

# **METODOLOGIA PARA CÁLCULO E INSERÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO DESPACHO HIDROTÉRMICO BRASILEIRO: UM ESTUDO DE CASO PARA O ESTADO DO PIAUÍ**

**Yasmin Monteiro Cyrillo**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC – Rio)  
R. Marquês de São Vicente, 225 - Gávea, Rio de Janeiro - RJ, 22430-060  
yasmin@ele.puc-rio.br

**Paula Medina Maçaira**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC – Rio)  
R. Marquês de São Vicente, 225 - Gávea, Rio de Janeiro - RJ, 22430-060  
paulamacaira@gmail.com

**Soraida Aguilar Vargas**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC – Rio)  
R. Marquês de São Vicente, 225 - Gávea, Rio de Janeiro - RJ, 22430-060  
soraguilar@gmail.com

**Fernando Luiz Cyrino Oliveira**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC – Rio)  
R. Marquês de São Vicente, 225 - Gávea, Rio de Janeiro - RJ, 22430-060  
cyrino@puc-rio.br

**Reinaldo Castro Souza**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC – Rio)  
R. Marquês de São Vicente, 225 - Gávea, Rio de Janeiro - RJ, 22430-060  
reinaldo@ele.puc-rio.br

## **RESUMO**

No Brasil, planejar a operação do sistema elétrico brasileiro significa, basicamente, tomar decisões sobre o despacho de usinas hidrelétricas e termelétricas. Dada a crescente tendência de geração eólica na matriz elétrica brasileira, é necessário aprimorar o processo de inclusão desse tipo de geração no modelo de planejamento da operação energética de longo prazo. Este trabalho tem como objetivo desenvolver e aplicar uma metodologia, denominada aqui de Demanda Líquida, para incorporar a geração eólica no cálculo do despacho hidrotérmico brasileiro, utilizando uma adaptação do método analítico de Frequência e Duração (F & D). A metodologia é aplicada ao estado do Piauí para o ano de 2016 e os resultados obtidos mostram que a proposta teve sucesso na inclusão da geração eólica no despacho hidrotérmico e também permite a inserção de outros tipos de geração intermitente no despacho, como a geração fotovoltaica.

**PALAVRAS CHAVE.** Energia Eólica, Demanda Líquida, Frequência e Duração.

**Tópicos:** EN, EST, MP

## **ABSTRACT**

Nowadays, planning the Brazilian energy sector means, basically, making decisions about the dispatch of hydroelectric and thermoelectric plants. Given the growing trend of wind generation in the Brazilian energy matrix, it is necessary to include this type of generation in the dispatch currently used, so that the wind power is effectively considered in the long term

planning. This work aims to develop and apply a methodology called here of Net Demand in order to incorporate wind generation in the calculation of the Brazilian hydrothermal dispatch using an adaptation of the analytical method of Frequency and Duration (F&D). The methodology is applied to Piauí state for the year of 2016 and the results obtained show that the proposed methodology is successful in including wind generation in hydrothermal dispatch and also allows the possibility of insertion of other types of intermittent generation, such as photovoltaic, in the dispatch.

**KEYWORDS.** Wind Power, Net Demand, Frequency and Duration.

**Paper topics:** EN, EST, MP

## 1. Introdução

A capacidade instalada no Brasil conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) contabilizou, em 31 de dezembro de 2015, aproximadamente 133 GW, dos quais 68% correspondem a usinas hidrelétricas, 17% a usinas termoeletricas convencionais e nucleares e 14% a pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas a biomassa, eólicas e solares. O Plano de Operação Energética de 2016 apontou que a capacidade instalada de usinas eólicas no SIN deverá evoluir de, aproximadamente, 7 GW (5% da matriz) existentes em dezembro de 2015, para 17 GW (10% da matriz), em dezembro de 2020, representando um aumento de 10 GW em 5 anos [ONS 2016].

Para o Brasil, a geração eólica tem ganhado relevância no atendimento à demanda, especialmente em momentos em que as condições hidrológicas se mostram desfavoráveis, como ocorreu em 2014 e 2015. Nesse mesmo período, dados do Ministério de Minas e Energia mostram que a hidroeletricidade perdeu participação na oferta de energia, enquanto a geração eólica aumentou expressivamente sua representatividade [MME 2015] e [MME 2016]. Na região Nordeste do Brasil, a geração eólica foi responsável pelo atendimento de 25% da demanda máxima média no ano de 2015 e contribuiu para o replecionamento de importantes reservatórios da região.

O crescimento vertiginoso desta fonte trouxe grandes benefícios, mas também grandes desafios para o setor elétrico brasileiro. A energia convertida dos ventos é caracterizada por alta intermitência em intervalos curtos de tempo e possui difícil previsibilidade nos diferentes horizontes de tempo. Assim, é de grande importância que a fonte eólica seja bem representada no planejamento da operação energética.

