

Título: Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Planejamento da Operação de Longo e Médio Prazos - Modelo NEWAVE - Relatório Final.	Nº de Páginas: 47 Nº de Anexos: 0
--	--

Dados do Cliente: Comissão Permanente Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - GT-Metodologia/CPAMP

Responsável: Rodrigo Sacchi (CCEE) e-mail: rodrigo.sacchi@ccee.org.br
--

Resumo: Este é o relatório final que descreve uma metodologia para a representação das incertezas da produção eólica no modelo NEWAVE, aderentes às características intrínsecas das modelagens adotadas nesse modelo, com o objetivo de manter o problema estocástico e de grande porte resolvido tratável computacionalmente, assim como obter resultados com a precisão adequada, quando aplicada a sistemas interligados de grande porte, com predominância hidroelétrica, como é o caso do sistema brasileiro. A abordagem proposta é composta por quatro etapas: (i) agrupamento estatístico dos regimes de ventos; (ii) avaliação de funções de transferência mensais entre ventos e produção eólica; (iii) geração conjunta de séries sintéticas de ventos/produção eólica; e (iv) representação das produções eólicas mensais no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE.
--

Autores: Maria Elvira Piñeiro Maceira – Cepel/Uerj Albert Cordeiro Geber de Melo – Cepel/Uerj José Francisco Moreira Pessanha – Cepel Cristiane Barbosa da Cruz Oliveira – Cepel Victor Andrade de Almeida – Cepel Thatiana Conceição Justino - Cepel
--

Palavras-Chave: Planejamento da operação de longo/médio prazo; modelos de séries temporais; incerteza na geração eólica; otimização estocástica; função de transferência; geração de séries sintéticas.
Classificação de acesso: <input checked="" type="checkbox"/> Público <input type="checkbox"/> Interno <input type="checkbox"/> Setorial <input type="checkbox"/> Confidencial

Aprovação e data de emissão
André Luiz Diniz Souto Lima Chefe do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente Tel.: 21-2598-6046 E-mail: diniz@cepel.br

Aprovação e data de emissão
Mauricio Barreto Lisboa Diretor de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Planejamento da Operação de Longo e Médio Prazos – Modelo NEWAVE

Relatório de Projeto CEPEL 3872/2021_b

PROJETO NEWAVE

Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazos

PROJETO VENTOS

Sistema de Previsão de Ventos e Geração Eólica

PROJETO GEVAZP

Geração de Cenários Sintéticos de Energias e Vazões

Dezembro/2021

newave@cepel.br

ventos@cepel.br

gevazp@cepel.br

Sumário

SUMÁRIO EXECUTIVO	4
1. INTRODUÇÃO	5
2. O MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE LONGO E MÉDIO PRAZOS	8
2.1 Modelagem do Problema	8
2.2 Estratégia de Solução	10
3. DESCRIÇÃO GERAL DA ABORDAGEM PROPOSTA	11
3.1 Modelagem de cenários de vento X modelagem de cenários de produção eólica	13
4. AGRUPAMENTO ESTATÍSTICO DOS REGIMES DE VENTOS [11][12][15]	14
5. AVALIAÇÃO DAS FUNÇÕES DE TRANSFERÊNCIA MENSAIS (FTMS) ENTRE VENTOS E PRODUÇÃO EÓLICA [12][13][44]	19
5.1 Cálculo de Curvas de Potência Probabilísticas Mensais	19
5.2 Avaliação das Funções de Transferências Mensais (FTMs) entre Ventos e Produção Eólica	22
6. GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DE VENTOS/PRODUÇÃO EÓLICA [12]-[16]	26
6.1 Abordagem Desenvolvida para a Modelagem de Distribuições Weibull Tri-Paramétricas com Elevadas Assimetrias [14][16]	30
7. REPRESENTAÇÃO DA PRODUÇÃO EÓLICA NO ALGORITMO PDDE DO MODELO NEWAVE [12][13][15]	34
8. DADOS NECESSÁRIOS PARA A MODELAGEM DOS VENTOS	37
9. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	40
10. AGRADECIMENTOS	41
11. REFERÊNCIAS	42
ANEXO – DESCRIÇÃO DAS VARIÁVEIS DA EQUAÇÃO (19)	46

SUMÁRIO EXECUTIVO

De forma ampla, a pesquisa em curso tem como objetivo a definição de uma estratégia de consideração de cenários de produção de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, nos modelos de planejamento da operação de longo, médio e curto prazos do CEPEL, que seja aderente aos algoritmos de solução utilizados em cada modelo. Embora a metodologia seja geral para diversas fontes, respeitadas as particularidades na distribuição de probabilidades de cada uma delas, neste relatório será tratado mais especificamente o caso da geração eólica.

Motivação: A matriz elétrica brasileira apresenta uma alta participação de fontes renováveis, respondendo por mais de 80% do consumo de eletricidade do país, e com preponderância da tecnologia hidroelétrica. As fontes intermitentes, especialmente a eólica, tem experimentado um crescimento acelerado, mundialmente e também no Brasil, e em 2019 já contava com mais de 14.968 MW instalados em mais de 600 parques, localizados principalmente nas regiões Nordeste e Sul. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2020-2029, estima-se que em 2029 a capacidade instalada da fonte eólica aumente mais de 2,5 vezes, atingindo 39,500 MW, enquanto a solar crescerá cerca de 5 vezes. Apesar das vantagens, a intermitência da geração eólica horária, dada a natureza intrínseca da variabilidade dos ventos, constitui um desafio em termos de sua integração a sistemas de energia elétrica. Assim, torna-se fundamental o desenvolvimento e o aprimoramento de metodologias para representar as incertezas das fontes renováveis intermitentes – eólica e solar - nos modelos de planejamento da operação de longo, médio e curto prazos.

Objetivos: Este é o relatório final que descreve a metodologia (apresentada inicialmente no Relatório Técnico Cepel 2667/2020) para a representação das incertezas da produção eólica, inicialmente no modelo NEWAVE, aderentes às características intrínsecas das modelagens adotadas nesse modelo, com o objetivo de manter o problema estocástico e de grande porte resolvido tratável computacionalmente. Essa mesma metodologia também poderá ser aplicada ao modelo DECOMP a partir do segundo mês do seu horizonte. Nesta versão, foram incluídas informações sobre os dados de entrada para modelagem dos ventos, uma descrição mais detalhada da representação da geração eólica no problema de otimização, além de resultados mais detalhados da modelagem dos ventos, conforme solicitações feitas pelas CPAMP após apreciação do relatório anterior.

Metodologia: A metodologia está sendo desenvolvida e implementada em estágios, iniciando com a incorporação da incerteza da fonte eólica e pelo modelo NEWAVE. A abordagem proposta é multidisciplinar, conjugando o emprego de diversas técnicas, dentre as quais: análise exploratória de dados - análise estatística de agrupamentos e métodos estatísticos multivariados; métodos estatísticos para análise de regressão linear – simples e por partes; processos estocásticos e séries temporais; e otimização estocástica - programação dinâmica dual estocástica (PDDE). A metodologia proposta é composta por quatro etapas interligadas, com desenvolvimentos simultâneos: (i) agrupamento estatístico dos regimes de ventos; (ii) avaliação de funções de transferência mensais (FTMs) entre ventos e produção eólica; (iii) geração conjunta de séries sintéticas de ventos/produção eólica; e (iv) representação-da produção eólica mensal no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE.

Resultados: Aprimoramento da modelagem das fontes intermitentes nos modelos de planejamento da operação de longo, médio e curto prazos. Desenvolvimento e implementação de uma estratégia de consideração de cenários de produção eólica que seja aderente ao algoritmo de solução utilizado no modelo NEWAVE (a PDDE). E ainda que permita manter o problema estocástico e de grande porte, resolvido pelos modelos, tratável computacionalmente, assim como a obtenção de resultados com a precisão adequada, quando aplicada a sistemas interligados de grande porte, com predominância hidroelétrica, como é o caso do sistema brasileiro.

1. INTRODUÇÃO

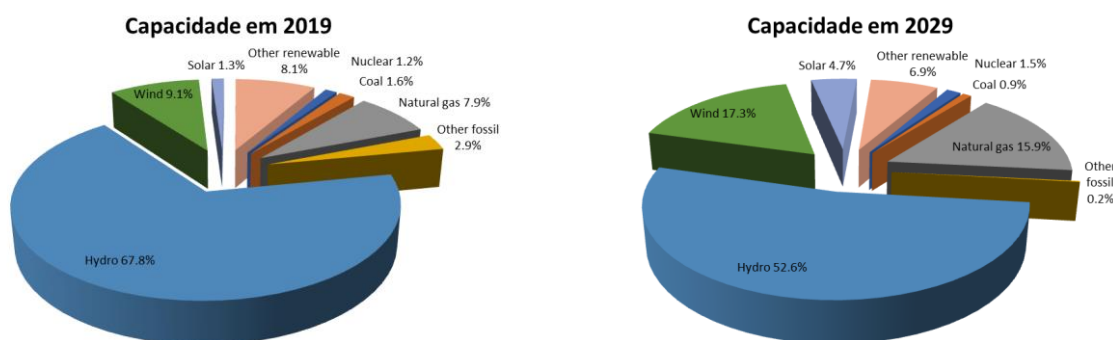
O planejamento da expansão e da operação em sistemas hidrotérmicos tem sido realizado, em muitos países, desagregando os problemas de planejamento nos horizontes de longo, médio e curto prazos, de acordo com características específicas de seus sistemas de energia [1]. No Brasil, o problema de planejamento da expansão e da operação do sistema interligado nacional (SIN) é dividido em planejamento da expansão (longo prazo), planejamento da operação (médio e curto prazos), e programação da operação, sendo resolvido através de uma cadeia de modelos computacionais [2][3].

Um dos modelos desta cadeia para as atividades de planejamento da expansão e da operação energética de longo e médio prazos do sistema interligado é o modelo NEWAVE [4][5] que, desde 1998, vem sendo utilizado em estudos oficiais pelas entidades setoriais (Operador Nacional do Sistema – ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – MAE / CCEE, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e Ministério de Minas e Energia – MME), bem como por agentes e concessionárias de energia elétrica. O modelo NEWAVE representa o problema de despacho utilizado no planejamento de longo e médio prazo como um problema de programação linear estocástica multi-estágio, utilizando como estratégia de solução o algoritmo de programação dinâmica dual estocástica – PDDE [6][7]; a sua função-objetivo é minimizar o valor esperado do custo total de operação (custo do acionamento de usinas térmicas e de eventuais déficits de energia no futuro), considerando ainda mecanismos de aversão ao risco hidrológico. Já no planejamento da operação de curto prazo é empregado o modelo DECOMP [8], que, desde 2001, vem sendo utilizado em estudos oficiais pelo ONS e pelo MAE / CCEE. O modelo DECOMP emprega a técnica de programação dinâmica dual [9], e vem sendo empregado, com horizonte de dois meses. O primeiro mês é determinístico, discretizado em semanas e o segundo mês é estocástico e representado em base mensal. A função de custo futuro calculada no terceiro mês do horizonte de planejamento pelo modelo NEWAVE é acoplada ao final do segundo mês do modelo DECOMP, obtendo-se o despacho de operação do SIN (geração hidroelétrica, geração térmica, intercâmbios entre os subsistemas e custos marginais de operação - CMO) para a semana operativa.

No caso do Brasil, o sistema de geração apresenta uma alta participação de fontes renováveis de energia, incluindo as tecnologias hidroelétricas, biomassa, eólica e, mais recentemente, solar, respondendo por mais de 80% do consumo de eletricidade do país. Apresenta ainda predominância da hidroeletricidade, caracterizada por grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, dispostos em cascatas complexas.

Com relação à fonte eólica, ela tem experimentado um crescimento acelerado mundialmente e também no Brasil. Em maio de 2019, esta fonte já contava com mais de 14.968 MW instalados em mais de 600 parques, localizados principalmente nas regiões Nordeste (que concentra 85% da capacidade instalada) e Sul, correspondendo a 9,1% de toda a capacidade instalada no País. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2020-2029 [10], estima-se que em 2029 a capacidade instalada da fonte eólica aumente mais de 2,5 vezes, atingindo 39,500 MW, i.e., 17,3% de toda a capacidade instalada do Brasil, conforme apresentado na Figura 1.1. A relevância da fonte eólica também pode ser constatada em termos regionais: a energia eólica representa 35,6% da capacidade instalada da região Nordeste e em 2018 foi responsável por 51,6% do suprimento de energia desta região.

Apesar das vantagens da tecnologia eólica (e solar), a intermitência da geração eólica horária, dada a natureza intrínseca da variabilidade dos ventos, constitui um desafio em termos de sua integração a sistemas de energia elétrica. Os valores de geração horária apresentam ampla dispersão e são sujeitos a variações horárias, mensais e anuais, e, portanto, podem ser de difícil previsão. Uma capacidade inadequada de prever a produção de energia eólica nos diversos horizontes de tomada de decisão afeta adversamente a estabilidade, a confiabilidade, o planejamento e a programação da operação do sistema de energia, e também o seu benefício econômico. Assim, torna-se fundamental o desenvolvimento e o aprimoramento de metodologias para representar as incertezas das fontes renováveis intermitentes no planejamento da operação de longo, médio e curto prazos, como é o caso da geração eólica.



Fonte: Autores, a partir de (MME e EPE, 2020)

Figura 1.1 - Capacidade Instalada no Brasil - Anos 2019 e 2029

Atualmente, em consonância com a Resolução ANEEL Nº 843/2019, a representação da geração eólica no modelo NEWAVE é realizada de forma simplificada, com base na média mensal do histórico dos últimos cinco anos de geração líquida disponibilizada ao SIN de cada usina, agregada por subsistema, por mês e por patamar de carga, para todo o horizonte de planejamento.

Com o intuito de aprimorar a representação atual, encontra-se em desenvolvimento uma metodologia para a representação das incertezas associadas às fontes renováveis intermitentes (eólica e solar), inicialmente no modelo NEWAVE, aderentes às características intrínsecas das modelagens adotadas nesse modelo, com o objetivo de manter o problema estocástico e de grande porte resolvido pelo NEWAVE tratável computacionalmente. Assim, o desafio é definir uma estratégia de consideração de cenários de produção eólica e solar que seja aderente ao algoritmo de solução utilizado, PDDE, e que permita ainda a obtenção de resultados com a precisão adequada e dentro de um tempo computacional razoável. Essa mesma metodologia poderá ser aplicada ao modelo DECOMP a partir do segundo mês do seu horizonte. Dessa forma, daqui em diante se fará referência apenas ao modelo NEWAVE.

A metodologia está sendo desenvolvida e implementada em estágios, iniciando com a incorporação da incerteza da fonte eólica, descrita neste relatório. Neste caso, devido a não disponibilização no Brasil de valores verificados (medidos) mais completos de produção eólica e velocidade dos ventos para as usinas eólicas, em bases horárias, tornou-se necessária a utilização de dados de reanálises e dados do Sintegre (ONS). Posteriormente, a EPE disponibilizou dados horários de vento/geração para três parques para avaliação dos cenários gerados por esta metodologia.

