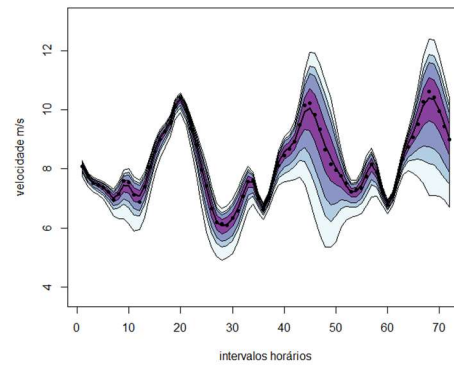
A metodologia proposta foi implementada em linguagem R [14] e contou com as funções disponíveis no pacote *gamlss* [9], em especial a função *find.hyper*, responsável por otimizar os hiperparâmetros (graus de liberdade equivalentes) que controlam o grau de suavização do ajuste por meio das *splines* cúbicas  $h_{j,k}(t)$  e  $h_{j,\lambda}(t)$  nas equações (9) e (10), tendo como critério de otimização a minimização do AIC. Para ilustrar a aplicação da metodologia proposta e a qualidade dos resultados obtidos, quatro PEEs foram selecionados: dois na região Nordeste (Mossoró e Morro do Chapéu) e dois na região Sul (Atlântica e Água Doce). No portal do Sintegre foram obtidas as previsões de velocidade de vento e de geração eólica para os dias 8, 9 e 10 de fevereiro de 2021. Adicionalmente, foram obtidas reanálises do MERRA 2 com dados horários da velocidade de vento, a 100 m de altura do solo, nas regiões dos PEEs analisados para o ano de 2019. Os dados do Sintegre foram utilizados no ajuste dos modelos GAMLSS, enquanto as reanálises do MERRA 2 foram utilizadas no cálculo autocorrelações consideradas na geração dos cenários de velocidade de vento.

#### 3.1 Cenários para os dois parques eólicos na região Nordeste

A aplicação da metodologia proposta aos dados do PEE em Mossoró (RN) produziu os 2000 cenários de velocidade de vento na Figura 7. O modelo GAMLSS subjacente apresentou um AIC da ordem de 191,44, com graus de liberdade equivalentes iguais a 39,41 e 21,04 nos modelos dos parâmetros de escala e forma respectivamente. O grau de liberdade é uma medida de complexidade do modelo, se igual a 0 implica em um ajuste linear. Na Figura 7(a) a previsão combinada corresponde à média ponderada das previsões dos modelos GFS, ECMWF1 e ECMWF2, já que as previsões oriundas dos modelos BAM e CPTEC foram ponderadas com valores nulos. Na Figura 7(b), as regiões são delimitadas pelos quantis de 1%, 5%, 10%, 25%, 50%, 75%, 90%, 95% e 99%. A região no centro da Figura 7(b) concentra 50% de probabilidade, a linha em preto no centro desta região representa a mediana e a linha pontilhada indica a previsão de velocidade do vento disponibilizada no Sintegre.



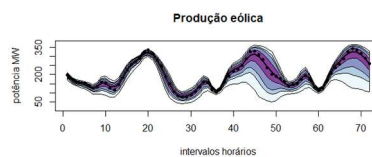
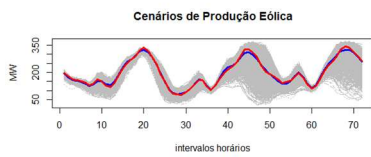
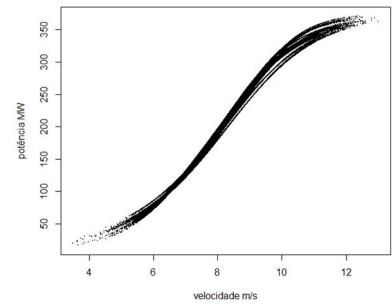
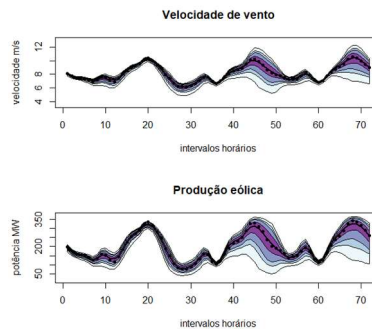
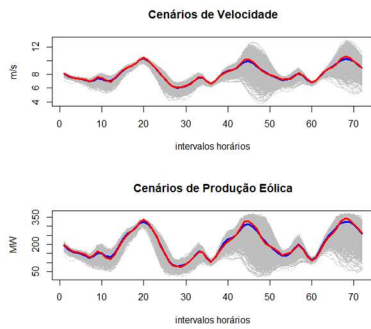
(a) Previsões e cenários de velocidade de vento



(b) Quantis e previsão do Sintgre

Figura 7 - Cenários de velocidade de vento gerados para o PEE Mossoró (RN)

Os cenários de produção eólica correspondentes aos cenários de velocidade de vento são apresentados nas Figuras 8(a) e 8(b), inclusive o diagrama de dispersão entre os cenários de velocidade de vento e geração eólica na Figura 8(c) que reflete a função matemática na equação (12) usada na conversão da previsão de velocidade de vento na previsão da produção eólica.