Atualmente, o Brasil utiliza o Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo – NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para definir o despacho ótimo das usinas térmicas e hídricas, de maneira a atender à demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento, que é de 5 anos [CEPEL 2013]. A oferta de energia eólica é considerada, no NEWAVE, de maneira determinística, isto é, desconta-se da demanda bruta de energia um percentual representativo da geração eólica, sem considerar o comportamento aleatório da fonte. Entretanto, a geração eólica possui comportamentos cíclicos horário e diário bem definidos, conforme comportamento das séries de vento, necessitando assim de aperfeiçoamento na representação dessa variável no modelo de planejamento da operação energética.

Nesse sentido, baseado na proposta de [Cunha et al. 2014], o objetivo deste trabalho é introduzir uma metodologia para inserção da geração eólica no despacho hidrotérmico brasileiro, através do cálculo da “demanda líquida”, definida a seguir.

O processo para cálculo da demanda líquida consiste em transformar as séries temporais de carga e geração em estados (níveis de potência) e combinar tais estados de carga (C) e geração (G), a fim de avaliar a demanda subtraída da geração eólica, a chamada demanda líquida ( $DL = C - G$ ). Para encontrar o modelo probabilístico de demanda líquida será utilizada uma adaptação da abordagem de Frequência e Duração (F&D) [Leite da Silva et al. 1991], conhecida amplamente na área de estudos de confiabilidade de sistemas de potência, por combinar, basicamente, estados de carga e geração, a fim de obter estados de reserva ou margem para o sistema.

Este artigo está organizado da seguinte forma: a seção 2 aborda cada etapa da metodologia desenvolvida para o cálculo da demanda líquida com exemplo didático. Em seguida, na seção 3, a metodologia é aplicada para o cálculo da geração de energia eólica no estado do Piauí, no Brasil, para o ano de 2016. Por fim, na seção 4, apresentam-se as principais conclusões advindas do trabalho desenvolvido, as expectativas e desafios no que concerne a continuidade deste trabalho.

## 2. Metodologia para Cálculo da Demanda Líquida

A abordagem conhecida como F&D (Frequência e Duração), desenvolvida em [Hall et al. 1968], permite construir um modelo probabilístico para a Demanda Líquida, combinando estados de carga (C) e geração (G), com o intuito de avaliar a demanda subtraída da geração eólica, isto é, a chamada demanda líquida ( $DL = C - G$ ). O método propõe que ambas as unidades geradoras e o comportamento da carga sejam modelados como elementos de capacidade multiestado discreto. Cada componente multiestado (S) foi caracterizado pelos vetores de níveis de potência gerada ( $c$ ) e pelas probabilidades de ocorrência de cada nível de potência ( $p$ ):

$$S = \{c; p\} \quad (1)$$

Se  $S = S_1 + S_2 = \{c; p\}$  é o componente resultante do processo de combinação entre dois outros elementos  $S_1 = \{c_1; p_1\}$  e  $S_2 = \{c_2; p_2\}$ , o vetor de probabilidades associado a S é dado pela Eq. (2), onde (\*) indica a convolução:

$$p = p_1 * p_2 \quad (2)$$

Assumindo que os estados combinados são estatisticamente independentes, a combinação de um estado  $i$ , de  $S_1$ , representado por  $(c_{1,i}, p_{1,i})$ , com um estado  $j$ , de  $S_2$ , representado por  $(c_{2,j}, p_{2,j})$ , resultará no seguinte estado  $k$ , da combinação S, representado por  $(c_k, p_k)$ :

$$c_k = c_{1,i} + c_{2,j} \quad (3)$$

$$p_k = p_{1,i} \cdot p_{2,j} \quad (4)$$

Em suma, o processo de cálculo da demanda líquida pode ser representado pelos seguintes passos:

- i. Obtenção dos dados de entrada: séries horárias de carga e geração;
- ii. Transformação das séries de geração e carga em patamares (níveis de potência);
- iii. Cálculo da probabilidade de cada estado;
- iv. Obtenção do modelo probabilístico da demanda líquida através da combinação de cada estado de carga com cada estado de geração;
- v. Cálculo do valor esperado da demanda líquida representativa de cada mês.

A seguir, cada passo supracitado será apresentado e explanado.

### 2.1. Obtenção dos dados de entrada: séries horárias de carga e geração

O sistema desenvolvido recebe como entrada as séries com dados de carga,  $C = \{c_{h,d,m}\}$ , e dados de geração eólica,  $G = \{g_{h,d,m}\}$ , em base horária para as usinas consideradas. Os subíndices mostram que cada observação é identificada pelo dia ( $d$ ), hora ( $h$ ) e mês ( $m$ ) em que ocorreu, com  $h = 1, \dots, 24$ ,  $m = 1, \dots, 12$  e  $d = 1, \dots, D_m$ , sendo  $D_m$  o último dia do mês  $m$ . A importância da medição horária advém do fato das séries de geração horária dependerem das séries de velocidade de vento, que possuem padrões de comportamento intra-horário e intra-diário.