O objetivo deste relatório é descrever a proposta metodológica para a modelagem das incertezas da fonte de geração eólica no modelo NEWAVE, compreendendo [45]: (i) agrupamento estatístico dos regimes de ventos [11]; (ii) avaliação de funções de transferência mensais (FTMs) entre ventos e produção eólica [12][13][44]; (iii) geração conjunta de séries sintéticas de ventos/produção eólica correlacionadas às afluências aos reservatórios das hidroelétricas [12] [13][14][15] [16]; e (iv) representação das produções eólicas mensais no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE [12] [13][15]. A metodologia proposta é multidisciplinar, empregando análise exploratória de dados, métodos estatísticos multivariados, processos estocásticos e otimização estocástica. Resultados iniciais de algumas etapas da abordagem proposta também são apresentados e discutidos.

2. O MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE LONGO E MÉDIO PRAZOS

No modelo NEWAVE, o problema de planejamento da operação é representado como um problema de programação linear estocástico multi-estágio. Sua função objetivo é minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo de todo o período de planejamento considerando mecanismos de aversão a risco, dado um estado inicial do sistema (armazenamento e tendência hidrológica). Custos de combustível das usinas termoeletricas e penalidades para o não atendimento ao mercado consumidor compõem o custo de operação. A solução deste problema resulta em uma estratégia operativa que, para cada estágio do período de planejamento, dado o estado inicial do sistema no estágio, produz metas de geração de energia e de intercâmbios entre subsistemas.

2.1 Modelagem do Problema

No NEWAVE, os vários reservatórios do sistema podem ser agregados em reservatórios equivalentes de energia (REEs) [17][18] ou representados por meio de uma modelagem híbrida, permitindo que o modelo NEWAVE represente as usinas hidroelétricas (UHEs) individualmente, em todo ou em parte do seu horizonte de planejamento [19][20]. Por sua vez, o estado do sistema inclui a energia armazenada dos reservatórios equivalentes e informações da "tendência hidrológica", por exemplo, as últimas p energias naturais afluentes de cada reservatório, individual ou equivalente. As incertezas nas afluências - vazões quando a representação do sistema se dá a UHEs ou energia quando a representação do sistema se dá a REEs - são modeladas por um modelo autorregressivo periódico da ordem p , PAR(p) [21][22] empregado no modelo GEVAZP [23][24][25], a fim de considerar as correlações temporais das afluências, e um esquema de simulação de Monte Carlo é usado para construir iterativamente as funções de custo futuro em cada estágio. O conjunto de funções de custo futuro representa a política ótima de operação.

A formulação compacta do problema de planejamento da operação de médio/longo prazo representada no modelo NEWAVE, em sua forma recursiva, está apresentada em (1).

$$\begin{aligned} \min_{x_1} c_1 x_1 + E[\phi_2(x_1, \xi_2)] \quad (1a) \quad & \phi_t(x_{t-1}, \xi_t) = \min_{x_t} c_t x_t + E_{\xi_{t+1}|\xi_t, \dots, \xi_{t+1-p}} [\phi_{t+1}(x_t, \xi_{t+1})] \quad (1b) \\ \text{s. a. } g_1(x_1) = b_1 \quad & \text{s. a. } g_t(x_t) = b_t(x_{t-1}, \xi_{t-j}, j=1, \dots, p) \\ x_1 \in X \quad & x_t \in X \\ & t = 2, \dots, T \end{aligned}$$

As variáveis de decisão x_t são associadas aos níveis de reservatórios x_y^t e à alocação dos recursos hídricos x_{gh}^t e térmicos x_{gt}^t . A incerteza das afluências aos reservatórios é representada pelo vetor ξ_t .

A modelagem do subproblema de cada nó (t,s) do período t , para cada cenário *forward* s e cenário *backward* ω é representada nas expressões (2a)-(2d). Por simplificação, apresenta-se a formulação relativa a REEs sem a consideração de mecanismos de aversão a risco. Maiores detalhes são apresentados em [5].

A função objetivo (2a) é composta pelos custos de geração térmica, custo de déficit de energia e eventuais violações de restrições operativas (vazão mínima, desvio de água, geração hidráulica mínima, etc.) onde β é a taxa de desconto mensal e CF representa o custo futuro. As principais restrições em cada período são a demanda energética (2b) e o balanço hídrico (2c) em cada submercado e REE. Os limites das variáveis de decisão x_t são apresentados em (2d).

$$\begin{aligned} \phi^{t,s,\omega} &= \phi_t(x_t^{s,\omega}, \xi_t^\omega) \\ &= \min c_{t,gt} x_{gt}^{t,s,\omega} + c_{t,def} x_{def}^{t,s,\omega} + c_{t,viol} x_{viol}^{t,s,\omega} + \left(\frac{1}{1+\beta}\right) CF^t(x_v^{t,s,\omega}, \xi^{t-p, \omega, p=0, \dots, P-1}) \end{aligned} \quad (2a)$$

s. a.

$$x_{gt}^{t,s,\omega} + x_{gh}^{t,s,\omega} + x_{geol}^t + x_{gsol}^t + x_{def}^{t,s,\omega} = d^t \quad (2b)$$

$$x_v^{t,s,\omega} - x_v^{t-1,s,\omega} + x_q^{t,s,\omega} = \xi^{t,\omega}, \quad (2c)$$

$$\underline{x}^t \leq x^{t,s,\omega} \leq \overline{x}^t \quad (2d)$$

São apresentadas a seguir as equações de atendimento à demanda, balanço hídrico, função de produção e função de custo futuro, para cada estágio e REE.

$$\begin{aligned} \sum_{k \in NREE} GH_{t,c,k} + GFIOl_{t,c,k} + \sum_{j \in NUT_m} GT_{t,c,j} + \sum_{i \in \theta_k} (F_{t,c}(i,k) - F_{t,c}(k,i)) \\ + DEF_{t,c,m} - EXC_{t,c,m} = DLIQ_{t,c,m} \end{aligned} \quad (3a) \text{ [Equação de atendimento à} \\ \text{demanda para cada patamar de} \\ \text{carga } c \text{ em cada submercado } m]$$

$$EA_{t+1,k} = FDIN_{t,k} EA_{t,k} + FC_{t,k} EC_{t,k} - GH_{t,c,k} - EVT_{t,k} - EVP_{t,k} \\ - EDVC_{t,k} \quad (3b) \text{ [Equação de balanço} \\ \text{hídrico]}$$

$$\alpha_{t+1} - \sum_{k \in NREE} \bar{\pi}_{EA_{1,t+1,k}} EA_{t+1,k} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{EAF_{1,j,t+1,k}} EAF_{t-j+1,k} \geq \bar{\delta}_{1,t+1} \quad (3c) \text{ [Inequações representando} \\ \text{a Função de Custo Futuro]}$$

⋮

$$\alpha_{t+1} - \sum_{k \in NREE} \bar{\pi}_{EA_{q,t+1,k}} EA_{t+1,k} + \sum_{j=1}^p \bar{\pi}_{EAF_{q,j,t+1,k}} EAF_{t-j+1,k} \geq \bar{\delta}_{q,t+1}$$

$$t = 1, \dots, T; \quad k = 1, \dots, NREE; \quad m = 1, \dots, NSUBM$$

onde, para cada estágio t , tem-se: $GH_{t,c,k}$ geração hidráulica do REE k para o patamar de carga c ; $GFIOl_{t,c,k}$ geração fio d'água líquida do REE k para o patamar de carga c ; $GT_{t,c,j}$ geração termoeletrica da usina j para o patamar de carga c ; $F_{t,c}(i,k)$ intercâmbio do subsistema i para k no patamar de carga c ; $DEF_{t,c,m}$ corte de carga no subsistema m no patamar de carga c ; $EXC_{t,c,m}$ excesso de energia no subsistema m no patamar de carga c ; $DLIQ_{t,c,m}$ demanda líquida no subsistema m no patamar de carga c ; $EA_{t,k}$ energia armazenada no REE k ; $FDIN_{t,k}$ fator de correção devido à mudança de configuração no

REE k ; $FC_{t,k}$ fator de correção da energia controlável; $EC_{t,k}$ energia controlável afluente ao REE k ; $EVT_{t,k}$ energia vertida pelo REE k ; $EVP_{t,k}$ energia evaporada pelo REE k ; $EDVC_{t,k}$ energia desviado do REE k ; α_t valor esperado do custo total de operação do estágio t até T , também chamada função de custo futuro do estágio t ; $\bar{\pi}_{EA_{1,t+1,k}}$ multiplicador de Lagrange associado à energia armazenada no REE k ; $\bar{\pi}_{EAF_{1,t+1,k}}$ multiplicador de Lagrange associado à energia afluente ao REE k ; $\bar{\delta}_{1,t+1}$ constante.

2.2 Estratégia de Solução

Dado que computacionalmente não é possível percorrer a árvore completa de cenários de afluências, o algoritmo adotado para resolver o problema de programação linear estocástico multi-estágio do NEWAVE é a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que é uma versão amostral da decomposição de Benders aninhada [9]. Após o cálculo da estratégia de operação, é realizada uma simulação final adotando outros 2000 cenários hidrológicos. A partir dos resultados desta simulação final são produzidas estatísticas (valores esperados, desvio padrão, distribuições de frequências, etc) associadas a diversos indicadores de desempenho do sistema, entre os quais, custo total de operação, custo marginal de operação, risco de déficit, déficit de energia, geração hidrelétrica e térmica, vertimentos etc. [3][5].

Além de fornecer a política de operação por meio da função de custo futuro para o modelo de programação de curto prazo – DECOMP, o modelo NEWAVE é empregado nas seguintes atividades setoriais: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) – MME/EPE; Programa de Operação Energética – ONS; Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças – CCEE; Cálculo da Garantia Física das UHEs – MME/EPE; definição de parâmetros dos leilões de compra de energia – MME/EPE; e estratégias corporativas dos diversos agentes do setor elétrico brasileiro.

A estratégia de solução consiste em percorrer uma sub-árvore de cenários de afluências, que é escolhida da distribuição original da variável aleatória, iterativamente através de duas simulações:

Simulação *forward*, do estágio $t=1$ até $t=T$ percorrendo toda a sub-árvore (totalizando n_{sim} cenários), com a finalidade de gerar novos estados $\hat{x}^t := \{\hat{x}_t^v, \hat{\xi}_{t-p}, p = 1, \dots, P\}$ para os quais a função de custo futuro será avaliada e novos cortes de Benders construídos na próxima recursão *backward*.

Recursão *backward*, do estágio $t=T$ até $t=1$, os cortes de Benders que compõem a função de custo futuro são construídos para todos os nós da sub-árvore resultantes da última simulação *forward*. As variáveis duais associadas a esses subproblemas de programação linear são utilizadas para construir um corte de Benders (conjunto de restrições lineares multivariadas que representam a função de custo futuro), produzindo uma limite inferior do custo total esperado de operação em todo o horizonte de estudo (ZINF) no valor do estado associado ao nó da sub-árvore em questão $\hat{x}_{t-1,s}$.

3. DESCRIÇÃO GERAL DA ABORDAGEM PROPOSTA

De forma ampla, a pesquisa em curso tem como objetivo a definição de uma estratégia de consideração de cenários de produção de fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, que seja aderente ao algoritmo de solução utilizado (PDDE) no modelo NEWAVE. Como corolário, deve permitir a obtenção de resultados com a precisão adequada e dentro de um tempo computacional razoável, quando aplicada a sistemas interligados de grande porte, com predominância hidroelétrica, como é o caso do sistema brasileiro.

A metodologia está sendo desenvolvida e implementada em estágios, sendo que no estágio inicial será incorporada a incerteza da fonte eólica. Desta forma, o objetivo básico deste relatório é descrever uma abordagem proposta para a modelagem da incerteza da produção eólica mensal no problema de despacho de operação, resolvido pelo algoritmo de PDDE do modelo NEWAVE, através da modelagem da incerteza do processo estocástico dos ventos ou diretamente pela modelagem da incerteza da produção eólica.

Dadas a quantidade de parques eólicos atualmente instalados no Brasil (cerca de 640) e as perspectivas de elevado aumento neste número, torna-se fundamental investigar a forma de representação dos parques eólicos no modelo NEWAVE, à semelhança do que já ocorre com a representação das usinas hidroelétricas por UHEs ou REEs. Neste sentido, os parques eólicos poderão ser representados de forma individual (UHEs) ou por meio de parques eólicos equivalentes (PEEs).

Para a obtenção dos PEEs, faz-se necessário efetuar a identificação e o agrupamento dos regimentos de ventos por meio de técnicas estatísticas, considerando diversas granularidades espaciais, e.g., parques eólicos individualizados (UEEs), subestações agregadoras dos parques eólicos conectados ao SIN (46 subestações no sistema Sintegre do ONS, sendo 34 na região nordeste e 12 na região sul) e regiões/sub-regiões geográficas do Brasil. Adicionalmente, a granularidade temporal, i.e., dados em base horária ou mensal, também deve ser estudada.

Adicionalmente, serão modeladas as correlações espaciais entre os parques eólicos (UEEs/PEEs) e também as correlações espaciais entre UEEs/PEEs e UHEs/REEs.

Em um primeiro momento, a estrutura de correlação temporal porventura verificada no processo estocástico dos ventos médios mensais (m/s) em algum UEE ou PEE não será considerada de forma explícita no modelo de geração de séries sintéticas de ventos, podendo ser representada de forma indireta, por meio da correlação espacial verificada entre os processos estocásticos dos ventos nos UEEs/PEEs e afluições às UHEs/REEs. Como consequência, nenhuma variável de estado será adicionada ao algoritmo de PDDE do modelo NEWAVE, não havendo, portanto, acréscimo da cardinalidade da função de custo futuro (multivariada), que representa a política ótima de operação.

Tanto para a simulação *forward*, quanto para a recursão *backward* e também para a simulação da operação do sistema interligado com a política de operação obtida, há, no módulo GEVAZP do modelo NEWAVE, uma estratégia de geração de séries sintéticas multivariadas de afluições aos reservatórios das UHEs/REEs, utilizando modelos autorregressivos periódicos - PAR(p). A proposta deste trabalho é estender este módulo para torná-lo um *modelo integrado de geração de séries sintéticas multivariadas mensais de afluições e ventos*, observando os aspectos listados anteriormente.

Uma vez obtidos os cenários sintéticos de ventos mensais para os UEEs ou PEEs, é necessário estimar a produção eólica associada para ser considerada no problema de despacho mensal do modelo NEWAVE. A abordagem proposta consiste em construir funções de transferência mensais (FTMs) entre vento e produção eólica mensais, a partir do levantamento das curvas de potência probabilísticas mensais (produção versus velocidade média mensal) dos UEEs/PEEs. Entre as técnicas que poderiam ser empregadas para este fim, incluem-se: regressões lineares e modelos aditivos generalizados. Ainda, em havendo dados, seria relevante que as FTMs pudessem ser avaliadas sazonalmente e atualizadas anualmente.