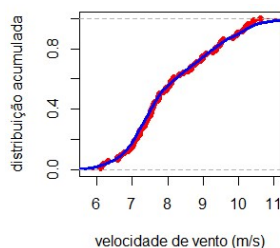
(a) Cenários e previsão Sintgre

(b) Quantis e previsão Sintgre

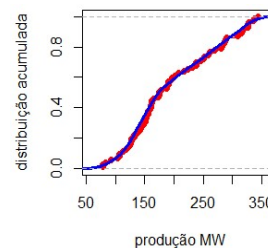
(c) Diagrama de dispersão

Figura 8 - Cenários de velocidade de vento e produção eólica gerados pela metodologia proposta para o PEE Mossoró (RN) e diagrama de dispersão

Na Figura 8(a) a curva em vermelho representa a previsão de produção eólica disponibilizada pelo Sintgre, enquanto a curva em azul representa a mediana dos 2000 cenários de produção eólica. Os desvios médios percentuais absolutos entre as previsões fornecidas pelo Sintgre e as medianas dos cenários são menores que 1% na velocidade do vento e da ordem de 2,8% na produção eólica, indicando a razoabilidade dos cenários gerados pela metodologia proposta. Na Figura 9, a boa aderência entre as distribuições acumuladas empíricas dos cenários (em azul) e das previsões do Sintgre (em vermelho) mostram que a metodologia proposta foi capaz de produzir cenários compatíveis com as previsões pontuais disponibilizadas pelo ONS.



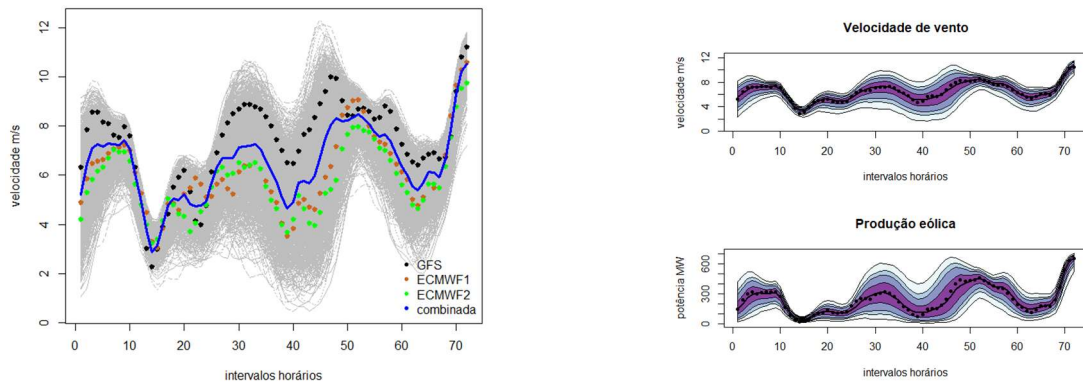
(a) Distribuições empíricas da velocidade de vento



(b) Distribuições empíricas da produção

Figura 9 - Distribuições acumuladas empíricas das previsões do Sintgre (em vermelho) e dos cenários (em azul)