Neste sistema, a série de geração de energia deve ser única, isto é, no caso da geração ser oriunda de diferentes parques eólicos, os valores de geração serão somados, respeitando-se a data de entrada em operação de cada parque, resultando numa geração agregada. Considerar a geração conjunta de múltiplos parques eólicos, fisicamente dispersos, mostra considerável redução na variação da geração que um único parque eólico pode apresentar [EPE 2016].

### 2.2. Transformação das séries de carga e geração

O tratamento inicial das séries de carga e geração consiste na separação dos dados em

função da hora ( $h$ ) de determinado mês ( $m$ ) que cada observação ocorreu. O resultado dessa separação são 24 séries para cada mês, totalizando 288 séries em um ano, tanto para carga, quanto para geração. Em seguida, cada nova série criada será transformada para que os estados de carga e geração sejam modelados através da metodologia F&D. Considere como exemplo as séries de carga e geração da primeira hora do mês de janeiro na Tabela 1.

Tabela 1 – Série de carga para a primeira hora ( $h = 1$ ) do mês de janeiro ( $m = 1$ )

<b>Carga</b>	1400	300	700	500	1300	1000	400	1500	800
<b>Geração</b>	300	200	250	50	100	300	150	50	300

Para discretização das séries, define-se, para carga e geração, o tamanho dos intervalos ( $\Delta_C$  e  $\Delta_G$ ) que serão adotados para agrupar os dados. A definição dos valores de  $\Delta_C$  e  $\Delta_G$  está relacionada com o desempenho do algoritmo e com a acurácia dos resultados, isto é, intervalos menores levam a resultados mais precisos, entretanto demandam maior esforço computacional.

Uma vez definido os valores de  $\Delta_C$  e  $\Delta_G$ , segue que o número de estados para as séries de carga ( $NEST_{h,m}^C$ ) e geração ( $NEST_{h,m}^G$ ) para determinada hora  $h$  e determinado mês  $m$  é dado por:

$$NEST_{h,m}^C = \left\lfloor \frac{C_{m,h}^{MÁX} - C_{m,h}^{MÍN}}{\Delta_C} \right\rfloor + 1 \quad (5)$$

$$NEST_{h,m}^G = \left\lfloor \frac{G_{m,h}^{MÁX} - G_{m,h}^{MÍN}}{\Delta_G} \right\rfloor + 1 \quad (6)$$

Onde  $C_{m,h}^{MÁX}$  e  $C_{m,h}^{MÍN}$  representam os valores de carga máxima e mínima para as observações de hora  $h$  do mês  $m$ ;  $G_{m,h}^{MÁX}$  e  $G_{m,h}^{MÍN}$  representam os valores de geração máxima e mínima para as observações de hora  $h$  do mês  $m$  e  $\lfloor X \rfloor$  denota a função piso, que retorna o maior inteiro menor ou igual a  $X$ .

Após a determinação do número de estados, são definidos os limites de cada grupo para as séries de carga e geração. O valor atribuído será o limite superior, como apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Definição dos estados e limites das séries de carga e geração

Estados de carga	Limites dos estados de carga	Estados de geração	Limites dos estados de carga
$1\Delta_C$	$[0\Delta_C, 1\Delta_C]$	$1\Delta_G$	$[0\Delta_G, 1\Delta_G]$
$2\Delta_C$	$(1\Delta_C, 2\Delta_C]$	$2\Delta_G$	$(1\Delta_G, 2\Delta_G]$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$NEST_{h,m}^C \Delta_C$	$((NEST_{h,m}^C - 1)\Delta_C, NEST_{h,m}^C \Delta_C]$	$NEST_{h,m}^G \Delta_G$	$((NEST_{h,m}^G - 1)\Delta_G, NEST_{h,m}^G \Delta_G]$

Para o exemplo das séries apresentadas na Tabela 1, o número de intervalos considerando  $\Delta_C = 400$  e  $\Delta_G = 50$  será:

$$NEST_{1,1}^C = \left\lfloor \frac{1500 - 300}{400} \right\rfloor + 1 = 3 + 1 = 4 \quad (7)$$

$$NEST_{1,1}^G = \left\lfloor \frac{300 - 50}{50} \right\rfloor + 1 = 5 + 1 = 6 \quad (8)$$

Assim, para a série de carga e geração do exemplo, os intervalos e seus valores são mostrados na Tabela 3:

Tabela 3 – Exemplo dos estados e limites de cada estado de carga e geração

Carga		Geração	
Estado	Limites	Estado	Limites
400	[0,400]	50	[0,50]
800	(400,800]	100	(50,100]
1200	(800,1200]	150	(100,150]
1600	(1200,1600]	200	(150,200]
		250	(200,250]
		300	(250,300]

A saída desta etapa corresponde à representação de cada uma das 288 séries, através de seus estados e número de ocorrência de cada estado. A seguir, apresenta-se a forma de cálculo da probabilidade de ocorrência de cada estado.