Uma questão importante no desenvolvimento e testes da metodologia proposta, diz respeito à disponibilização de dados verificados (medidos). Idealmente, seria relevante que se tivesse acesso às séries horárias consistidas e pareadas de velocidades de ventos e produções eólicas, para todos os parques existentes, ou pelo menos para aqueles vencedores nos leilões públicos de compra de energia elétrica. No entanto, as instituições depositárias desses dados verificados (EPE e CCEE) têm declarado que, por questões de confidencialidade com os proprietários dos dados (os parques eólicos), a sua disponibilização não é possível.

Com relação aos dados públicos no Brasil, a EPE disponibiliza algumas informações sobre a velocidade de vento no sistema de Acompanhamento de Medições Eólicas (AMA) agregados por unidades da Federação; embora interessantes, os dados disponibilizados não apresentam resoluções espaciais e temporais necessárias para a realização de análises mais sofisticadas e abrangentes [26]-[31]. Com relação aos dados de produção eólica, a partir de 2018, a CCEE passou a disponibilizar dados verificados em base horária; porém o histórico disponibilizado, no momento, ainda é insuficiente. Por sua vez, o ONS disponibiliza desde 2018 valores previstos de velocidades de ventos e produção eólicas, em base semi-horária, para o conjunto das 46 subestações que fazem parte do seu sistema Sintegra; novamente o histórico disponibilizado ainda é insuficiente, além de se tratar de valores não observados.

Deste modo, tornou-se necessário a realização de avaliações adicionais, incluindo dados oriundos de reanálises, por exemplo, os dados oriundos do MERRA-2 (global), disponíveis para qualquer local do planeta e com resolução horária [32].

Em resumo, a abordagem proposta é multidisciplinar, conjugando o emprego de diversas técnicas, dentre as quais: análise exploratória de dados - análise estatística de agrupamentos e métodos estatísticos multivariados [33]; métodos estatísticos para análise de regressão linear - simples ou por partes, desde os tradicionais modelos de regresso linear até abordagens mais flexíveis [33][34]; processos estocásticos e séries temporais [35][21][22]; otimização estocástica - programação dinâmica dual estocástica [6][7].

Por fim, a abordagem proposta é composta por quatro etapas interligadas, com desenvolvimentos simultâneos [12][13][15][14][16][44]:

- (i) agrupamento estatístico dos regimes de ventos;
- (ii) avaliação de funções de transferência mensais (FTMs) entre ventos e produção eólica, a partir de curvas de potência probabilísticas mensais;

- (iii) geração conjunta de séries sintéticas de ventos/produção eólica correlacionadas às afluências aos reservatórios das hidroelétricas; e
- (iv) representação da produção eólica mensal no algoritmo de PDDE do modelo NEWAVE.

Uma descrição sucinta de cada uma dessas etapas, assim como de resultados preliminares, será apresentada nas próximas seções.

Ressaltamos que o processo de geração de cenários segue, em linhas gerais, o que é feito com as vazões, considerando as particularidades da modelagem dos ventos (por exemplo, consideração da distribuição Weibull para os ruídos)

3.1 Modelagem de cenários de vento X modelagem de cenários de produção eólica

Há algumas motivações para trabalharmos com recurso (vento) e não produção eólica para o modelo de geração de cenários de vento com base em dados históricos:

- ✓ Os dados históricos de geração seriam influenciados por eventuais manutenções programadas (ou forçadas) das unidades geradoras. Assim, estas informações, que são conjunturais, impactariam na calibração do modelo de geração de cenários, que é mais estrutural;
- ✓ Os dados históricos de geração também podem ser afetados por possíveis expansões no parque, que podem não ocorrer (ou ocorrer de forma diferente) ao longo do tempo.

De qualquer forma, estudaremos formas de representar, no futuro, a variável “geração eólica” de forma direta para parques cujos dados históricos de ventos não estejam disponíveis. No modelo de otimização, a geração seria considerada como decisão do modelo (ou seja, podendo haver corte de vento) ou como abatimento forçado de carga (como existe atualmente), conforme opção fornecida pelo usuário. Em ambos os casos, pode-se considerar a incerteza na geração.

4. AGRUPAMENTO ESTATÍSTICO DOS REGIMES DE VENTOS [11][12][15]

Conforme apresentado na Seção 3, uma das etapas da abordagem metodológica proposta consiste na identificação e no agrupamento dos regimes de ventos nas diversas regiões do Brasil. Também foi justificada a necessidade de se utilizar dados oriundos de reanálises. Para isso, deve-se formar uma matriz de dados na qual cada coluna guarda a série temporal de velocidade de vento em um aproveitamento eólico.

Na sequência, a identificação de grupos de regimes eólicos semelhantes envolve a avaliação da similaridade das séries temporais de velocidade de ventos nos aproveitamentos. Para isso deve-se analisar as correlações entre as séries de velocidade de vento, i.e., entre as colunas da matriz de dados. Por exemplo, a Figura 4.1 apresenta um mapa de calor (*heatmap*) da matriz de correlações entre as séries das médias mensais de velocidade de vento a 100 m de altura, oriundas do MERRA-2 (global) para o período de 2001-2017 em 498 parques eólicos que totalizam uma capacidade instalada de cerca de 12.676 MW, agregados em 79 municípios de 8 estados da região Nordeste. Uma análise pictórica do mapa revela a existência de 2 até 5 regimes eólicos.

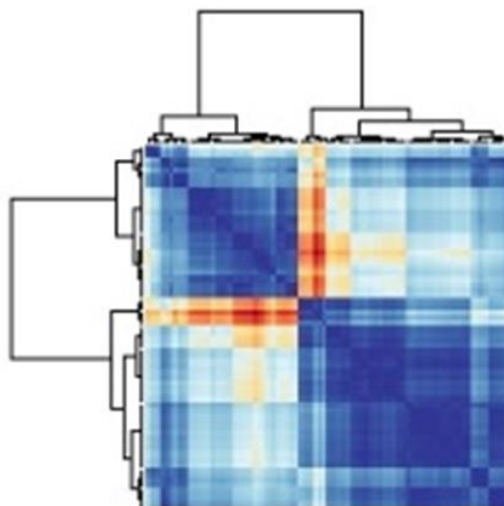


Figura 4.1 - Mapa de calor da matriz de correlações entre as médias mensais de 79 localidades com parques eólicos na região Nordeste [26]

Embora a matriz de correlações na Figura 4.1 identifique a existência de grupos de parques eólicos espacialmente correlacionados, eles não estão claramente delimitados. A discriminação dos grupos pode ser alcançada com a aplicação da análise fatorial exploratória - AFE [33], seguida da análise de agrupamentos [33].

Seja X a matriz de dados de reanálise, em que cada coluna guarda a série temporal da velocidade de vento em uma localidade com aproveitamentos eólicos. Assim, para o caso de n localidades, cada uma com uma série temporal com q registros horários de velocidade vento, a matriz X tem dimensões $n \times q$.

A partir da matriz X pode-se obter a matriz de covariâncias S entre as velocidades de vento dos n parques eólicos. A matriz S tem dimensões $n \times n$ e cada elemento S_{ij} contém a covariância entre as velocidades de vento nas localidades i e j .

A AFE é uma técnica para redução da dimensionalidade dos dados na qual admite-se que a velocidade do vento x_i em cada parque eólico i seja expressa em função da soma dos efeitos de m ($m < n$) regimes eólicos (fatores latentes $F_j \forall j=1,m$) mais uma componente específica ε_i da i -ésima localidade com aproveitamento eólico:

$$x_i = l_{i1}F_1 + l_{i2}F_2 + \dots + l_{im}F_m + \varepsilon_i \quad \forall i=1,n \quad (4)$$

em que l_{ij} é o peso do i -ésimo parque eólico no j -ésimo fator latente.

A partir da combinação linear em (4) e da premissa de independência entre F_1, F_2, \dots, F_m e $\varepsilon_i \forall i=1,n$ obtém-se a seguinte decomposição da matriz de covariâncias:

$$S = L^T L + \Phi \quad (5)$$

em que L é uma matriz de dimensões $n \times m$ em que cada linha guarda os pesos de cada parque eólico i nos m fatores latentes, i.e., cada linha é formada pelo elementos $l_{i1}, \dots, l_{im} \forall i=1,n$.

A parcela $L^T L$ é denominada por comunalidade e captura a contribuição dos m regimes de vento para a variabilidade da velocidade nos n parques eólicos. Já a parcela Φ é uma matriz diagonal, cujos elementos capturam a variabilidade da velocidade de vento em cada parque eólico que não é explicada pelos regimes de vento.

O ajuste do modelo em (4) pode ser realizada por meio do cálculo dos n autovetores e_1, e_2, \dots, e_n e respectivos autovalores $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots \geq \lambda_n$ da matriz S . Adicionalmente, a soma dos autovalores é igual ao traço da matriz S , i.e., a variância total dos ventos nas n localidades com parques eólicos. A determinação do número de fatores latentes m e a formação da L consiste em encontrar um valor para m tal que $S \cong L^T L$.

Pelo Teorema da Decomposição Espectral [33] tem-se que:

$$S = \lambda_1 e_1 e_1^T + \lambda_2 e_2 e_2^T + \dots + \lambda_m e_m e_m^T \quad (6)$$

Dado que $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots \geq \lambda_n$, os primeiros autovalores concentram a maior parcela da variância total, então os primeiros termos da soma em (6) são os que mais contribuem para a formação da matriz S . Assim, para que $L^T L$ forneça uma boa aproximação da matriz S , o número de fatores m deve satisfazer a seguinte condição [33]:

$$100\%(\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_m)/(\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n) \geq 80\% \quad (7)$$

Definido o número de fatores m , a matriz L pode ser gerada com base nos autovetores de S associados aos primeiros m autovalores:

$$L = [\sqrt{\lambda_1} e_1 \quad \sqrt{\lambda_2} e_2 \quad \dots \quad \sqrt{\lambda_m} e_m] \quad (8)$$

Se a condição em (7) é satisfeita com menos de três fatores ($m \leq 3$) pode-se gerar uma visualização das n localidades com parques eólicos em um sistema de m eixos fatoriais, um mapa que permite a rápida identificação de grupos de parques eólicos espacialmente correlacionados, conforme ilustrado na Figura 4.2.

A aplicação da AFE na matriz de correlações entre as 79 localidades permite obter uma representação gráfica, em 3 dimensões (Figura 4.2), da estrutura de correlações entre os regimes de vento que atingem as localidades. Cada dimensão corresponde a um eixo fatorial e pode ser interpretada como sendo um regime de ventos. Cada ponto no diagrama ilustrado na Figura 4.2 representa um município com aproveitamento eólico. As distâncias entre os pontos na Figura 4.2 refletem as correlações entre os regimes de vento, sendo que pontos próximos indicam regimes correlacionados.

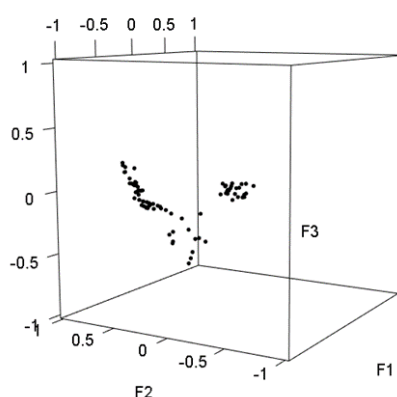


Figura 4.2 - Diagrama das localidades avaliadas nos três eixos fatoriais [26]

Por sua vez, a identificação de *clusters* de parques eólicos com regimes de vento correlacionados pode ser realizada por meio do algoritmo K-Means [33]. Para isso, os vetores com as coordenadas dos aproveitamentos eólicos nos eixos fatoriais devem ser empilhados em uma nova matriz de dados, neste caso uma matriz com três colunas.

A análise de agrupamentos - *cluster analysis* [33], [36]-[38] é uma técnica estatística útil na segmentação de um conjunto de n objetos (localidades com parques eólicos), caracterizados por m atributos, em subconjuntos mutuamente exclusivos, denominados *clusters*, de tal forma que os objetos em um mesmo subconjunto sejam semelhantes entre si, mas ao mesmo tempo diferentes dos objetos pertencentes aos outros subconjuntos. Entre os principais métodos de análise de agrupamentos destaca-se o K-Means.

O K-Means classifica o conjunto de objetos em um número k de *clusters* especificado a priori. O critério utilizado pelo método consiste em minimizar a variabilidade dentro dos agrupamentos, expressa pela soma dos quadrados dos desvios entre as observações e o centroide do *cluster* no qual as observações foram alocadas (Within Sum of Squares - WSS):

$$WSS = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i, x_i \in C_j} \|x_i - c_j\|^2 \right) \quad (9)$$

em que x_i , $i=1,n$, é o i -ésimo objeto, C_j é o j -ésimo cluster, c_j é o centroide do j -ésimo cluster e n é o número de objetos a serem classificados.

Cada objeto pertence a apenas um dos k clusters, portanto, a classificação dos n objetos pode ser representada por uma matriz binária U de dimensões $n \times k$, onde $u_{ij} = 1$ se o i -ésimo objeto pertence ao j -ésimo cluster e $u_{ij} = 0$, caso contrário.

O método K-Means pode ser implementado segundo o algoritmo a seguir, onde a matriz U e os centroides dos clusters são obtidos de forma iterativa:

- 1) Inicialize os centroides dos clusters pelo sorteio de k objetos entre os n a serem classificados.
- 2) Determine a matriz U de acordo com o critério do centroide mais próximo, i.e., aloque cada objeto ao cluster com o centroide mais próximo.
- 3) Calcule o valor da função objetivo WSS em (9). Pare se o valor da função estiver abaixo de uma tolerância pré-especificada, se a melhoria em relação à iteração anterior for desprezível ou se o máximo de iterações for alcançado.
- 4) Atualize os centroides dos clusters e volte para o passo 2.

A classificação resultante dos aproveitamentos eólicos pelo método K-Means está apresentada na Figura 4.3.

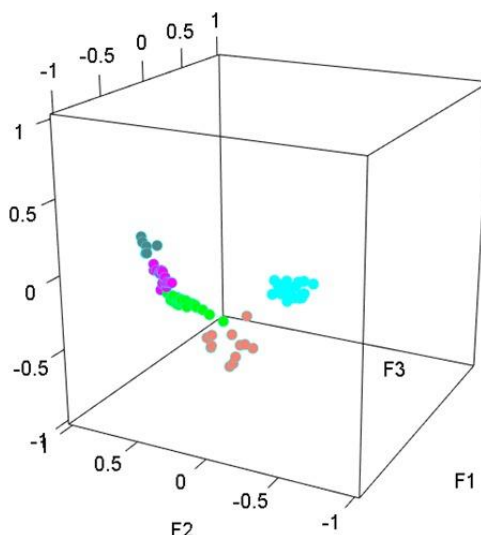


Figura 4.3 - Clusters de aproveitamentos eólicos [26]

Já na Figura 4.4 tem-se a representação espacial dos agrupamentos identificados na Figura 4.3. Vale destacar a reduzida superposição entre os agrupamentos.