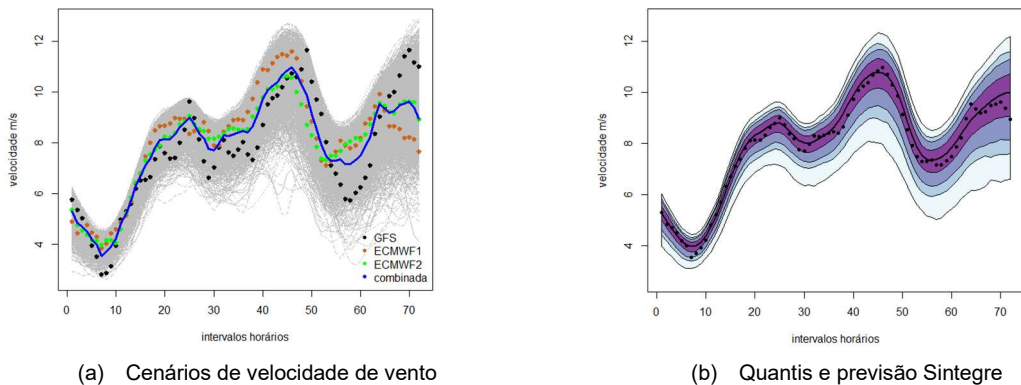
A aplicação da metodologia proposta às previsões para o PEE Morro do Chapéu (BA) resultou nos 2000 cenários de velocidade de vento apresentados na Figura 10(a), enquanto os quantis dos cenários de produção eólica correspondentes são apresentados na Figura 10(b). O modelo GAMLSS subjacente apresentou um AIC da ordem de 587,62, com graus de liberdade equivalentes iguais a 25,50 e 12,27 nos modelos dos parâmetros de escala e forma respectivamente. Os desvios médios percentuais absolutos entre as previsões do Sintgre e as medianas dos cenários são aproximadamente 3% na velocidade do vento e 11,7% na produção eólica.



(a) Cenários de velocidade de vento (b) Quantis e previsão Sintegre  
 Figura 10 - Cenários de velocidade de vento e produção eólica gerados pela metodologia proposta para o PEE Morro do Chapéu (BA)

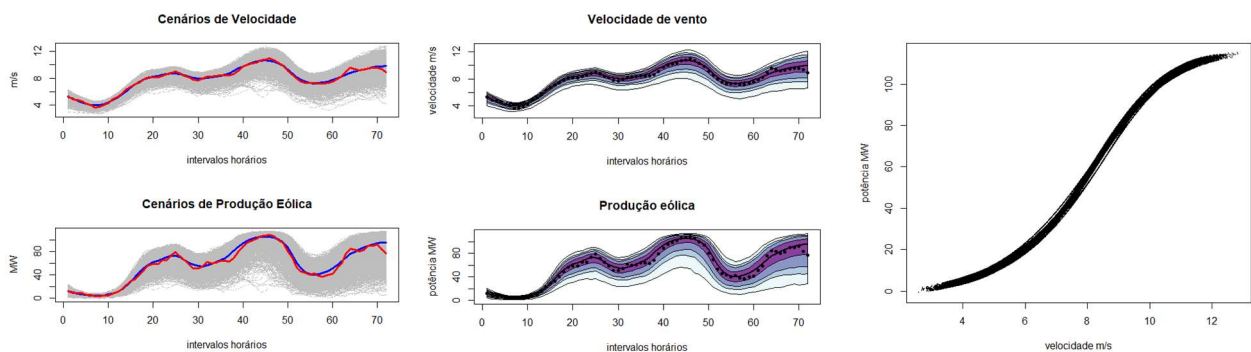
### 3.2 Cenários para os dois parques eólicos na região Sul

A aplicação da metodologia proposta às previsões para o PEE Atlântica resultou nos 2000 cenários de velocidade de vento na Figura 11 e nos cenários de produção eólica apresentados na Figura 12. O modelo GAMLSS subjacente alcançou um AIC da ordem de 419,82, com graus de liberdade equivalentes iguais a 16 e 3 nos modelos para os parâmetros de escala e forma respectivamente. Os desvios médios percentuais absolutos entre as previsões do Sintegre e as medianas dos cenários são aproximadamente 2,6% na velocidade do vento e 8,1% na produção eólica. Os resultados para o PEE Água Doce (SC) são apresentados nas Figuras 13. Neste caso o modelo GAMLSS alcançou um AIC igual a 484,26 com 38,90 e 17,22 graus de liberdade equivalentes nos modelos para os parâmetros de escala e forma respectivamente. Os desvios médios percentuais absolutos, em relação às previsões do Sintegre, são aproximadamente 2,3% na velocidade do vento e 10,6% na produção eólica.



(a) Cenários de velocidade de vento (b) Quantis e previsão Sintegre

Figura 11 - Cenários de velocidade de vento gerados para o PEE Atlântica (RS)



(a) Cenários e previsão Sintegre (b) Quantis e previsão Sintegre (c) Diagrama de dispersão  
 Figura 12 - Cenários de velocidade de vento e produção eólica gerados pela metodologia proposta para o PEE Atlântica (RS) e diagrama de dispersão