### 2.3. Cálculo do vetor de probabilidades

Os vetores de probabilidades dos estados das séries de carga e geração para a hora  $h$  e mês  $m$  são representados por  $\mathbf{u}_{h,m}^C = [u_1^C \ u_2^C \ \dots \ u_{NEST_{h,m}^C}^C]^T$  e  $\mathbf{u}_{h,m}^G = [u_1^G \ u_2^G \ \dots \ u_{NEST_{h,m}^G}^G]^T$ , respectivamente, e os elementos são dados pela proporção de ocorrência de um estado dentro da amostra:

$$u_i^C = \frac{n(i)}{n(S_{h,m}^C)} \quad (9)$$

$$u_i^G = \frac{n(i)}{n(S_{h,m}^G)} \quad (10)$$

Onde  $u_i^C$  e  $u_i^G$  são as probabilidades do estado  $i$  para carga e geração respectivamente,  $n(i)$  é o número de ocorrências do estado  $i$  e  $n(S_{h,m}^C)$  e  $n(S_{h,m}^G)$  representam o total de observações na amostra de carga e geração, respectivamente.

Em prosseguimento ao exemplo, os nomes, números de ocorrência e probabilidades de ocorrência de cada estado são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Exemplo de probabilidades de ocorrência de cada estado de carga e geração

Carga			Geração		
Estado ( $i$ )	$n(i)$	$u_i^C$	Estado ( $i$ )	$n(i)$	$u_i^G$
400	2	0.22	50	2	0.22
800	3	0.33	100	1	0.11
1200	1	0.11	150	1	0.11
1600	3	0.33	200	1	0.11
$n(S_{1,1}^C)$	9	1.00	250	1	0.11
			300	3	0.33
			$n(S_{1,1}^G)$	9	0.67

## 2.4. Obtenção do modelo probabilístico da demanda líquida através da combinação de cada estado de carga com cada estado de geração

De acordo com o exposto na Seção 2, para encontrar os parâmetros do modelo de uma combinação multiestados, deve-se usar a técnica de convolução, um operador linear que, a partir de duas funções dadas, resulta numa terceira. Na metodologia proposta, a probabilidade de ocorrência de um estado  $DL$  de demanda líquida é a convolução entre as probabilidades de ocorrência do estado de carga ( $C\Delta_C$ ) e do estado de geração ( $G\Delta_G$ ), onde  $DL = C\Delta_C - G\Delta_G$ , conforme a equação abaixo:

$$P_{DL,h,m}(DL) = \sum_{g_i=1\Delta_G}^{NEST_{h,m}^G\Delta_G} P_{C,h,m}(DL + g_i) * P_{G,h,m}(g_i) \quad (11)$$

Onde  $P_{DL,h,m}(DL)$  é a probabilidade de ocorrência do estado  $DL$  de demanda líquida,  $P_{C,h,m}(DL + g_i)$  é a probabilidade de ocorrência do estado  $DL + g_i$  de carga e  $P_{G,h,m}(g_i)$  é a probabilidade de ocorrência do estado  $g_i$  de geração.

Assim, no exemplo, os estados possíveis de demanda líquida são: 100, 150, 200, ..., 1550. Na Equação 12 é mostrado o passo a passo para cálculo da probabilidade de ocorrência do estado 1 de demanda líquida ( $DL = 100$ ). As probabilidades dos demais estados são calculadas da mesma forma e apresentadas na Tabela 5.

$$P_{DL,1,1}(100) = \sum_{g_i=50}^{300} P_{C,1,1}(100 + g_i) * P_{G,1,1}(g_i)$$

$$P_{DL,1,1}(100) = P_{C,1,1}(100 + 50) * P_{G,1,1}(50) + P_{C,1,1}(100 + 100) * P_{G,1,1}(100) + P_{C,1,1}(100 + 150) * P_{G,1,1}(150) + P_{C,1,1}(100 + 200) * P_{G,1,1}(200) + P_{C,1,1}(100 + 250) * P_{G,1,1}(250) + P_{C,1,1}(100 + 300) * P_{G,1,1}(300) \quad (12)$$

$$P_{DL,1,1}(100) = P_{C,1,1}(150) * P_{G,1,1}(50) + P_{C,1,1}(200) * P_{G,1,1}(100) + P_{C,1,1}(250) * P_{G,1,1}(150) + P_{C,1,1}(300) * P_{G,1,1}(200) + P_{C,1,1}(350) * P_{G,1,1}(250) + P_{C,1,1}(400) * P_{G,1,1}(300)$$

$$P_{DL,1,1}(100) = 0 * 0.22 + 0 * 0.11 + 0 * 0.11 + 0 * 0.11 + 0 * 0.11 + 0.22 * 0.33$$

$$P_{DL,1,1}(100) = 0.07$$

Tabela 5 – Exemplo de probabilidades de ocorrência de cada estado de demanda líquida

DL	P(DL)	DL	P(DL)	DL	P(DL)	DL	P(DL)
100	0.07	500	0.11	900	0.04	1300	0.11
150	0.02	550	0.04	950	0.01	1350	0.04
200	0.02	600	0.04	1000	0.01	1400	0.04
250	0.02	650	0.04	1050	0.01	1450	0.04
300	0.02	700	0.04	1100	0.01	1500	0.04
350	0.05	750	0.07	1150	0.02	1550	0.07

Como resultado desta etapa, há 288 séries, representando cada uma das 24 horas, de cada um dos 12 meses do ano. Cada hora é representada pelos seus respectivos estados de demanda líquida, associados às probabilidades de ocorrência.