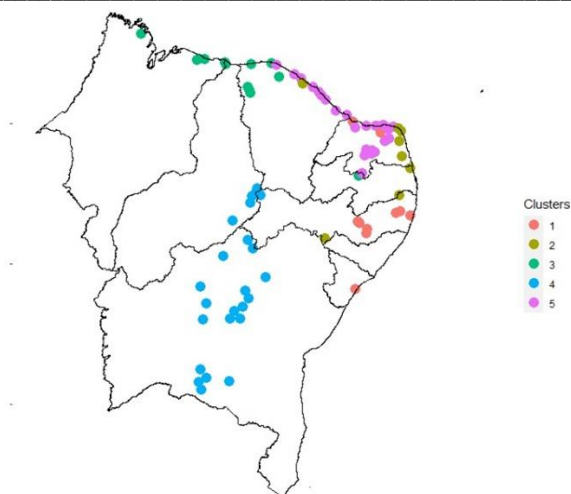


Figura 4.4 – Representação espacial dos agrupamentos identificados

Uma vez identificados os agrupamentos dos regimes de ventos, a abordagem descrita na Seção 5 será aplicada aos dados agrupados, calculados com base na média dos dados dos parques que pertencem a cada agrupamento. Por fim, obtém-se as funções de transferência entre médias mensais (FTMs) da velocidade de vento e produção eólica para os grupos eólicos identificados.

No presente trabalho de pesquisa, será investigada a granularidade espacial mais adequada para utilização no processo de geração de séries sintéticas de velocidades de ventos mensais, dentro do algoritmo PDDE do modelo NEWAVE. Também serão avaliadas as vantagens/limitações de se utilizar, na identificação de grupos de regimes eólicos semelhantes, matrizes de correlações entre as séries dos valores horários e das médias mensais de velocidade de vento.

5. AVALIAÇÃO DAS FUNÇÕES DE TRANSFERÊNCIA MENSASIS (FTMs) ENTRE VENTOS E PRODUÇÃO EÓLICA [12][13][44]

Na metodologia proposta, após a geração de séries sintéticas de ventos mensais (Etapa 3), é preciso obter a correspondente produção eólica de cada parque eólico para ser considerada no problema de despacho mensal da operação do modelo NEWAVE (Etapa 4). Para isso há a necessidade de ajustar funções de transferência (FTMs) capazes de descrever o relacionamento entre as médias mensais de velocidade de vento e de produção eólica mensal.

Por sua vez, as FTMs entre ventos e produção eólica são obtidas a partir de curvas de potência probabilísticas mensais (CPPMs). As abordagens para a construção das CPPMs e FTMs são descritas a seguir.

5.1 Cálculo de Curvas de Potência Probabilísticas Mensais

O cômputo de curvas de potência probabilísticas mensais (CPPMs) requer a análise de dados pareados de velocidade de vento e de produção eólica, um requisito difícil de ser alcançado, sobretudo quando há muitos aproveitamentos eólicos, e também devido a não disponibilização de uma base pública de dados verificados (medidos).

Uma alternativa para contornar esta dificuldade na obtenção de dados verificados e pareados, é lançar mão, de *previsões* de velocidade de vento, acompanhados das respectivas *previsões* de produção eólica, que recentemente (2018) passaram a ser disponibilizados diariamente pelo sistema Sintegre do ONS, até 168 horas à frente e em base semi-horária. Com isto, pode-se obter estimativas das *curvas de potência probabilísticas* em escala semi-horária. Adicionalmente, no Sintegre são disponibilizadas as funções de transferência usadas para converter as previsões de velocidade em previsões de produção eólica, uma função ajustada para cada semi-hora do dia. Contudo, tais funções de transferência são fornecidas para grupos de aproveitamentos eólicos, cada um associado à uma subestação. A desagregação por parque eólico pode ser aproximada mediante fatores de participação, também fornecidos no Sintegre ONS, e que permitem quantificar a contribuição de cada parque eólico na subestação em que está conectado.

Apesar do período de disponibilização ser relativamente curto¹ – pouco mais de um ano – foi elaborado no âmbito deste trabalho um procedimento que permite utilizar este conjunto de funções de transferência de cada intervalo semi-horário para transformar as reanálises das velocidades horárias de vento em estimativas horárias de produção eólica.

O procedimento desenvolvido [12][44], ilustrado na Figura 5.1, consiste na aplicação das funções disponibilizadas no Sintegre às séries temporais de reanálise de velocidades de vento horárias, obtidas do MERRA 2, cobrindo o período de 1980 a 2019 (40 anos). Com isto são obtidas estimativas de produção

¹ Ressaltamos que o histórico de dados para as usinas eólicas que estão disponíveis no site do ONS (http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx) contém um período mais longo, porém apresentam apenas dados de geração eólica.

de eólica horárias para o mesmo período, assim como curvas de potência probabilísticas horárias. Em seguida, as estimativas de produção de eólica horárias são agrupadas por mês para a obtenção de séries temporais das médias mensais da velocidade de vento e produção eólica. A partir destes dados, são obtidas as curvas de potência probabilísticas mensais (diagramas de dispersão).

Chama-se a atenção que os dados no sistema Sintegra são fornecidos para grupos de aproveitamentos eólicos, cada um associado à uma subestação do sistema elétrico, a qual pode ser visualizada como um PEE. A desagregação por parque eólico pode ser obtida de forma aproximada mediante fatores de participação, também fornecidos no Sintegra, e que permitem quantificar a contribuição de cada parque eólico na subestação em que está conectado.



Figura 5.1 - Procedimento para a obtenção de Curvas de Potência Probabilísticas Mensais utilizando dados do SINTEGRE e MERRA 2 – Diagrama Esquemático

Para ilustrar a factibilidade e o desempenho do procedimento proposto, foram analisados dados dos PEEs de três subestações disponibilizados no Sintegra: duas para a região Nordeste – PEE NE-L, no litoral, e PEE NE-I, no interior; e uma para a região Sul - PEE Sul.

Para cada uma das subestações consideradas, a Figura 5.2 apresenta (na cor vermelha) as curvas de potência probabilísticas horárias (diagramas de dispersão) obtidas com os dados do Sintegra. Nesta mesma Figura também são apresentadas (na cor azul) as curvas de potência probabilísticas horárias obtidas com o procedimento desenvolvido, i.e., pela aplicação das funções disponibilizadas no Sintegra às séries temporais de reanálise de velocidade de vento, obtidas do MERRA 2. Verifica-se que as curvas de potência probabilísticas horárias obtidas com o procedimento desenvolvido estão contidas nos diagramas de dispersão oriundos do Sintegra, evidenciando a razoabilidade tanto do procedimento elaborado quanto da utilização de dados de reanálise.

Na sequência as estimativas horárias foram agrupadas por mês para a obtenção de séries temporais das médias mensais da velocidade de vento e produção eólica. A partir destes dados, foram obtidas as curvas de potência probabilísticas mensais (diagramas de dispersão) para os PEEs de cada uma das subestações anteriores, conforme apresentados na Figura 5.3. A partir desta última figura se

constata que, para os PEEs analisados, as correlações entre as médias mensais da velocidade de vento e produção eólica são superiores a 99% para o Nordeste, e superior a 97% para o Sul.

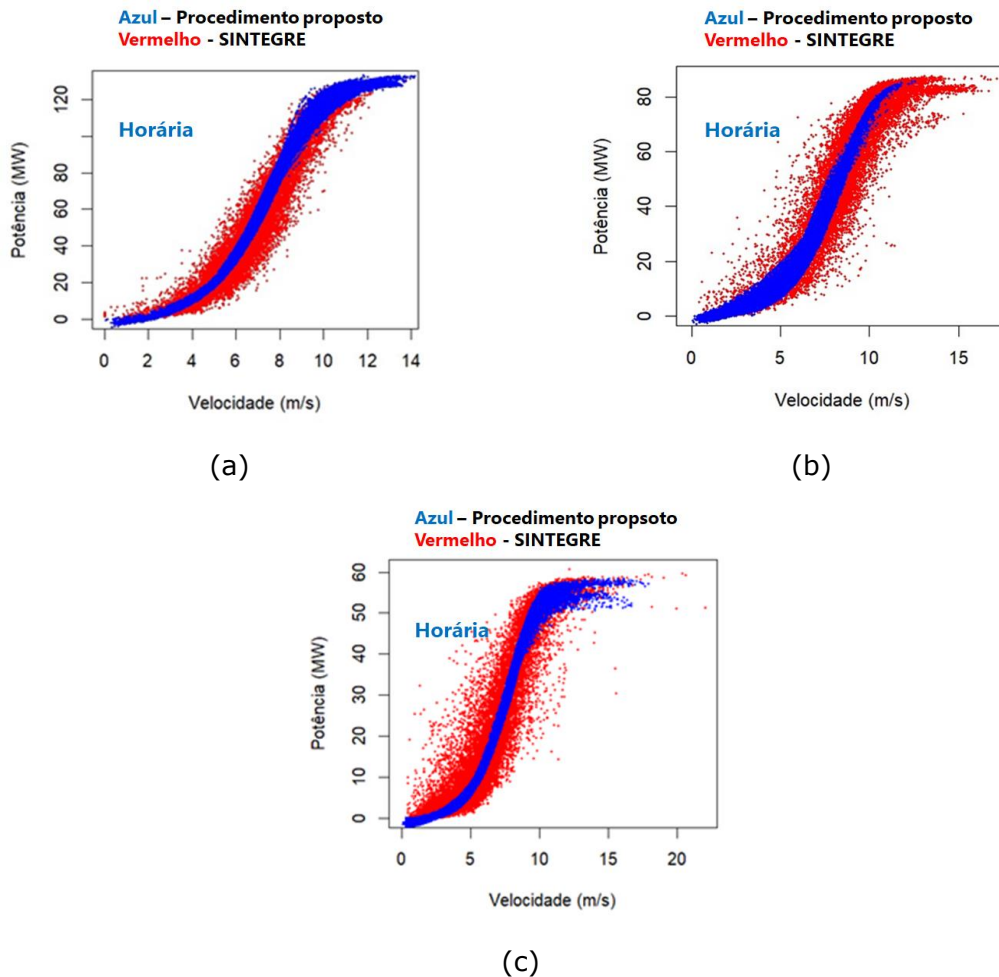
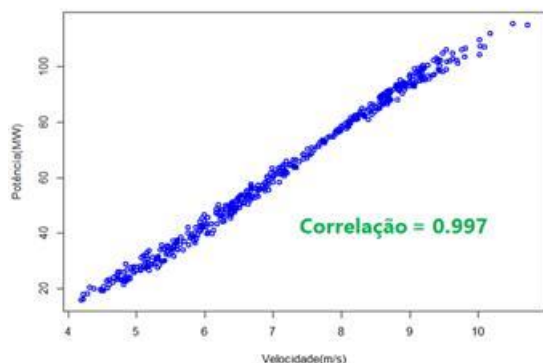
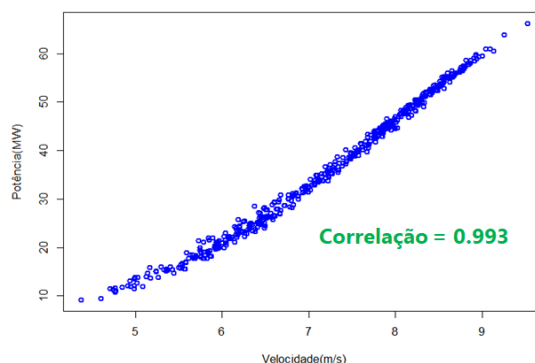


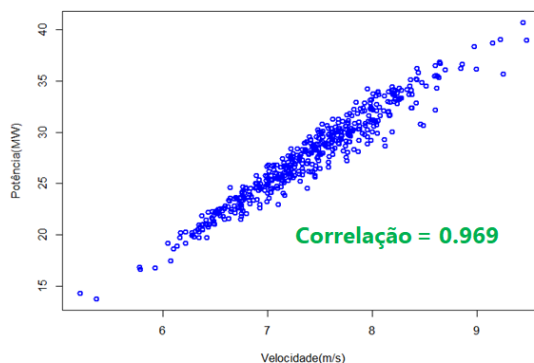
Figura 5.2 - Curvas de potência probabilísticas horárias - dados do Sintegre (vermelho) e procedimento proposto usando dados do MERRA 2 (azul) – PEEs NE-L (a), NE-I (b) e Sul (c)



(a)



(b)



(c)

Figura 5.3 - Curva de potência probabilística mensal obtida pela aplicação do procedimento proposto aos dados de reanálise oriundos do MERRA 2 – PEEs NE-L (a), NE-I (b) e Sul (c)

5.2 Avaliação das Funções de Transferências Mensais (FTMs) entre Ventos e Produção Eólica

Quando se comparam as Figuras 5.2 e 5.3, constata-se que, como esperado, a dispersão das curvas de potência probabilísticas mensais são suavizadas em relação àquelas em escala horária. Esta característica possibilita a construção de Funções de Transferências Mensais (FTMs) entre vento e produção eólica.

As abordagens para construção das FTMs entre ventos e produções eólicas mensais incluem os métodos estatísticos para análise de regressão linear - simples ou por partes - ajustados às curvas de potência probabilísticas mensais de cada aproveitamento eólico [33][34].

Em havendo dados suficientes, um aspecto a ponderar é se, para um dado PEE, dever-se-ia construir uma única FTM – válida para todos os meses do ano, ou várias FTMs, com intuito de capturar

eventuais sazonalidades presentes. Isto irá depender do comportamento das CPPMs associadas a cada PEE, as quais devem ser obtidas e analisadas sob esta perspectiva. Devido a limitação de espaço, este aspecto é ilustrado apenas para o PEE NE-L, abordado na Seção 5.1. Conclusões semelhantes são obtidas para os demais PEEs.

A partir das séries temporais das médias mensais da velocidade de vento e produção eólica calculadas na Seção 5.1 para o PEE NE-L, a Figura 5.4 exhibe, para cada mês do ano, os *boxplots* dos correspondentes valores médios de velocidade de vento e produção eólica, onde se observa um comportamento sazonal, com as medianas apresentando valor mínimo em abril e valores máximos em setembro e outubro; também se verifica que os meses de valores médios mais elevados apresentam menor dispersão que aqueles com valores mais baixos.

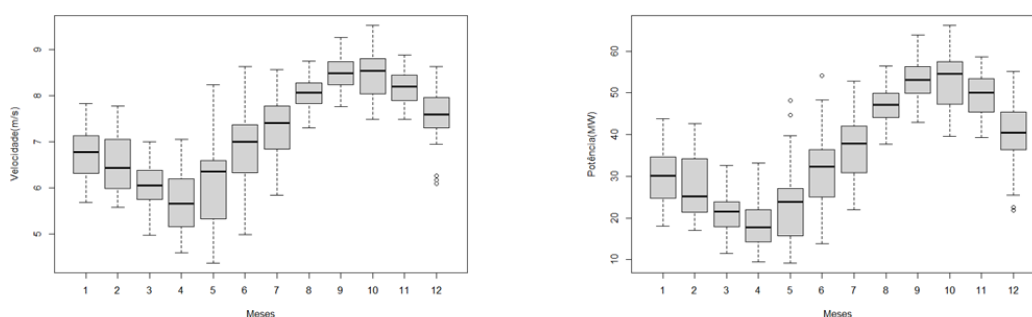


Figura 5.4 - Boxplots das médias mensais de velocidades de vento e produção eólica – PEE NE-L

Este comportamento sazonal sugere a construção e análise de CPPMs para cada mês do ano, conforme apresentado na Figura 5.5. O agrupamento das CPPMs de cada mês pode ser realizada por várias técnicas, e.g., utilizando o Mapa de Kohonen [46][47]. Uma inspeção visual dessas CPPMs sugere o seu agrupamento, por exemplo, em três classes: uma associada aos meses mais quentes (Dez-Jan-Fev-Mar-Abr) e denominada DJFMA, outra aos meses mais frios (Jun-Jul-Ago-Set-Out) – JJASO, e a última, relacionada a meses de transição (Mai e Nov) - MN.

