

# Sistemas Complementares de Energia Eólica e Hidráulica no Brasil

Dario Jackson Schultz<sup>1</sup>  
Odilon A. Camargo Do Amarante<sup>2</sup>  
Nelson de Andrade Rocha<sup>3</sup>  
Rogério Motta Bittencourt<sup>4</sup>  
Martha Regina von Borstel Sugai<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Copel – Companhia Paranaense de Energia

dario@copel.com  
martha.sugai@copel.com

<sup>2</sup>Camargo Schubert Engenheiros Associados Ltda.

ventar@terra.com.br

<sup>3</sup>Promon Engenharia Ltda

nelson.rocha@promon.com.br

<sup>4</sup>Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

rogeriob@chesf.gov.br

**Abstract:** One important historical challenge to the operation planning of the Brazilian interconnected electrical system has been the seasonal stabilization of the energy supply, due to the stochastic nature of hydro resources. Most of the significant Brazilian hydro power stations rely on the hydrological regimes of the Southeast, which have a remarkable tendency for seasonal fluctuations of significant amplitude. In the last decades, wind power generation has proven its suitability to the Gigawatt scale, necessary to an effective contribution to electric systems. This paper demonstrates, from existing data, the wind / hydro seasonal complementarity in the relevant areas of Brazil, and discusses its possible effect on the feasibility of seasonal stabilization of the energy supply in the Brazilian interconnected grid, taking advantage of the country's large natural resources available. Case studies for the southern/southeastern and the northeastern regions of Brazil are presented.

**Resumo:** Com o predomínio da geração hidrelétrica no Brasil, a estabilização sazonal da oferta de energia tem sido um desafio histórico ao planejamento da operação dos sistemas

interligados, pois os regimes hidrológicos têm caráter estocástico com flutuações sazonais de amplitude significativa. Por outro lado, na última década, o aproveitamento eólico-elétrico mundial demonstrou aptidão às escalas de gigawatts, necessárias a uma contribuição efetiva a sistemas elétricos. Este trabalho demonstra, a partir de dados existentes, a viabilidade de estabilização sazonal da oferta de energia através da complementaridade entre os regimes eólico e hidrológico, se forem aproveitados os amplos recursos naturais disponíveis no país. São apresentados estudos de caso das regiões Sul/Sudeste e Nordeste do Brasil.

**Palavras-Chave:** Energias Renováveis, Eólica, Hidráulica, Hidrologia, Sazonalidade.

## 1 Introdução

No cenário mundial, a tecnologia eólica atingiu um estágio de maturidade que a coloca como participante da matriz energética em vários países onde o recurso natural é disponível, com projeção para vir a ter participação expressiva na matriz mundial nas próximas décadas.

### 1.1 Status atual da energia eólica

Após um início pouco frutífero nas décadas de 70 e 80, centrado em pesquisas acadêmicas e/ou dependentes de programas governamentais, a geração eólico-elétrica adquiriu escala e eficácia com o surgimento de programas de incentivo ao mercado na década de 90, podendo-se dizer que hoje ela tenha atingido limiares de competitividade comercial frente a fontes convencionais, em vários países. Isto vem permitindo que o seu mercado venha tendo um crescimento sustentado de 25-30% ao ano, o maior entre as formas de geração de energia concorrentes. A Tabela 1 ilustra este crescimento distribuído pelos principais mercados [1].

Simultaneamente, o custo da energia gerada por usinas eólicas vem caindo também de forma contínua, da ordem de 15% a cada dois anos. Tal queda deve-se principalmente às economias de escala advindas do crescimento do mercado e ao avanço tecnológico, com a tendência de domínio do mercado pelos equipamentos da classe de 1 a 3 MW. O resultado é que o custo da energia vem se situando na faixa de US\$ 40-60 / MWh, dependendo das condições de cada local e projeto. Novas reduções podem ser projetadas quando as inovações em curso atingirem escala industrial e consolidação tecnológica, aliadas a evoluções de contexto dos mercados.

Tabela 1: Status da Capacidade Eólica Instalada (MW)