## 2.5. Cálculo do valor esperado da demanda líquida representativa de cada mês

Uma vez que o objetivo é a obtenção de um valor representativo da demanda líquida para cada mês de cada ano, as 24 horas de um mês passam a ser representadas pelo valor esperado do modelo discreto encontrado para cada uma delas. A representação de cada mês, por sua vez, é a média dos valores horários associados a ele.

No exemplo, a primeira hora do mês de janeiro será 829.5 un.

## 3. Estudo de caso

Apresenta-se agora a aplicação da metodologia de cálculo da demanda líquida para a geração eólica e carga do estado do Piauí, na região Nordeste do Brasil.

No Piauí, estão distribuídos 28 parques eólicos em operação, totalizando aproximadamente, 810 MW de capacidade eólica instalada, como mostra a Tabela 6. Das 28 usinas, 15 (54%) possuem informações de modelo, quantidade de turbinas e curva de potência. Para inferir essas informações das usinas faltantes foi usada a caracterização por conjunto, isto é, a usina eólica (UEE) com informações faltantes receberá o mesmo modelo de turbina das demais do seu conjunto. Por exemplo: a UEE Ventos de Santa Joana VIII possui 15 turbinas, potência instalada de 30 MW e faz parte do conjunto Chapada I, mas não tem informação de modelo de turbina, já a UEE Ventos de Santa Joana I que também faz parte do conjunto Chapada I e tem potência instalada de 30 MW possui o modelo de turbina (GAMESA G90/2000), sendo assim esse mesmo modelo será inferido para a UEE Ventos de Santa Joana VIII.



Figura 1 – Mapa do estado do Piauí, Brasil.

Fonte: Google

Tabela 6 – Informações dos parques eólicos do estado do Piauí

Conjunto	Usina	Potência (MW)	Quantidade de Turbinas	Modelo Turbinas
Chapada I	Ventos de Santa Joana II	30.00	15	Gamesa G90/2000
Chapada I	Ventos de Santa Joana VI	30.00	16	GE Energy 1.85-82.5
Chapada I	*Ventos de Santa Joana VIII	30.00	15	Gamesa G90/2000
Chapada I	*Ventos de Santa Joana XIV	30.00	15	Gamesa G90/2000
Chapada I	*Ventos de Santo Onofre I	30.00	15	Gamesa G90/2000
Chapada I	*Ventos de Santo Onofre II	30.00	15	Gamesa G90/2000
Chapada I	*Ventos de Santo Onofre III	30.00	15	Gamesa G90/2000
Chapada II	Ventos de Santa Joana IX	29.60	16	GE Energy 1.85-82.5
Chapada II	Ventos de Santa Joana X	29.60	16	GE Energy 1.85-82.5
Chapada II	Ventos de Santa Joana XI	29.60	16	GE Energy 1.85-82.5
Chapada II	Ventos de Santa Joana XII	28.90	15	GE Energy 1.85-82.5
Chapada II	Ventos de Santa Joana XIII	29.60	16	GE Energy 1.85-82.5
Chapada II	Ventos de Santa Joana XV	28.90	15	GE Energy 1.85-82.5
Chapada II	Ventos de Santa Joana XVI	28.90	17	GE Energy 1.7-100
Chapada III	Ventos de Santa Joana I	28.90	17	GE Energy 1.7-100



Chapada III	Ventos de Santa Joana III	29.60	16	GE Energy 1.85-82.5
Chapada III	Ventos de Santa Joana IV	27.20	16	GE Energy 1.7-100
Chapada III	Ventos de Santa Joana V	28.90	17	GE Energy 1.7-100
Chapada III	Ventos de Santa Joana VII	28.90	17	GE Energy 1.7-100
Chapada III	Ventos de Santo Augusto III	29.60	16	GE Energy 1.85-82.5
Chapada III	*Ventos de Santo Augusto IV	28.90	17	GE Energy 1.7-100
Chapada III	Ventos de Santo Augusto V	29.60	16	GE Energy 1.85-82.5
Chapada IV	*Ventos de Santo Augusto II	27.60	15	GE Energy 1.85-82.5
Chapada IV	*Ventos de Santo Augusto VIII	18.40	10	GE Energy 1.85-82.5
Chapada IV	*Ventos de Santo Estevão III	29.90	16	GE Energy 1.85-82.5
Chapada IV	*Ventos de Santo Estevão V	27.60	15	GE Energy 1.85-82.5
São Basílio	*Ventos de Santa Angelina	29.70	11	Alstom Power 122
São Basílio	*Ventos de Santa Bárbara	29.70	11	Alstom Power 122