Tanto para a CPPM agregada (obtida considerando todos os meses), quanto para cada uma das três CPPMs sazonais obtidas anteriormente, foram construídas Funções de Transferência (FTMs) entre ventos e produções eólicas mensais por meio da aplicação do método de regressão linear simples. As FTMs ajustadas estão indicadas na Figura 5.6, tanto em forma gráfica quanto por meio das equações de regressão. Observa-se que o ajuste da FTM por meio de uma equação afim se constitui em uma boa representação; este resultado não surpreende dado o elevado valor da correlação entre as médias mensais da velocidade de vento e produção eólica obtida para este PEE (99.7%). Constata-se ainda que não há ganho, neste caso, em se adotar várias FTMs, sendo bastante razoável utilizar a FTM agregada.

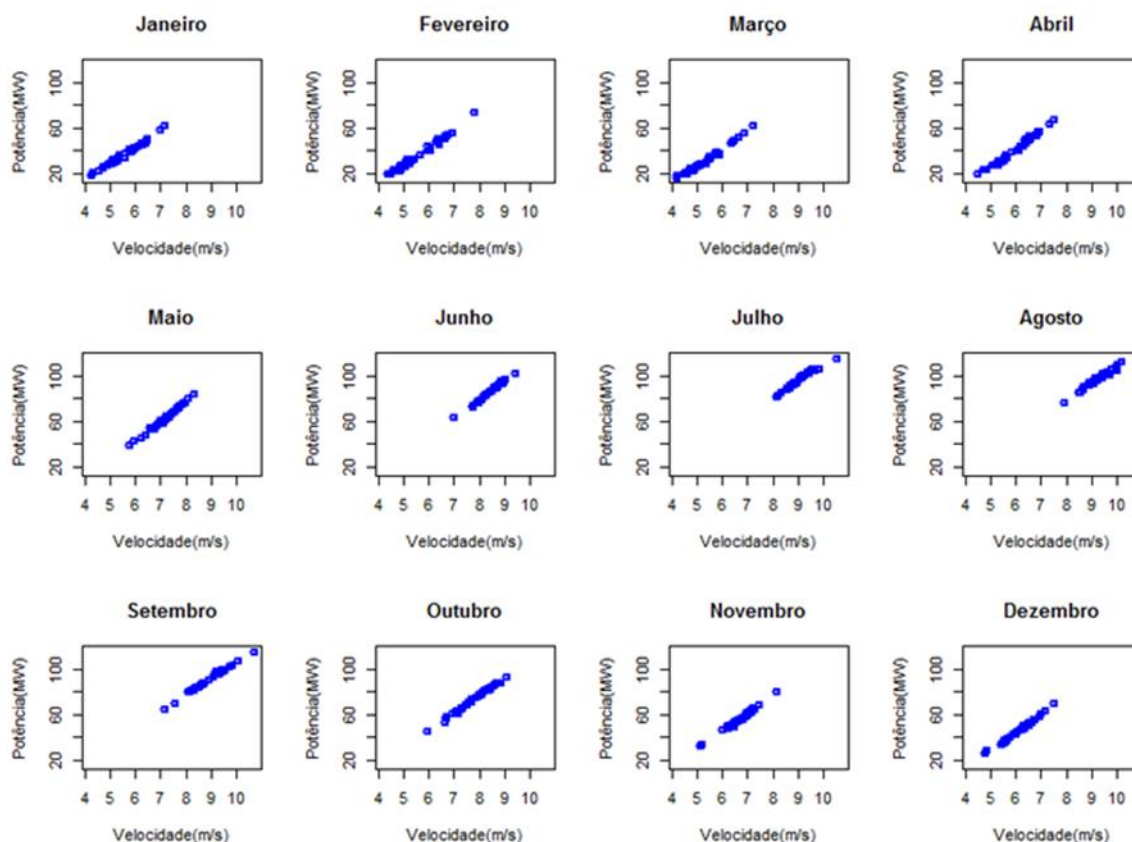


Figura 5.5 - Curvas de Potência Probabilísticas Mensais para cada mês do ano – PEE NE-L

Dependendo da forma da CPPM, o ajuste da FTM associada por uma única regressão linear pode não ser adequada. Neste caso, recomenda-se a utilização, por exemplo, de regressões lineares por parte. Embora não pareça ser o caso do PEE NE-L, mas com o intuito de ilustrar a sua modelagem, a Figura 5.7 apresenta duas possíveis FTMs agregadas ajustadas utilizando o modelo de regressão linear por partes, considerando duas possibilidades para os pontos de quebra (break points), i.e., 5,3 e 9,2. Observe que, neste caso, na equação de regressão linear por parte aparece uma variável fictícia (dummy) V^* , onde $V^* = 0$ se a velocidade média mensal do vento for inferior ao ponto de quebra; caso contrário, $V^* = 1$.

Finalmente, recomenda-se que as FTMs sejam atualizadas a cada ano, à medida que mais dados sejam disponibilizados e incorporados às análises.

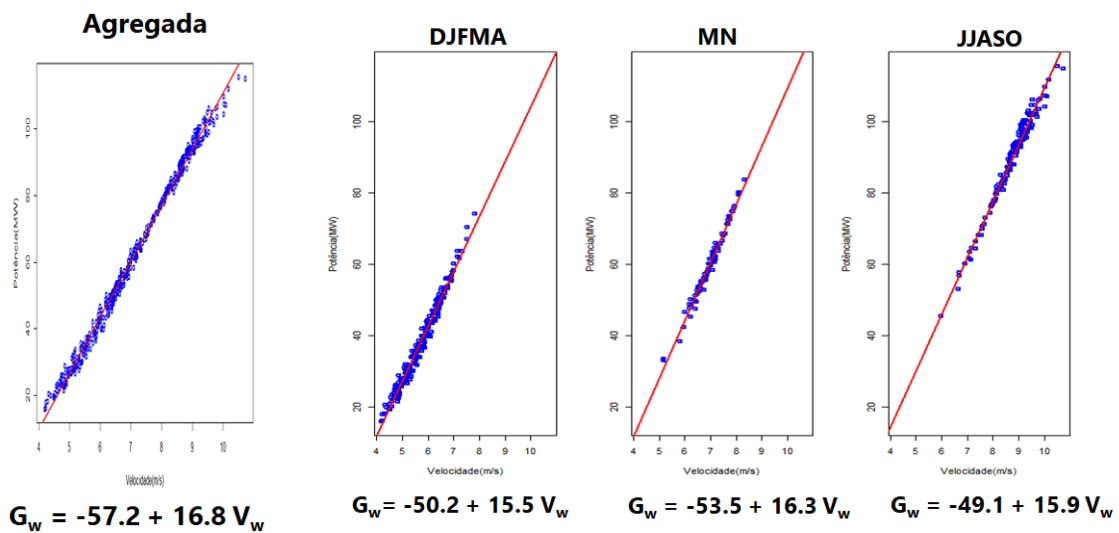


Figura 5.6 - Funções de Transferência Mensais - regressão linear simples – PEE NE-L

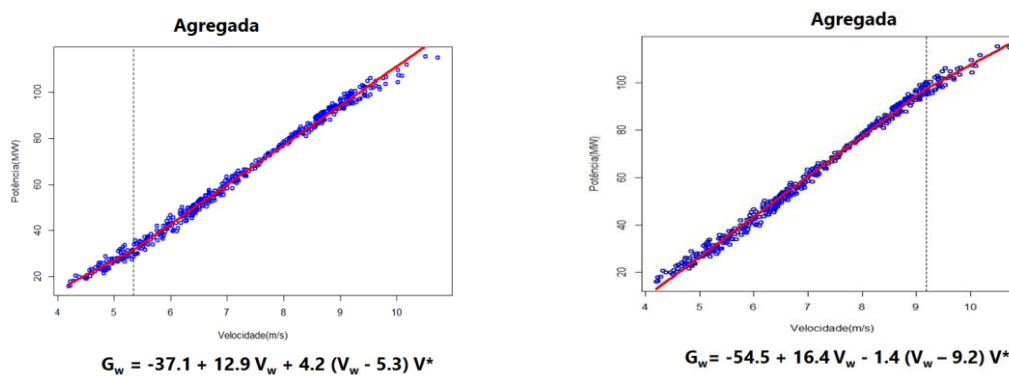


Figura 5.7 - Funções de Transferência Mensais - regressões lineares por partes – PEE NE-L

6. GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DE VENTOS/PRODUÇÃO EÓLICA [12]-[16]

Conforme descrito na Seção 2, faz parte do modelo NEWAVE um módulo responsável pela geração de séries sintéticas de aflúncias (energias afluentes aos REEs ou vazões afluentes aos reservatórios de usinas hidroelétricas), denominado GEVAZP. São gerados séries sintéticas para a simulação *forward*, a recursão *backward* e para a simulação da operação do sistema interligado com a política de operação obtida.

O modelo GEVAZP emprega a classe de modelos de séries temporais em que parte dos parâmetros, ou todos, variam dentro do ano, são conhecidos como modelos autorregressivos com parâmetros periódicos, e são denotados por modelos PAR(p)².

O modelo autorregressivo periódico, caracterizado por PAR(p₁,..., p_s), aplicado ao processo estocástico de energias naturais afluentes, pode ser escrito como:

$$\left(\frac{ENAt,i - \mu_{m,i}}{\sigma_{m,i}}\right) = \sum_{j=1}^{p_{m,i}} \phi_{t,j,i} \left(\frac{ENAt-j,i - \mu_{m-j,i}}{\sigma_{m-j,i}}\right) + a_{t,i} \quad (10)$$

onde:

ENAt,i é a energia natural afluente, uma variável aleatória de um processo estocástico com s períodos sazonais referente ao reservatório i;

O índice de tempo t pode ser considerado como uma função do ano T e do período sazonal m: t = (T - 1) s + m;

p_m é o número de termos autorregressivos do modelo para o período sazonal m, p_m < 12;

μ_{m,i} e σ_{m,i} são a média e o desvio-padrão do processo estocástico do período sazonal m correspondente ao estágio t, respectivamente.

A série a_t não correlacionada temporalmente é independente de ENAt, possui média zero e variância σ_a^{2(m)} e pode ser escrita como uma função das auto-correlações ρ^m(k) de ENAt e dos coeficientes auto-regressivos periódicos [21][22].

A função de auto-correlação ρ^m(k) de ENAt é obtida multiplicando-se ambos os lados da equação (4) por $\left(\frac{ENAt-k - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)$ e aplicando o valor esperado a todos os termos desta equação. Ela satisfaz a equação de diferenças (sistema de equações de Yule-Walker). Para cada período m, pode-se obter um conjunto de equações lineares, o sistema de equações de Yule Walker estendido para modelos PAR(p). Os coeficientes auto-regressivos periódicos φ₁^m, φ₂^m, ..., φ_{p_m}^m são estimados resolvendo o sistema de equações lineares de Yule Walker de cada período m, onde os parâmetros μ_m e σ_m² e a função de auto-correlação ρ^m(k) de ENAt são obtidos pelas respectivas estimativas de momento.

A função de auto-correlação parcial (FACP) é outra forma de se representar a estrutura de dependência temporal de um modelo. É útil na identificação da ordem do modelo autorregressivo que

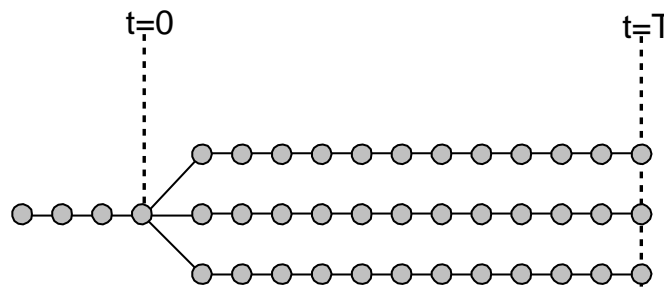
² A proposta metodológica aqui apresentada também pode ser aplicada ao modelo auto-regressivo periódico com componente anual - PAR(p)-A.

deve ser ajustado a uma série temporal histórica. Em [39], os autores definem a FACP periódica para um modelo PAR(p) de forma semelhante à feita para um modelo de autorregressivo não periódico - AR(p). Para cada período m , a FACP periódica é definida pelo conjunto dos últimos parâmetros autorregressivos dos modelos auto-regressivos de ordem k , $k = 1, \dots$, deste período m , usualmente denominados de ϕ_{kk}^m . Como decorrência dessa definição, a FACP do período m deve ser igual a zero após o lag p_m , quando a ordem do modelo AR(p) nesse período é p_m [39]. Também como consequência dessa definição, a resolução de cada um dos sistemas de equações de Yule-Walker fornece ϕ_{kk}^m até lag $k = p_m$.

Maiores detalhes do modelo podem ser encontrados em [23]-[25].

Para gerar cenários sintéticos de afluências com o modelo PAR(p) foi empregada uma metodologia na qual, inicialmente, é necessário obter uma amostra de ruídos, a_t , não correlacionados temporalmente, uma para cada período de tempo e, no caso da recursão *backward*, para cada cenário de afluências. Atualmente, essas amostras são produzidas por amostragem seletiva a partir de uma distribuição Lognormal com três parâmetros [40] é ajustada aos resíduos espacialmente correlacionados [24]. Assim, os cenários de afluências gerados são multivariados e apresentam uma distribuição assimétrica semelhante ao processo de afluências original.

O método de amostragem seletiva consiste na aplicação de técnicas de agrupamento no processo de geração de cenários de afluências. Nesse caso, as técnicas de agrupamento são usadas para obter amostras de séries de ruídos, a_t , multivariados e não correlacionados no tempo. A Figura 6.1 ilustra o esquema de geração de cenários sintéticos em um período de tempo com T estágios.