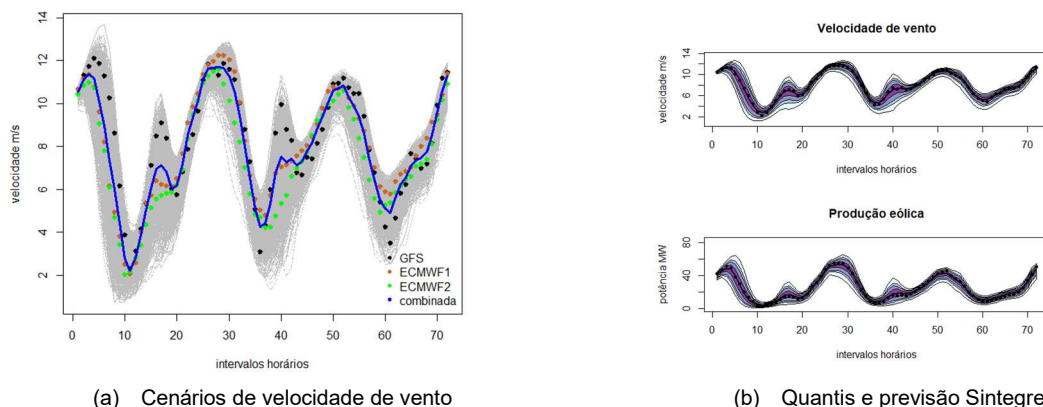


Figura 13 - Cenários de velocidade de vento e produção eólica gerados pela metodologia proposta para o PEE Água Doce (SC)

#### 4.0 CONCLUSÕES

Atualmente, o ONS disponibiliza diariamente previsões pontuais da geração eólica até 10 dias à frente com resolução semi-horária, que subsidiam as decisões no âmbito da programação diária da operação. Apesar do notável avanço alcançado pelas previsões pontuais de geração eólica disponibilizadas pelo ONS, tais previsões privilegiam a predição do valor esperado da geração eólica sem, contudo, quantificar e informar apropriadamente a incerteza associada à previsão. Em virtude do comportamento aleatório e intermitente do vento, a previsão do valor esperado da geração eólica sem uma quantificação adequada da incerteza não atende completamente as necessidades da operação. Por exemplo, em sistemas com grande participação de fontes eólicas a reserva operativa deve ser dimensionada de maneira a cobrir as incertezas nas previsões de carga e de geração eólica.

Visando preencher essa lacuna, o presente trabalho apresenta uma metodologia para geração de cenários de velocidade do vento e de produção eólica, a partir do pequeno *ensemble* de previsões de velocidade de vento, disponibilizado diariamente no portal do Sintergre, juntamente com as funções matemáticas que modelam a curva de potência. Uma das dificuldades enfrentadas na modelagem da velocidade de vento reside no fato de se tratar de uma variável aleatória que não é normalmente distribuída, mas que é melhor representada pelo modelo probabilístico de Weibull. A metodologia proposta supera esta dificuldade por meio dos modelos GAMLSS e da transformação de Nataf, dois métodos flexíveis e que permitem lidar com diferentes formas de funções densidade de probabilidade.

A aplicação da metodologia proposta foi ilustrada por meio de quatro exemplos com dados de parques eólicos associados a quatro pontos de conexão informados no Sintergre (dois na região Nordeste e dois na região Sul). Os resultados obtidos mostraram que a metodologia proposta é promissora, pois foi capaz de gerar cenários de velocidade de vento e produção eólica compatíveis com as previsões pontuais disponibilizadas pelo ONS.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] SANTOS, T.N., DINIZ, A.L., SABOIA, C.H., CABRAL, R.N., CERQUEIRA, L.F. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: the DESSEM model, 21st Power Systems Computation Conference (PSCC), Porto, 2020.
- [2] MACEIRA, M.E.P., MELO, A.C.G., PESSANHA, J.F.M., CRUZ, C.B., ALMEIDA, V.A., JUSTINO, T.C. Uma abordagem para a representação das incertezas da fonte de geração eólica no modelo Newave, Cadernos do IME, Série Estatística, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, v.48, p. 1-36, 2020.
- [3] BOTTERUD, A., WANG, J., BESSA, R.J., KEKO, H., MIRANDA, V. Risk Management and Optimal Bidding for a Wind Power Producer, IEEE Power & Energy Society General Meeting, Minneapolis, USA, 25-29 July, 2010.
- [4] STAFFELL, I., PFENNINGER, S. Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. Energy 114, pp. 1224-1239, 2016.
- [5] WEIBULL, W. A Statistical Theory of Strength of Materials. Ingeniors Vetenskaps Akademiens Handlingar, vol. 151, 1939.
- [6] SANSIGOLO, C.A. Distribuição de probabilidade de velocidade e potência do vento, Revista Brasileira de Meteorologia, v.20, n. 2, 207-214, 2005.
- [7] MELO, A.C.G.; MACEIRA, M.E.P.; PESSANHA, J.F.M. Ajuste de distribuições Weibull tri-paramétricas com elevadas assimetrias na geração de velocidades mensais de ventos correlacionadas com vazões na Programação Dinâmica Dual Estocástica, Cadernos do IME – Série Estatística, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, v. 49, Dezembro 2020.
- [8] DING, Y. Data science for wind energy, CRC Press, 2020.
- [9] STASINOPOULOS, D.M., RIGBY, R.A. Generalized Additive Models for Location Scale and Shape (GAMLSS) in R, Journal of Statistical Software, v.25, n.7, December, 2007.