A primeira etapa do trabalho envolve a busca pelas séries horárias de carga e de geração eólica do Piauí. Para a obtenção da série horária de geração eólica, é realizada a combinação das séries de velocidade de vento na região em que o parque se instala e a curva de potência que é uma característica das turbinas de cada parque. Quanto às séries de velocidade de vento, estas informações são obtidas pela base de reanálise *Climate Forecast System Reanalysis* (CFSR) da NASA [NASA 2017]. As informações de latitude e longitude dos postos de simulação de dados da NASA e dos parques eólicos são utilizadas para selecionar quais postos irão representar as séries de vento de cada UEE. Para o estado do Piauí, a maior distância encontrada entre uma UEE e seu posto selecionado foi de 11.29 km e a menor de 1.71 km. Além disso, somente três postos de simulação foram suficientes para representar as 28 UEE.

Para associar as velocidades de vento dos postos da NASA às UEE's foi necessário calcular os fatores ( $F_{UEE}$ ) de correção de altura [Manwell et al. 2009], calculados através da razão do logaritmo das alturas da turbina ( $H_{turbina}$ ) e do ponto em que a medição/inferência do vento é realizada ( $H_{medição}$ ):

$$F_{UEE} = \frac{\log(H_{turbina})}{\log(H_{medição})} \quad (13)$$

Os postos da NASA localizam-se a 10 m da superfície, sendo que a menor altura de turbina encontrada é de 77.5 m, sendo assim, todos os fatores de correção serão maiores que 1, originando maiores velocidades de vento do que as simuladas pela NASA.

De acordo com a composição do Sistema Interligado Nacional, o estado do Piauí está conectado ao submercado Nordeste e, por isso, a série de carga horária a ser utilizada para subtração da geração eólica será a do Nordeste. Na Figura 2 é apresentado o gráfico da carga horária do submercado Nordeste para o ano de 2016. Observe que, nos meses entre maio e setembro, a carga demandada é mais baixa que para os demais meses, coerente com as estações do ano. Também nota-se um padrão horário bem definido, onde entre 6h e 22h verificam-se valores mais altos.

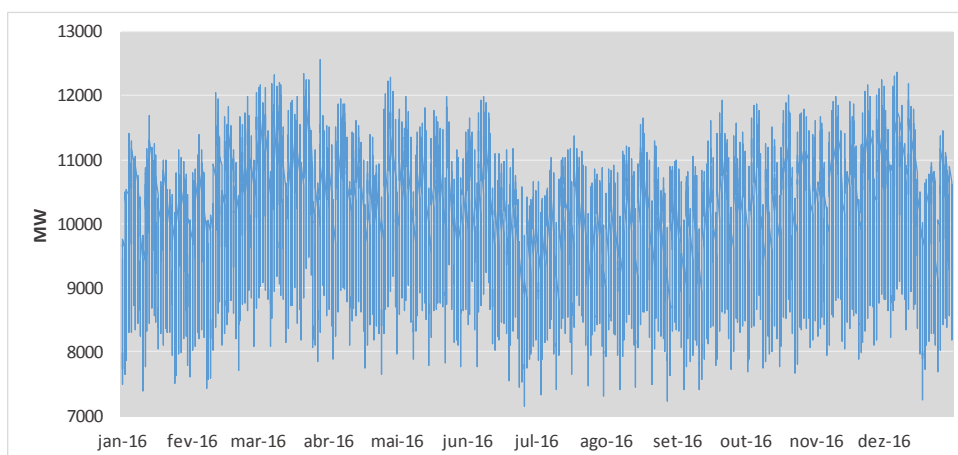


Figura 2 – Carga horária do submercado Nordeste em 2016.

Após agregar as séries de geração de energia eólica dos 28 parques pertencentes ao estado do Piauí, a potência disponível é como mostrada na Figura 3. Note que a maior potência verificada foi de 807 MW e que em diversos momentos houve geração nula, compatível com a característica intermitente deste tipo de fonte.

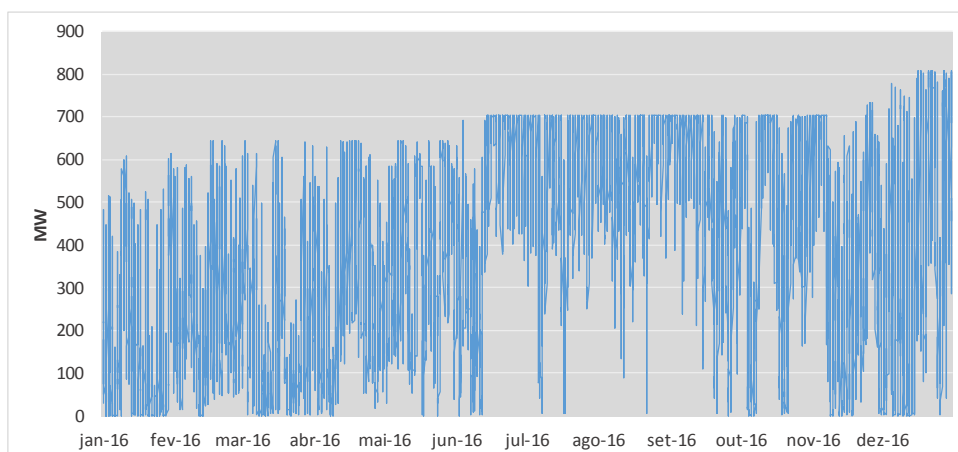


Figura 3 – Potência eólica disponível do estado do Piauí em 2016.