Fonte: Autores

Figura 6.1 - Esquema de geração de cenários sintéticos

Como um dos objetivos da metodologia proposta é não aumentar o número de variáveis de estado consideradas no algoritmo de PDDE, que hoje já é elevado (84, no caso da representação por REEs e com $p_m = 6$), a estrutura de correlação temporal, porventura verificada no processo estocástico dos ventos médios mensais em algum UEE ou PEE, não será representada de forma explícita no modelo de geração de séries sintéticas. Ela será representada pela correlação espacial verificada entre os processos estocásticos das velocidades dos ventos e das afluências aos REEs, conforme indicado em (11).

$$corr(V_m^i, ENA_m^j) = \frac{\sum_{k=1}^{nanos} (V_{k,m}^i - \mu_m^v)(ENA_{k,m}^j - \mu_m)}{\sqrt{\sum_{k=1}^{nanos} (V_{k,m}^i - \mu_m^v)^2} \sqrt{\sum_{k=1}^{nanos} (ENA_{k,m}^j - \mu_m)^2}} \quad \forall i \in REEs, j \in PEEs \quad (11)$$

Como ilustração, na Tabela 6.1 são apresentadas as correlações entre 5 PEEs com regimes de vento distintos (3 na região Nordeste – NE-L, NE-I e NE-PE, e 2 na região Sul – Sul-L e Sul-I) e alguns dos REEs considerados no Programa Mensal de Operação do ONS. Verifica-se que essas correlações podem ser elevadas em vários meses do ano. Estes resultados são seguidos por outros parques eólicos do País, daí a importância de serem levados em consideração.

Tabela 6.1 - Correlação espacial entre os PEEs NE-L, NE-I; NE-PE, SUL-L e SUL-I e alguns REEs do SIN.

NE-L	Bmonte	Man-Am	Itaipu	NE-I	Nordeste	Norte	Sudeste	NE-PE	Norte	Bmonte	Man-Am	Sul-L	Paraná	Norte	Bmonte	Sul-I	Sul	Paraná	PrnPanema
Mai	-0,65	-0,42	0,52	Abr	-0,39	-0,52	-0,57	Abr	-0,44	-0,49	0,19	Jan	0,44	-0,13	-0,21	Abr	0,34	-0,29	0,22
Jun	-0,67	-0,74	0,51	Out	-0,53	-0,61	-0,61	Set	-0,57	-0,30	0,27	Abr	-0,28	-0,31	-0,51	Mai	0,34	0,27	0,18
Jul	-0,59	-0,60	0,36	Nov	-0,48	-0,25	-0,54	Dez	-0,31	-0,37	-0,61	Ago	-0,01	-0,48	-0,17	Set	-0,23	-0,50	-0,51

A proposta deste trabalho é estender o modelo de geração sintética de aflúências para torná-lo um modelo integrado de geração de séries sintéticas de aflúências e velocidades dos ventos.

Os resíduos das velocidades dos ventos recebem o mesmo tratamento que os resíduos das vazões, mas agora a estrutura de correlação também compreende, além da correlação espacial entre as aflúências, as correlações entre as velocidades dos ventos dos PEEs, e as correlações cruzadas entre aflúências e velocidades dos ventos.

Neste sentido, a variável aleatória do processo estocástico com s períodos sazonais que representa a velocidade média mensal do vento no parque eólico j no estágio t , $V_{t,j}$, é dada por:

$$\left(\frac{V_{t,j} - \mu_{m,j}^v}{\sigma_{m,j}^v}\right) = \text{componente explicativa} + a_{t,j} \tag{12}$$

Reescrevendo:

$$V_{t,j} = \text{componente explicativa} + \sigma_m^v a_{t,j} \tag{13}$$

A componente explicativa pode ser a própria média da velocidade mensal do vento do período sazonal m correspondente ao estágio t , μ_m^v :

$$V_{t,j} = \mu_{m,j}^v + \sigma_{m,j}^v a_{t,j} \tag{14}$$

Ou conter uma parcela relacionada às aflúências do próprio estágio t , $ENA_{t,i}$, ou ainda do estágio $t-1$, $ENA_{t-1,i}$. A inclusão desta parcela poderá contribuir para a representação da correlação temporal (lag 1) de $V_{t,j}$, caso ela exista. Neste caso, o processo é modelado por:

$$V_{t,j} = \mu_{m,j}^v + \theta_{t,j,i} \sigma_m^v \left(\frac{ENA_{t,i} - \mu_{m,i}^v}{\sigma_{m,i}^v}\right) + \sigma_m^v a_{t,j} \tag{15}$$

onde $\theta_{t,j,i}$ é o coeficiente de correlação entre $V_{t,j}$ e $ENA_{t,i}$ (ou $ENA_{t-1,i}$).

Caso a inclusão de novas variáveis de estado seja viável computacionalmente, pode-se modelar o processo como um PAR(1) em todos os meses, onde a representação da correlação temporal (lag 1) de $V_{t,j}$, é considerada explicitamente:

$$V_{t,j} = \mu_{m,j}^v + \delta_{t,j} \sigma_m^v \left(\frac{V_{t-1,j} - \mu_{m-1,j}^v}{\sigma_{m-1,j}^v}\right) + \sigma_m^v a_{t,j} \tag{16}$$

onde $\delta_{t,j}$ é o coeficiente de correlação entre $V_{t,j}$ e $V_{t-1,j}$.

O esquema adotado para a geração de cenários sintéticos multivariados de afluências e velocidades dos ventos compreende os seguintes passos [12][13][15]:

- a. Obter as afluências incrementais mensais históricas para cada REE;
- b. Escolher a ordem do modelo AR de cada período sazonal para cada REE, examinando a FACP;
- c. Estimar os coeficientes dos modelos $PAR(p)$ através dos sistemas de equações de Yule-Walker [39];
- d. Gerar, tanto para os REEs quanto para os PEEs, uma amostra de cardinalidade elevada (por exemplo, 100.000) de resíduos a_t normais, não correlacionados temporal e espacialmente, usando amostragem aleatória simples, onde são tratados como equiprováveis;
- e. Aplicar o método K-Means para reduzir a cardinalidade da amostra original; os resíduos resultantes passam, então, a ser tratados como não equiprováveis;
- f. Com o intuito de gerar afluências mensais multivariadas, assume-se que ruídos normais padrão não correlacionados espacialmente, a_t , podem ser transformados em ruídos espacialmente correlacionados, e_t , através da seguinte relação:

$$e_t = D a_t \quad (17)$$

onde a matriz D é obtida pela decomposição da matriz de covariâncias \hat{U} entre os resíduos a_t [41]:

$$DD^T = \hat{U} \quad (18)$$

Na prática, o comportamento dos resíduos não segue o comportamento das afluências e das velocidades dos ventos: os resíduos não são espacialmente correlacionados. No entanto, a fim de se preservar as dependências espaciais dos processos estocásticos das afluências e das velocidades dos ventos, as correlações espaciais entre as afluências aos REEs, entre as velocidades dos ventos nos PEEs, e entre as afluências e velocidades dos ventos, são utilizadas em substituição às correlações espaciais entre os resíduos;

- g. Uma distribuição Lognormal três parâmetros é ajustada aos resíduos espacialmente correlacionados das afluências a fim de melhor reproduzir a assimetria observada nesse tipo de processo estocástico. Porém, diferentemente dos resíduos de afluências, os resíduos das velocidades do vento em nível mensal podem apresentar assimetrias positivas como também assimetrias negativas (vide Figura 6.1) em vários meses, o que impede, neste último caso, o emprego da distribuição Lognormal. Neste caso, uma alternativa é usar a distribuição Weibull [42], usada na modelagem da distribuição de probabilidade da velocidade de vento e que é bastante flexível, permitindo assumir assimetrias à direita ou à esquerda. Adicionalmente, os resíduos apresentam, por construção, valores negativos, o que implica na necessidade de se utilizar distribuições Weibull com 3 parâmetros.
- h. Os cenários sintéticos de afluências são obtidos usando-se a equação (2), ao passo que os cenários sintéticos de velocidades dos ventos pelas expressões (5), (6) ou (7);

- i. A soma das afluências incrementais ao longo da cascata de REEs hidráulicamente acoplados, em cada período e cenário, é realizada para obter as afluências totais.

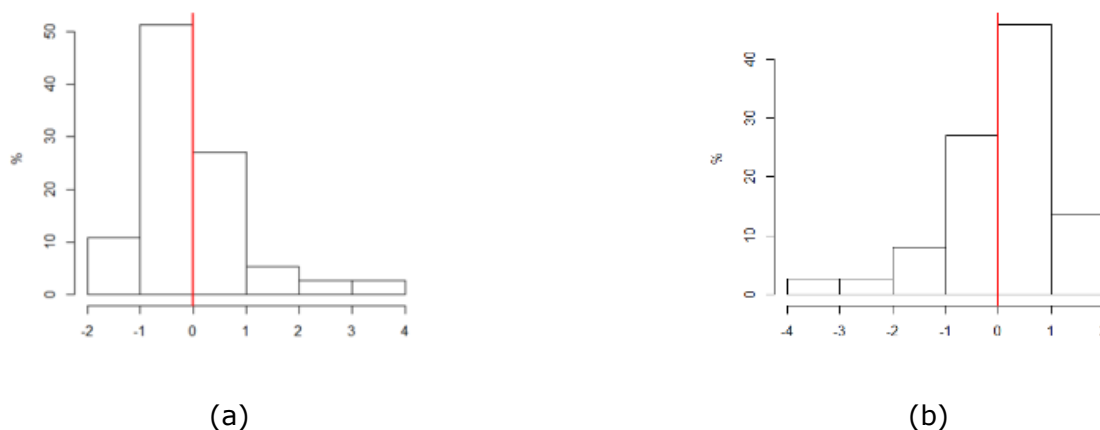


Figura 6.1 - Resíduos históricos das velocidades médias mensais de ventos: (a) agosto – NE-PE; (b) junho – NE-I.

6.1 Abordagem Desenvolvida para a Modelagem de Distribuições Weibull Tri-Paramétricas com Elevadas Assimetrias [14][16]

Com relação ao passo (g), vários métodos estão disponíveis na literatura para estimar os parâmetros de forma, escala e posição de distribuições Weibull [43], a maioria baseados em modificações dos métodos dos momentos ou da máxima verossimilhança. Porém, conforme verificado em [14], a qualidade das estimativas destes métodos aplicados aos parques eólicos brasileiros varia muito em função do mês do ano e da localização dos parques eólicos, sendo os piores desempenhos associados aos meses com assimetrias negativas elevadas.

Em [14][16] foi apresentada uma abordagem para a modelagem de resíduos de velocidades mensais de ventos por meio de distribuições Weibull tri-paramétricas, na geração de cenários de ventos mensais correlacionados com afluências às usinas hidroelétricas. A abordagem proposta busca preservar a média, o desvio padrão e a assimetria das velocidades históricas mensais de ventos mensais, sendo especialmente adequada em situações de assimetrias elevadas.

O algoritmo proposto parte de um valor inicial para a estimativa do parâmetro posição, o qual pode ser obtido através de regressões lineares, calcula estimativas dos outros parâmetros por meio do método dos momentos e, de forma iterativa, atualiza a estimativa inicial com vistas a reduzir a diferença entre as assimetrias das velocidades de ventos sintéticas (geradas) e amostrais (históricas). A metodologia proposta foi aplicada a diversos PEEs, considerando distintos meses e assimetrias – positivas e negativas, apresentando, em todos os casos, desempenho superior em termos de média, desvio-padrão e assimetria, quando comparado a outros 17 métodos disponíveis na literatura. Maiores de talhes em [14][16].

Como ilustração, a Figura 6.2 apresenta os histogramas dos 2.000 valores de resíduos sintéticos calculados com a metodologia proposta para os PEEs NE-PE (agosto) e NE-I (junho), os quais apresentam boa aderência aos correspondentes resíduos históricos exibidos na Figura 6.1. Dada mesma forma, verifica-se boa aderência entre os valores históricos das velocidades médias mensais de ventos e os 2.000 valores sintéticos gerados pela metodologia proposta (Figuras 6.3 e 6.4). Note que os valores de assimetrias históricas para os PEEs NE-PE (agosto) e NE-I (junho) são elevados, respectivamente iguais a 1,227 e -1.394.



Figura 6.2 - Resíduos sintéticos (2.000) das velocidades médias mensais de ventos: (a) agosto – NE-PE; (b) junho – NE-I.



Figura 6.3 - Velocidades médias mensais históricas (a) e 2.000 cenários sintéticos de ventos (b): agosto – NE-PE.

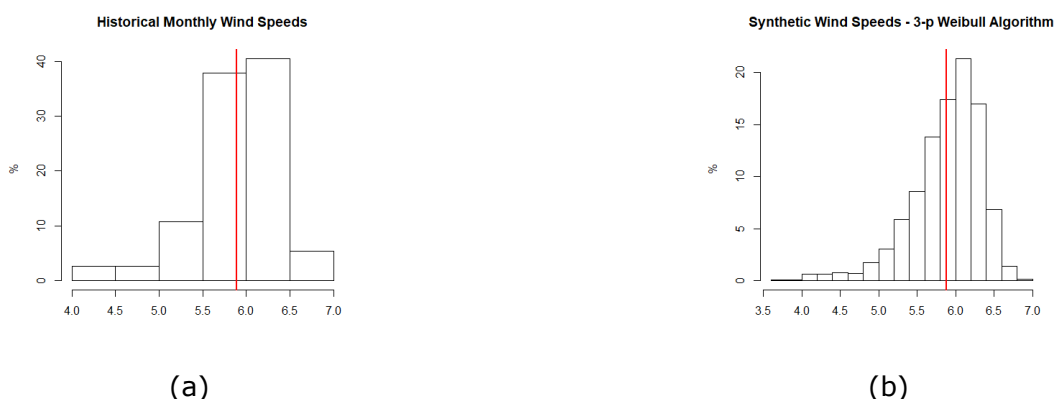


Figura 6.4 - Velocidades médias mensais históricas (a) e 2.000 cenários sintéticos de ventos: junho – NE-I.

Por sua vez, a Figura 6.5 [15] compara, para 5 PEEs com distintos regimes de ventos (3 na região Nordeste – NE-L, NE-I e NE-PE, e 2 na região Sul – Sul-L e Sul-I) e para cada mês do ano, as médias, desvios-padrão e assimetrias das velocidades médias mensais históricas dos ventos com os valores calculados pelas séries sintéticas de velocidades dos ventos obtidas com abordagem descrita. Novamente, observa-se um excelente desempenho, mesmo para as assimetrias.



Figura 6.5 - Médias, Desvios-Padrão e Assimetrias Mensais das Velocidades de Vento – Históricas (azul) e Sintéticas (vermelho).

7. REPRESENTAÇÃO DA PRODUÇÃO EÓLICA NO ALGORITMO PDDE DO MODELO NEWAVE [12][13][15]

Após a geração de séries sintéticas de ventos mensais (Etapa 3), é preciso obter a correspondente produção eólica de cada parque eólico individual (UEE) ou equivalente (PEE) para ser considerada no problema de despacho mensal da operação do modelo NEWAVE. As produções eólicas são computadas por meio das funções de transferência entre as médias mensais da velocidade de vento e da produção eólica (FTMs), obtidas na etapa 2 da metodologia proposta.

Uma vez obtidas as produções eólicas dos parques individualizados ou agregados, as mesmas poderão ser abatidas diretamente dos mercados dos subsistemas associados, da mesma maneira como atualmente se procede, onde as estimativas médias mensais não consideram a incerteza dessa fonte. Outra alternativa, mais atraente e aqui adotada, consiste em representá-las no problema de despacho como uma fonte de geração disponível, porém com custo de operação zero, conforme descrito em [12][15] e apresentado a seguir.