- [10] PESSANHA, J.F.M., MELO, A.C.G., BESSA, R.J.G.S.B., ALMEIDA, V.A. Uma metodologia para geração de cenários de produção eólica compatíveis com as correlações espaciais entre os regimes de ventos, XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, Novembro, 2019.
- [11] DER KIUREGHIAN, A., LIU, P.L. Structural reliability under incomplete probability information, Journal of Engineering Mechanics, 112(1), pp. 85-104, January, 1986.
- [12] WOOD, S.N. Generalized Additive Models: An introduction with R, Chapman & Hall/CRC, 2006.
- [13] ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico, Desenvolvimento metodológico para previsão da geração de fonte eólica, Dezembro, 2018.
- [14] R CORE TEAM. R: A language and environment for statistical computing, R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2021. URL <https://www.R-project.org/>

## DADOS BIOGRÁFICOS



José Francisco Moreira Pessanha é Bacharel em Estatística (Ence, 1992), Engenheiro Eletricista (Uerj, 1994), Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Coppe/UFRJ (1999) e Puc-Rio (2006) respectivamente. É pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e professor adjunto da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (Uerj) no curso de graduação em Estatística e no Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis. Em 2016 realizou pós-doutorado no InescTec Porto em Portugal. As suas principais áreas de interesse incluem previsão de mercado, análise de confiabilidade de sistemas elétricos de potência, previsão de carga, previsão da geração eólica, tarifação da distribuição, métodos estatísticos multivariados, aprendizagem de máquina e análise de produtividade/eficiência.



Maria Elvira Piñeiro Maceira é engenheira Civil, UFRJ; especialização em Análise de Sistemas, PUC-Rio; Mestre e Doutora em Ciências, COPPE/UFRJ e MBA em Energia Elétrica, IBMEC. Professora Adjunto desde 1986, UERJ. Pesquisadora, CEPEL, junho/1986 a dezembro/2020, desenvolvendo e coordenando projetos para planejamento da expansão e operação, otimização e hidrologia estocástica, previsão/geração de vazões, confiabilidade, integração de novas renováveis, desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade, mudanças climáticas, análise de riscos, comercialização e formação de preços. Exerceu chefia do Programa de Pesquisa Energética e do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente, dezembro/1999 a janeiro/2017. É membro titular da Academia Nacional de Engenharia.



Victor Andrade de Almeida possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2013) e mestrado em Engenharia Elétrica com ênfase em Inteligência Computacional pela COPPE/UFRJ (2017). É pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desde 2015, atuando no desenvolvimento de modelos computacionais com aplicação de métodos estatísticos e de inteligência artificial nas áreas de previsão de carga, tratamento de dados e previsão de geração de energia eólica. Desde 2019, atua como Professor Substituto na Universidade do Estado do Rio de Janeiro, ministrando disciplinas de Estatística Básica para os cursos de Estatística, Economia e Engenharias.



Albert Cordeiro Geber de Melo é engenheiro Eletricista (UFPE-1983), Mestre (1986) e Doutor (1990) pela PUC-Rio. Professor Adjunto-Instituto de Matemática e Estatística da UERJ. Trabalhou como Pesquisador no CEPEL (1985-2020), onde exerceu vários cargos gerenciais, incluindo Diretor de P&D (Jan/2005-Jul/2008) e Diretor-Geral (Ago/2008-Jan/2017). Tem experiência na coordenação e desenvolvimento de projetos, metodologias e sistemas computacionais em diversas áreas de sistemas de energia elétrica. Representou o Brasil em diversos fóruns internacionais, incluindo ONU e Agência Internacional de Energia-IEA, onde foi Coordenador Técnico do Programa de Trabalho entre o Brasil e a IEA (2011-2016). É Distinguished Member-CIGRÉ, Senior Member-IEEE e Membro da Academia Nacional de Engenharia.