Após obtenção das séries de carga e geração, segue o processo de transformação em estados, considerando  $\Delta_C = 50MW$  para a carga e  $\Delta_G = 15MW$  resultando na formação de um máximo de 88 estados de carga na hora 17 do mês 12 e 54 estados de geração nas horas 2 a 3 e 14 a 19 do mês 12. A demanda líquida mensal é obtida através da combinação dos estados de carga e geração e do valor esperado das horas de cada mês. Na Figura 4, é apresentada a carga média mensal medida pelo Operador Nacional do Sistema e a demanda líquida calculada pela metodologia proposta. Observa-se que a subtração da geração eólica é maior entre os meses de junho e agosto, compatível com a constância na geração de energia eólica entre esses meses, como verificado na Figura 3.

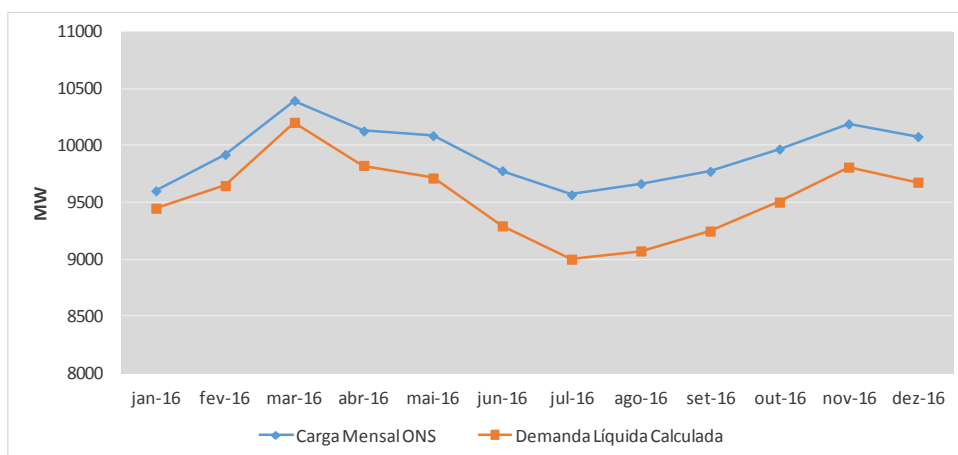


Figura 4 – Carga Mensal ONS vs Demanda Líquida.

Avaliou-se ainda a geração eólica estimada para as UEEs do Piauí, através da demanda líquida, em comparação com os valores de geração eólica realizados, também apresentados pelo ONS, conforme o Boletim Mensal de Geração Eólica disponibilizado em seu site [ONS 2017], veja Figura 5. Note que, nos meses nos quais o vento alcança os maiores valores de velocidade (julho a dezembro), a geração estimada é em média 42% maior do que a realizada, enquanto que nos demais meses essa média é de 14%. Esta estimativa de geração superior à observada é consequência do cálculo da geração eólica disponível como referência, sem considerar taxas de indisponibilidade programada ou forçada, restrições na transmissão do excedente para os demais submercados brasileiros ou mesmo qualquer fator de ajuste para a geração, o que contribui para a justificativa das diferenças mais significantes encontradas. Uma melhoria para aplicação desta metodologia é a consideração do fator de capacidade das usinas e demais variáveis para calcular a geração eólica.

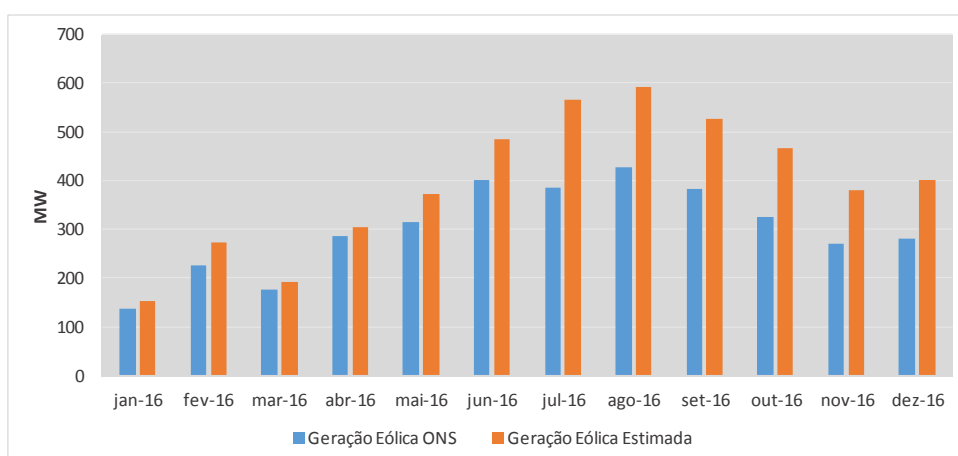


Figura 5 – Geração Eólica Realizada vs Estimada.