Para este fim, a formulação compacta do problema de planejamento da operação de médio/longo, em cada estágio t e cenário *forward* s , e cenário *backward* ω , descrito em (2), é apresentado de forma mais detalhada, modificando-se ou acrescentando-se as equações em que as variáveis de produção eólica aparecem de forma explícita, conforme em (19), além da função objetivo. Também, por simplificação, serão omitidos os subscritos s e ω . Observa-se que é necessário modificar a equação de atendimento à demanda (19.b) e acrescentar a equação relativa à produção eólica através da função de transferência mensal para cada PEE u por estágio t , como por exemplo em (19.r), no caso da FTM ser representada por uma única equação de regressão.

<p><i>Função Objetivo</i></p> $z_t = \min \sum_{k=1}^{NSBM} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} \left(\sum_{iclt=1}^{NCLT_k} \sum_{LAG_{iclt}=0} cterm_{t,iclt} \cdot GT_{t,iclt,c} \right) \right) +$ $\sum_{m=1}^{NSBM} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} \left(\sum_{ilag=1}^{LAGMAX} \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} \left(\frac{1}{1+\beta} \right)^{ilag} \cdot CTERM_{t+ilag,iclt} \cdot GT_{t+ilag,iclt,c} \right. \right.$ $\left. \left. + \sum_{idef=1}^{NPDF} CDEF_{t,m,idef} \cdot DEF_{t,m,idef,c} \right) \right)$ $+ \sum_{i=1}^{NREE} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} p^{GHMIN} \cdot \delta_{t,i,c}^{GHMIN} + PEN^{EARM} \cdot \delta_{t,i}^{EARM} + PEN^{DESV} \cdot (\delta_{t,i}^{DSVC} + \delta_{t,i}^{DSVF}) + PEN_1^{EVMIN}$ $\cdot \delta_{t,1}^{EVMIN} + PEN_2^{EVMIN} \cdot \delta_{t,2}^{EVMIN} \right)$ $+ \sum_{j=1, j \neq m}^{NNSBM} p^{INT} \cdot INT_{t,j,m,c} + \sum_{i=1}^{NREE} p^{EVERT} \cdot EVERT_{t,i} + \sum_{m=1}^{NSBM} \left(\sum_{c=1}^{NPMC} p^{EXC} \cdot EXC_{t,m,c} \right)$	<p>(19.a)</p>
---	---------------

$+ \sum_{c=1}^{NPMC} \sum_{ko=1}^{NSBM} \sum_{kd=1}^{NSBM} pen^{INTMIN} \cdot \delta_{t,ko,kd,c}^{INTMIN}$ $+ \frac{1}{1+\beta} \cdot \alpha_{t+1}$	
<p><i>Equação de atendimento à demanda em cada subsistema k, para cada patamar de carga c, por estágio t</i></p> $\sum_{i=1}^{NREE_m} (perdc_{t,i,c} \cdot a_{t,i}^{ACPL} \cdot GHC_{t,i,c} + perdf_{t,i,c} \cdot fpeng_{t,c} \cdot GFIOI_{t,i}) + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} perdt_{t,iclt,c} \cdot GT_{t,iclt,c}$ $+ \sum_{idef=1}^{NPDF} DEF_{t,m,idef,c} + \sum_{j=1, j \neq m}^{NSBM} [perdi_{t,j,m,c} \cdot INT_{t,j,m,c} - perdi_{t,m,j,c} \cdot INT_{t,m,j,c}] - EXC_{t,m,c}$ $+ \sum_{u=1}^{NPEE_m} GW_{t,u,c} = merc_{t,m,c} + cadic_{t,m,c}$ $- \left(submot_{t,m} + pqusi_{t,m} + \sum_{iclt=1}^{NCLT_m} gtmint_{t,m,iclt} \right) \cdot fpeng_{t,c} - \sum_{l=1}^{LAGMAX} sgt_{t-l,m,c}$	(19.b)
<i>Equação de balanço hídrico controlável por estágio t para cada REE i</i>	(19.c)
<i>Equação de balanço hídrico a fio d'água por estágio t para cada REE i</i>	(19.d)
<i>Perdas a fio d'água por estágio t para cada REE i</i>	(19.e)
<i>Geração hidráulica mínima por estágio t para cada REE i e patamar de carga c</i>	(19.f)
<i>Geração hidráulica máxima por estágio t para cada REE i e patamar de carga c</i>	(19.g)
<i>Limites de armazenamento de cada reservatório equivalente i, por estágio t</i>	(19.h)
<i>Armazenamento mínimo operativo de cada reservatório equivalente i, por estágio t</i>	(19.i)
<i>Máxima violação do armazenamento mínimo operativo até o estágio t</i>	(19.j)
<i>Retirada/Acréscimo de água para outros usos por estágio t para cada REE i</i>	(19.k)
<i>Deplecionamento mínimo por estágio t para cada REE i</i>	(19.l)
<i>Limite máximo de geração de cada usina térmica j, por estágio t</i>	(19.m)
<i>Fluxo nas interligações do subsistema i que não tem carga e nem usinas, por estágio t</i>	(19.n)
<i>Limite mínimo de intercâmbio entre os subsistemas i e j por estágio t e patamar de carga c</i>	(19.o)

<i>Agrupamento de intercâmbio por estágio t em cada patamar de carga c</i>	(19.p)
<i>Somatório da geração térmica antecipada por estágio t em cada patamar de carga c</i>	(19.q)
<i>Produção eólica através da função de transferência mensal (uma única equação de regressão) para cada PEE u por estágio t</i> $\sum_{c=1}^{NPMC} GW_{t,u,c} \leq b_{t,u}^W + a_{t,u}^W V_{t,u}$	(19.r)
<i>Cortes de Benders icor = 1,... (função de custo futuro)</i>	(19.s)

A descrição das variáveis de (19) se encontra no Anexo.

No modelo integrado proposto e descrito por (13), a componente explicativa pode ser a própria média do processo estocástico dos ventos do período sazonal m (14), ou conter uma parcela relacionada às afluências do próprio estágio t , $ENA_{t,i}$, ou do estágio $t-1$, $ENA_{t-1,i}$ (15) [12][15]. Em consequência, cada uma dessas opções de modelagem impacta de forma distinta a construção dos cortes de Benders relativa à variável de estado afluência ao REE_i no período $t-1$. No caso da componente explicativa ser a própria média, não há nenhuma alteração nos cortes de Benders. Nos demais casos, deve-se rever o cálculo do coeficiente do corte de Benders associado à $ENA_{t-1,i}$. Uma parcela relacionada a $ENA_{t-1,i}$, dada pela derivada parcial da função objetivo em relação a $ENA_{t-1,i}$ na equação (19.r), deve ser adicionada.

Caso o processo de médias mensais do vento seja modelado pelo PAR(1), uma nova variável de estado deve ser incluída no estágio t , $V_{t-1,j}$, e o cálculo do coeficiente do corte de Benders associado à ela é dada pela derivada parcial da função objetivo em relação a V_{t-1} na equação (19.r).

8. DADOS NECESSÁRIOS PARA A MODELAGEM DOS VENTOS

A modelagem concebida no relatório consiste em receber dados de vento pareados com a geração, em escala horária ou já mensal. Os seguintes procedimentos podem ser feitos a partir destes dados:

- ✓ Construir um modelo de geração de cenários mensais de ventos mensais para as recursões backward e forward da PDDE, já correlacionados (se for o caso) com as vazões às usinas hidrelétricas;
- ✓ Calcular uma função de transferência mensal (FTM) a partir destes dados, para representar a geração eólica no problema de otimização.

Duas opções para execução do modelo NEWAVE estão sendo contempladas no modelo NEWAVE em relação a esses procedimentos

Opção 1: Leitura dos dados históricos somente de vento e leitura da FTM externamente.

Assim, o NEWAVE calcula o modelo de geração de cenários de vento, correlacionados com as vazões, para a construção dos cenários forward e backward. Porém, ao invés de calcular a FTM internamente (vide opção 2 abaixo), estas são lidas em arquivos de entrada. Para o caso dos 5 parques cujos dados de ventos foram enviados pela CPAMP, podemos enviar posteriormente as FTMs calculadas, assim com uma descrição das hipóteses assumidas e procedimentos realizados para calculá-las.

Opção 2: Leitura dos dados de vento pareados com a geração e cálculo da FTM pelo modelo. Neste caso o modelo NEWAVE, além de calcular os cenários de vento pareados com as vazões (como na opção 1), calcula também a Função de transferência Mensal (FTM) internamente no modelo.

Os dados de entrada estão relacionados a seguir, onde indicamos os que são obrigatórios (o modelo reportará erro se não for informado), opcionais (o modelo utiliza apenas para fins de impressão e/ou informativos, e podem ficar em branco) e não utilizados (o modelo não utilizará os dados, e podem ficar em branco). Ressalta-se que, se os dados que podem ficar em branco forem preenchidos com valores inválidos (vide apresentação).

Dados de cadastro das usinas eólicas

- ✓ Obrigatórios: número, data de entrada em operação e quantidade de conjuntos de cada usina eólica
- ✓ Opcionais: nome
- ✓ Não serão utilizados no momento: Identificador (ex: código CEG)

Obs: A divisão por conjuntos tem o objetivo de tornar a modelagem geral e comum a todos os modelos (DECOMP, DESSEM) no futuro. Assim, pode-se representar: (i) um parque eólico com vários conjuntos; (ii) um parque eólico como um todo (neste caso, só terá 1 conjunto); (iii) um parque eólico equivalente (PEE), cujos dados agregados são considerados como sendo de uma única usina eólica que contém apenas 1 conjunto. Alternativamente, pode-se criar um registro específico para informação de "parques eólicos agregados", onde não seria necessário criar conjuntos ou unidades aerogeradoras fictícias, e as informações específicas de cada aerogerador não necessitariam ser fornecidas.

Dados de cadastro dos conjuntos de aerogeradores de uma usina eólica

- ✓ Obrigatórios: código do conjunto, número de aerogeradores do conjunto, e data de entrada em operação
- ✓ Opcionais: nome do conjunto

Dados dos aerogeradores em cada conjunto

- ✓ Obrigatórios: código da usina e do conjunto e potência nominal
Para o caso em que o histórico de geração não é fornecido e o modelo irá calcular a FTM:
- ✓ Obrigatórios: velocidades de cut-in e cut-out^{3 4}, potências de cut-in e cut-out⁵ e velocidade nominal⁶
Obs: nesta situação, o histórico de ventos necessariamente deverá ser horários

Para os casos em que (i) os dados de geração são fornecidos de forma horária e o modelo irá calcular a FTM internamente; (ii) a FTM será informada explicitamente ao modelo os dados informados acima não são obrigatórios

Opções de modelagem

- ✓ Obrigatórios: código da usina eólica e tipo de despacho (decidido pelo modelo ou abatimento de carga)

Conexão ao Sistema

- ✓ Obrigatórios: código da usina eólica e código do submercado

OBS: Para a consideração da rede elétrica, será utilizado o registro EOLICA-CONFIGURACAO-BARRA, onde pode-se indicar em que barra está conectado cada aerogerador,

Histórico de Vento e Produção Eólica

- ✓ Obrigatórios: código da usina eólica e conjunto; data, magnitude do vento
- ✓ Opcional: produção (geração) eólica
- ✓ Não utilizado: direção do vento

Disponibilidade das usinas

Não utilizado no momento. Futuramente, podem ser lidos índices de indisponibilidade forçada e programada

³ As velocidades de cut-in e cut-out são necessárias somente para o tratamento de dados de vento horários e cálculo da FTM pelo modelo (pois a geração é nula se a velocidade estiver fora dos limites)

⁴ se a usina eólica corresponder a um PEE, as velocidades mínima e máxima devem ser informadas pelo usuário como “0” e “infinito”, respectivamente, pois em um mesmo PEE pode haver geradores desligados e outros acionados, de forma que a geração média do PEE não respeite os limites

⁵ utilizado para o caso em que a curva de potência não seja flat entre as velocidades nominal e de cut-out

⁶ estas informações são necessárias para modelar a curva de potência do gerador, pois esta é cúbica entre as velocidades de cut-in e nominal e constante entre a velocidade nominal e a de cut-out

Função de transferência mensal (FTM)

- ✓ Opcional: apenas para a situação em que o modelo não irá construir a FTM internamente

9. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este artigo apresentou um abordagem metodológica geral para modelar a incerteza da produção eólica mensal no problema de despacho de operação, aderente ao algoritmo de solução utilizado (programação dinâmica dual estocástica - PDDE) no modelo NEWAVE, permitindo a obtenção de resultados com a precisão adequada e dentro de um tempo computacional razoável, quando aplicada a sistemas interligados de grande porte, com predominância hidroelétrica, como é o caso do sistema brasileiro.

A abordagem proposta é composta por quatro etapas: (i) agrupamento estatístico dos regimes de ventos; (ii) avaliação de funções de transferência mensais entre ventos e produção eólica; (iii) geração conjunta de séries sintéticas de ventos/produção eólica; e (iv) obtenção da produção eólica mensal no algoritmo de PDDE do modelo NEWAVE.

Como não está disponível uma base de dados com séries horárias consistidas e pareadas de velocidades de ventos e produções eólicas, para os parques existentes, ou pelo menos para aqueles vencedores nos leilões públicos de compra de energia elétrica, tornou-se necessária a utilização de dados oriundos de reanálises.

Dados o caráter multidisciplinar desta pesquisa e a complexidade do tema, as etapas da abordagem proposta estão sendo desenvolvidas e aprimoradas de forma simultânea e paulatina, com retroalimentação a partir dos resultados que estão sendo obtidos.

A experiência aqui obtida norteará o desenvolvimento de abordagem similar para a modelagem de outra fonte renovável intermitente – a geração solar fotovoltaica, para qual se vislumbra um crescimento superior a 3,5 vezes nos próximos dez anos.

10. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos membros do GT Metodologia da CPAMP pelas valiosas discussões.

11. REFERÊNCIAS

- [1] HELSETH, A., MELO, A.C.G.. Scheduling Toolchains in Hydro-Dominated Systems - Evolution, Current Status and Future Challenges for Norway and Brazil, SINTEF Energy Research Technical Report, 2020-08-10, May 2020, disponível em <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2672581?locale-attribute=en>.
- [2] MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A., COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., MELO, A.C.G. Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system, 14th Power Systems Computation Conference – PSCC 2002, Seville, Spain, 2002.
- [3] MACEIRA, M.E.P., MELO, A.C.G., ZIMMERMANN, M.P. Application of stochastic programming and Probabilistic Analyses as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System, 19th Power System Computation Conference - PSCC 2016, Genoa, Italy, 2016.
- [4] MACEIRA, M.E.P., DUARTE, V.S., PENNA, D.D.J., MORAES, L.A.M., MELO, A.C.G.. Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil - Description of the NEWAVE Program, 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.
- [5] MACEIRA, M.E.P., PENNA, D.D.J., DINIZ, A.L., PINTO, R.J., MELO, A.C.G., VASCONCELLOS, C.V., CRUZ, C.B. Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model, 20th Power System Computation Conference – PSCC 2018, Dublin, Ireland, 2018.
- [6] PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G. Multi Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, Mathematical Programming, v. 52, pp. 359-375, 1991.
- [7] MACEIRA, M.E.P. Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos, Relatório Técnico CEPEL 237/93, Junho 1993.
- [8] DINIZ, A.L., COSTA, F.S., MACEIRA, M.E.P., SANTOS, T.N., BRANDÃO, L.C., CABRAL, R.N. Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems - the Case of Brazil, 20th Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, June 2018.
- [9] BIRGE, J.R. Decomposition and partitioning methods for multistage stochastic linear programs, Operations Research. Vol. 33, no. 5, 989-1007, 1985.
- [10] MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Relatório Técnico, Maio 2020.
- [11] PESSANHA, J.F.M, MELO, A.C.G., ALMEIDA, V.A. Fator de capacidade da geração eólica na região Nordeste: um estudo com dados de reanálises oriundos do MERRA-2 (global), Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2020), Santo André-SP, 25-28 Agosto, 2020.
- [12] 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, v. 48, p.1 – 36, Junho 2020. ISSN on-line 2317-4535 / ISSN impresso 1413-9022. DOI: 10.12957/cadest.2020.55395.

- [13] MACEIRA, M.E.P., MELO, A.C.G., PESSANHA, J.F.M, CRUZ, C.B., ALMEIDA, V.A., JUSTINO, T. C. Considering Wind Uncertainties in the Long-Term Operation Planning of the Brazilian Power System, 41st International Symposium on Forecasting - ISF 2021, 27-30 June 2021. On-line.
- [14] 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, v. 49, Dezembro 2020. ISSN on-line 2317-4535 / ISSN impresso 1413-9022.
- [15] MACEIRA, M.E.P., MELO, A.C.G., PESSANHA, J.F.M, CRUZ, C.B., ALMEIDA, V.A., JUSTINO, T. C. Uma Metodologia para a Representação das Incertezas da Geração Eólica no Planejamento da Operação de Longo e Médio Prazos, Aceito para apresentação no XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Rio de Janeiro, 15 a 18 de maio de 2022.
- [16] MELO, A.C.G.; MACEIRA, M.E.P.; PESSANHA, J.F.M. Fitting three-parameter Weibull distributions with high negative skewness to generate monthly wind scenarios correlated with inflows to the Brazilian hydropower reservoirs, 41st International Symposium on Forecasting - ISF 2021, 27-30 June 2021. On-line.
- [17] ARVANTIDIS, N.V., ROSING, J. Composite representation of multireservoir hydroelectric power system, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 89, n. 2, pp. 319-326, Feb. 1970.
- [18] TERRY, L.A., PEREIRA, M.V.F., ARARIPE NETO, T.A., SILVA, L.F.C.A., SALES, P.R.H. Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System. Interfaces, 16: 1 January-February, pp.16-38, 1986.
- [19] MACEIRA, M. E. P., CRUZ, C. B., PENNA, D. D. J., DINIZ, A. L., MELO, A. C. G. Combined Representation of Hydropower Plants and Inflow Scenarios Re-Sampling on Stochastic Dual Dynamic Programming – Application to the Brazilian System. 15th International Conference on Stochastic Programming, Trondheim, Norway, 2019a.
- [20] MACEIRA, M.E.P., CRUZ, C.B., PENNA, D.D.J., DINIZ, A.L., TREISTMAN, F., MELO, A.C.G., JUSTINO, T. C.. Representação de Usinas Hidrelétricas Individualmente e de Forma Agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - A Abordagem Híbrida. XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 2019b.
- [21] SALAS, J.D.; DELLEUR, J.W.; YEVJEVICH, V.; LANE, W.L Applied Modeling of Hydrologic Time Series, Water Resources Publications, 1980.
- [22] FRANCES, P.H.; PAAP, R. Periodic Time Series Models, Oxford University Press, 2006.
- [23] MACEIRA, M.E.P.; BEZERRA, C.V. Stochastic Streamflow Model for Hydroelectric Systems, 5th Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, Vancouver, Canada, September 1997.
- [24] PENNA, D.D.J.; MACEIRA, M.E.P.; DAMÁZIO, J.M., Selective Sampling Applied to Long-Term Hydrothermal Generation Planning, 17th Power System Computation Conference - PSCC, Stockholm, Sweden August 2011.
- [25] PENNA, D.D.J., MACEIRA, M.E.P., DAMÁZIO, J.M., TREISTMAN, F., ARAÚJO, H.S., "Manual de Referência do Modelo GEVAZP", Relatório Técnico CEPEL nº 13955/18.

- [26] PESSANHA, J.F.M.; ALMEIDA, V.A.; MELO, A.G.C. Fator de capacidade da geração eólica na região Nordeste: um estudo com dados de reanálises oriundos do MERRA-2 (global). VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Santo André, 2020.
- [27] 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, 2019.
- [28] PESSANHA, J.F.M.; MELO, A.C.G.; ALMEIDA, V.A. "Impact of Wind Speed Correlations on Probabilistic Power Flow by using the Nataf Transformation", IEEE Probabilistic Methods Applied do Power Systems – PMAPS 2018, Boise, Idaho, USA, 24-28 June, 2018.
- [29] PESSANHA, J.F.M.; MELO, A.C.G.; BESSA, R.J.G.S.B. Transformação de Nataf e estimação não paramétrica de densidades condicionais na modelagem da geração eólica no problema de fluxo de potência probabilístico, XXII Congresso Brasileiro de Automática, João Pessoa, 2018.
- [30] PESSANHA, J.F.M.; CASTELLANI, V.; JUSTINO, T.C.; PENNA, D.D.J.; MACEIRA, M.E.P. Uma metodologia para filtragem de medições anemométricas, Learning and Nonlinear Models, v. 10, p. 90-98, 2012.
- [31] PESSANHA, J.F.M.; BESSA, R.J.G.S.B.; PEÇAS LOPES, J.A. Propostas para a previsão probabilística da geração eólica, XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, 2007.
- [32] STAFFELL, I., PFENNINGER, S. (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. Energy 114, pp. 1224-1239.
- [33] JOHNSON, R. A. and WICHERN, D. W. Applied Multivariate Analysis, Fourth Edition, Prentice Hall, New Jersey, 1998.
- [34] WOOD, S.N. Generalized Additive Models: An Introduction with R, Chapman & Hall/CRC, 2006.
- [35] BOX, G.E.P.; JENKINS, G.M. Time series analysis forecasting and control. San Francisco: Holden-Day, 1976.
- [36] MELO, A.C.G.; PESSANHA, J.F.M.; JUSTINO, T.C.; MACEIRA, M.E.P. "Metodologia e Determinação de Perfis Típicos Diários de Carga através da Combinação de Técnicas Estatísticas de Análise de Agrupamentos e na Análise Exploratória de Dados", Relatório Técnico CEPEL 10349/2018, Agosto de 2018.
- [37] MELO, A.C.G.; PESSANHA, J.F.M.; JUSTINO, T.C.; MACEIRA, M.E.P. Uma Metodologia baseada em Técnicas Estatísticas de Agrupamento e Análise Exploratória de Dados para a Definição de Patamares de Carga em Estudos de Planejamento da Operação e da Expansão de Sistemas Elétricos de Potência, XIV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas Elétricos - SEPOPE, Recife-PE, 30 de setembro a 3 de outubro, 2018.
- [38] PESSANHA, J.F.M.; MELO, A.C.G.; JUSTINO, T.C.; MACEIRA, M.E.P. "Combining Statistical Clustering Techniques and Exploratory Data Analysis to Compute Typical Daily Load Profiles – Application to the Expansion and Operational Planning in Brazil", IEEE Probabilistic Methods Applied do Power Systems – PMAPS 2018, Boise, Idaho, USA, 24-28 June, 2018.

-
- [39] HIPPEL, W.H., MCLEOD, A.I. Time Series Modeling of Water Resources and Environmental System. Elsevier. 1994.
- [40] CHARBENEAU, R.J. Comparison of the Two- and Three-Parameter Log Normal Distributions Used in Streamflow Synthesis, Water Resources Research, Vol. 14, NO. 1, February, 1978.
- [41] KELMAN, J., BARTH, F. T., POMPEU, C. T., FILL, H. D., TUCCI, C. E. M., BRAGA JR., B. P. F. Modelos para Gerenciamento de Recursos Hídricos, ABRH, 1987.
- [42] WEIBULL, W. A Statistical Theory of Strength of Materials. In: Ingeniors Vetenskaps Akademiens Handlingar, vol. 151, 1939.
- [43] COHEN, A.C., WHITTEN, B.J. Modified maximum likelihood and modified moment estimators for the three-parameter Weibull distribution. Communications in Statistics—Theory and Methods 11, 2631–2656, 1982.
- [44] ALMEIDA, V.A., PESSANHA, J.F.M, MELO, A.C.G., MACEIRA, M.E.P. Modelagem da Relação Mensal entre Velocidade de Vento e Produção Eólica no Modelo NEWAVE, LIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional – SBPO 2021, João Pessoa-PB, 3 a 5 de novembro de 2021.
- [45] 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 Planejamento da Operação de Longo, Médio e Curto Prazos, Relatório Técnico CEPEL 2667/2020, Dezembro de 2020.
- [46] KOHONEN, T. Self-Organization and Associative Memory; Springer Berlin Heidelberg, vol. 8., 1989.
- [47] PESSANHA, J. F. M.; MELO, A. C. G.; CALDAS, R. P.; FALCÃO, D. M. "A Methodology for Joint Data Cleaning of Solar Photovoltaic Generation and Solar Irradiation", 16th IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2020), Belgium, August 2020.

ANEXO – DESCRIÇÃO DAS VARIÁVEIS DA EQUAÇÃO (19)

A seguir são descritas as variáveis presentes na formulação mais detalhada do problema de planejamento da operação de médio/longo, em cada estágio t e cenário forward s , e cenário backward ω , descrito em (19).

α_t Valor esperado do custo total de operação do estágio t até o final do período de planejamento T , também chamado de função de custo futuro do estágio t ;

$GHC_{t,i,c}$ Geração hidráulica controlável do reservatório equivalente i , para o patamar de carga c , no estágio t ;

$GFIOL_{t,i}$ Geração hidráulica não controlável do reservatório equivalente i , no estágio t ;

$GT_{t,iclt,c}$ Geração da classe térmica $iclt$, para o patamar de carga c , no estágio t ;

$GW_{t,u,c}$ Geração eólica do parque eólico equivalente u , para o patamar de carga c , no estágio t ;

$DEF_{t,k,idef,c}$ Energia não suprida no subsistema k , para o patamar de déficit $idef$, para o patamar de carga c , no estágio t ;

$EVERT_{t,i}$ Energia vertida do reservatório equivalente i , no estágio t ;

$V_{t,u}$ Vento do parque eólico equivalente u , no estágio t ;

$submot_{t,m}$ Energia de submotorização do subsistema m , no estágio t ;

$pqusi_{t,m}$ Geração das usinas não despachadas centralizadamente do subsistema m , no estágio t ;

$SGT_{t-1,m,c}$ Geração térmica antecipada do subsistema k , para o patamar de carga c , definida no estágio $t-1$;

$gtmin_{t,iclt,c}$ Geração térmica mínima da classe térmica $iclt$, do subsistema m , para o patamar de carga c , no estágio t ;

$INT_{t,j,m,c}$ Intercâmbio de energia do subsistema j para o subsistema m , para o patamar de carga c , no estágio t ;

$EXC_{t,m,c}$ Excesso de energia associado à equação de atendimento à demanda do subsistema m , para o patamar de carga c , no estágio t ;

$merc_{t,m,c}$ Mercado de energia do subsistema m , para o patamar de carga c , no estágio t ;

$cadic_{t,m,c}$ Carga adicional do subsistema m , para o patamar de carga c , no estágio t ;

$perdc_{t,i,c}$ Perda hidráulica controlável no reservatório equivalente i , no patamar de carga c e no estágio t ;

$fpeng_{t,c}$ Fator de ponderação da energia associada ao patamar de carga c ;

$perdf_{t,i,c}$ Perda hidráulica fio d'água no reservatório equivalente i , no patamar de carga c e no estágio t ;

$perdt_{t,iclt,c}$ Perda térmica na classe térmica $iclt$, no patamar de carga c e no estágio t ;

$perdi_{t,j,m,c}$ Perda por intercâmbio do submercado j para o m no patamar de carga c e no estágio t ;

$a_{t,u}^W$ Coeficiente angular da reta que representa a função de transferência mensal no parque eólico equivalente u , no estágio t ;

$b_{t,u}^W$ Termo independente da reta que representa a função de transferência mensal no parque eólico equivalente u , no estágio t ;

$\delta_{t,i,c}^{GHMIN}$ Violação da restrição de geração hidráulica mínima no reservatório equivalente i , para o patamar de carga c , no estágio t ;

$\delta_{t,i}^{EARM}$	Violação da restrição de armazenamento mínimo operativo no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$\delta_{t,i}^{DSVC}$	Violação da restrição de desvio de energia controlável no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$\delta_{t,i}^{DSVF}$	Violação da restrição de desvio de energia nas usinas à fio d'água no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$\delta_{t,i,1}^{EVMIN}$	Violação do patamar 1 da restrição de vazão mínima no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$\delta_{t,i,2}^{EVMIN}$	Violação do patamar 2 da restrição de vazão mínima no reservatório equivalente i , no estágio t ;
$\delta_{t,i,j,c}^{INTMIN}$	Violação da restrição de intercâmbio mínimo do subsistema i para o subsistema j , para o patamar de carga c , no estágio t ;
β	Taxa de desconto;
$cterm_{t,iclt}$	Custo de geração da classe térmica $iclt$ no estágio t ;
$cdef_{t,k,idef}$	Custo de não atendimento à demanda de energia do subsistema k e do patamar de déficit $idef$ no estágio t ;
pen^{GHMIN}	Penalidade por violação da restrição de geração hidráulica mínima;
pen^{EARM}	Penalidade por violação da restrição de armazenamento mínimo operativo;
pen^{DESV}	Penalidade por violação da restrição de retirada de água para outros usos;
pen_1^{EVMIN}	Penalidade por violação do patamar 1 da meta de vazão mínima;
pen_2^{EVMIN}	Penalidade por violação do patamar 2 da meta de vazão mínima;
pen^{INTMIN}	Penalidade por violação da restrição de intercâmbio mínimo;
p^{INT}	Penalidade de intercâmbio;
p^{EVERT}	Penalidade de vertimento;
p^{EXC}	Penalidade de excesso de energia;
$NSBM$	Número de subsistemas;
$NREE$	Número de reservatórios equivalentes;
$NCLT_k$	Número de classes térmicas do subsistema k ;
$NPMC$	Número de patamares de carga;
$NPDF$	Número de patamares de déficit;
$LAGMAX$	Número máximo de períodos para antecipação térmica das usinas a GNL;
$NPEE$	Número de parques eólicos equivalentes;
$a_{t,i}^{ACPL}$	Fator de acoplamento hidráulico referente à parcela controlável gerada no próprio reservatório equivalente i no estágio t ;