#### 4. Conclusões

Em resposta ao crescente número de empreendimentos para geração de energia eólica no Brasil, este trabalho propôs a inserção de tal geração de forma probabilística no atual modelo de despacho hidrotérmico brasileiro, através do cálculo da demanda líquida.

A metodologia proposta é capaz de subtrair da carga de um submercado do Brasil, a geração esperada de energia eólica, respeitando seu comportamento aleatório, o que representa aperfeiçoamento da modelagem frente à entrada da geração eólica de maneira determinística no modelo NEWAVE, como é feito atualmente. Tal metodologia já poderia ser aplicada no atual modelo de planejamento e se mostra uma alternativa ao tratamento da geração eólica e das

demais fontes de energia com característica intermitente.

O caso de estudo apresentado avaliou a geração eólica do estado do Piauí frente ao submercado Nordeste. Os resultados obtidos ratificam a importância do tratamento probabilístico deste tipo de fonte energética frente à sua variação mensal e horária, além de mostrar que com um aperfeiçoamento no ajuste das séries horárias de potência eólica e consideração de variáveis que determinam o funcionamento ou não de um parque eólico, como fator de capacidade, taxa de indisponibilidade e restrições na transmissão, é possível se estimar de forma apurada a geração eólica mensal.

Uma das maiores dificuldades do trabalho desenvolvido foi a obtenção de dados que permitissem aplicar o exemplo em casos reais no Brasil. Nesse sentido, está em desenvolvimento uma metodologia que envolve técnicas de *Statistical Learning* para a inferência de dados das turbinas das UEE faltantes a partir dos dados previamente conhecidos das demais UEEs.

Adicionalmente aos trabalhos futuros, para alcançar resultados mais verossímeis, o modelo deverá considerar os aspectos operativos das usinas, tais como períodos de manutenção, taxa de falhas, entre outros. Além disso, um estudo interessante, na área de tratamento dos dados iniciais, é identificar os agrupamentos iniciais das séries de geração de acordo com os padrões de vento no território brasileiro.

## Referências

- CEPEL. (2013). *Projeto NEWAVE: Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - Manual do Usuário*.
- Cunha, S.H.F. et al. (2014). Avaliação da Confiabilidade de Parques Eólicos na Região Nordeste. In pp. 1–9.
- EPE. (2016). *ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO Empreendimentos Eólicos - Algumas estatísticas obtidas da simulação da geração eólica na região Nordeste*,
- Google, (2017). Piauí - Google Maps. Available at: <https://www.google.com.br/maps/place/Piauí/@-6.8150446,-47.6824578,6z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x782e57c7080b28f:0x5ae7715404f694a5!8m2!3d-7.7183401!4d-42.7289236> [Accessed January 1, 2017].
- Hall, J., Ringlee, R. & Wood, A., (1968). Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: I - Generation System Model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-87(9), pp.1787–1796. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4073717/> [Accessed April 9, 2017].
- Leite da Silva, A.M., Melo, A.C.G. & Cunha, S.H.F., (1991). Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems. *Generation Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*, 138(1), pp.94–102. Available at: [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=61659](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=61659).
- Manwell, J.F., McGowan, J.G. & Rogers, A.L. (2009). *Wind Energy Explained*, Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd. Available at: <http://doi.wiley.com/10.1002/9781119994367> [Accessed April 9, 2017].
- MME. (2015). *Resenha Energética Brasileira: Exercício de 2015*,
- MME. (2016). *Resenha Energética Brasileira - Exercício de 2015*, Available at: [www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02%2B-%2BResenha%2BEnerg%25C3%25A9tica%2BBrasileira%2B2016%2B-%2BAno%2Bbase%2B2015%2B\(PDF\)](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02%2B-%2BResenha%2BEnerg%25C3%25A9tica%2BBrasileira%2B2016%2B-%2BAno%2Bbase%2B2015%2B(PDF)).
- NASA. (2017). NCAR's Research Data Archive. Available at: <https://rda.ucar.edu/> [Accessed March 27, 2017].
- ONS. (2017). Boletim Mensal de Geração Eólica. Available at: [http://www.ons.org.br/resultados\\_operacao/boletim\\_mensal\\_geracao\\_eolica/index.aspx](http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx) [Accessed January 1, 2017].
- ONS. (2016). *PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2016 / 2020 SUMÁRIO EXECUTIVO*, Rio de Janeiro.