	2004	2003	2002	2001
<b>EUROPA</b>	<b>34630</b>	<b>28835</b>	<b>23357</b>	<b>17361</b>
Alemanha	16628	14609	12001	8753
Espanha	8263	6202	4830	3335
Dinamarca	3118	3115	2889	2417
Itália	1265	891	785	697
Holanda	1078	912	686	483
Reino Unido	897	704	552	485
Áustria	607	415	139	95
Portugal	523	299	194	127
Suécia	466	398	328	280
Grécia	442	399	302	272
França	390	240	147	85
Irlanda	353	225	137	125
Noruega	160	112	97	17
Outros	440	314	270	190
<b>AMÉRICAS</b>	<b>7404</b>	<b>6844</b>	<b>5020</b>	<b>4577</b>
E.U.A.	6752	6352	4645	4245
Canadá	444	326	236	207
Costa Rica	71	71	71	71
Caribe	55	13	13	13
Brasil	29	29	22	20
Argentina	26	26	26	14
Colômbia	20	20	0	0
México	5	5	5	5
Chile	2	2	2	2
<b>ÁSIA</b>	<b>5313</b>	<b>3604</b>	<b>2722</b>	<b>2344</b>
Índia	2983	2120	1702	1507
Japão	940	644	384	300
China	764	566	468	399
Austrália	380	198	103	73
Nova Zelândia	170	38	37	37
Outros	38	19	14	14
<b>OR.MÉD+ÁFRICA</b>	<b>246</b>	<b>170</b>	<b>149</b>	<b>203</b>
Egito	145	69	69	125
Marrocos	54	54	54	54
Tunisia	20	20	0	0
Outros	27	27	26	24
<b>MUNDO</b>	<b>47555</b>	<b>39434</b>	<b>31234</b>	<b>24471</b>
<b>MW NO ANO</b>	<b>8121</b>	<b>8200</b>	<b>6763</b>	<b>6751</b>
<b>% NO ANO</b>	<b>21%</b>	<b>26%</b>	<b>28%</b>	<b>38%</b>

## 1.2 Inserção no mercado

Em mercados onde a geração de energia renovável pode substituir parcialmente a geração térmica, deslocando-a, legislações específicas têm permitido uma rápida inserção desta fonte, com benefício ambiental de emissões evitadas, chegando-se em algumas regiões a cerca de 10% da geração. Mecanismos de realocação e de comercialização ("green tariff") vem ganhando força nestes locais. A inserção de taxas de CO<sub>2</sub>

em discussão em vários parlamentos e fóruns deverá tornar a energia eólica bastante competitiva, principalmente pelos baixos riscos econômicos e ambientais a ela associados.

Já em mercados atendidos predominantemente por energias renováveis, como no caso do Brasil, o componente ambiental de emissões evitadas ainda não se aplica, necessitando-se outra argumentação para se justificar o estabelecimento de incentivos para o mercado. Isto é mais importante onde o mercado é regido por competição, dificultando o estabelecimento de tecnologias novas, mesmo quando o custo destas é pouco superior ao das tecnologias convencionais, como no caso em questão. Entretanto, programas governamentais ou legislações específicas que viabilizem a implantação de novas tecnologias podem ser justificadas, caso estas venham a trazer algum benefício marginal significativo, tanto para o sistema elétrico como para a economia regional ou do país. Este é o caso que o presente trabalho se propõe a demonstrar.

A estabilização da oferta de energia em sistemas predominantemente hídricos tem sido historicamente um desafio praticamente intransponível, que agora se vislumbra possível com a integração entre esta forma convencional e a geração eólica. Assim, propõe-se a criação de mecanismos mediante os quais os benefícios advindos da inserção da energia eólica lhes sejam revertidos proporcionalmente sob a forma de incentivos, viabilizando a sua inserção em um ambiente competitivo. Diferenças conceituais em relação às tecnologias convencionais estabelecidas teriam também que ser superadas por meio de legislação, que, se necessário, embutiriam mecanismos de garantia de comercialização do todo ou de parte da energia gerada. Mecanismos de reserva de mercado são também boas alternativas. Os itens a seguir descrevem os casos conhecidos que justificariam a aplicação de tais políticas.

## 2 Experiências internacionais em interação hidro/eólica

Em 1997 e 1998 foi realizado um estudo com simulações em resolução horária [3] para dois cenários de inserção de energia eólica no sistema dinamarquês, interligado ao sistema elétrico europeu. Tais estudos foram realizados na Universidade de Roskilde na Dinamarca, com contribuições de concessionárias de energia e transmissão da Dinamarca, Suécia e Noruega.

No primeiro cenário, uma inserção eólica de 37% em consumo (54% da demanda) na Dinamarca encontraria complementaridade no sistema hidráulico da Suécia e Noruega, firmando a oferta de energia nos meses "secos" daqueles países,

sem prejuízo aos níveis de segurança na estabilidade de fornecimento regional.

No segundo cenário, foi analisada uma inserção eólica próxima a 100% do consumo no sistema elétrico dinamarquês, interligado ao sistema elétrico nórdico, incluindo Alemanha, Finlândia e Holanda. Segundo as simulações, este cenário seria tecnicamente viável, sem prejuízos aos níveis de segurança do fornecimento regional, desde que realizados investimentos suplementares em reforço ao sistema de transmissão Dinamarca/Suécia.

### 3 Estudos de inserção eólica no sistema elétrico brasileiro

Este trabalho apresenta dois estudos de cenários viáveis de inserção de usinas eólicas no sistema elétrico, realizados para regiões com potencial já melhor inventariado por meio de medições específicas (regiões Sul e Nordeste). Estes estudos abrangem os dois principais sistemas elétricos interligados: S-SE-CO (Sul-Sudeste-Centro Oeste) e N-NE (Norte-Nordeste), sendo portanto representativos dos aspectos gerais da implementação eólica em nível nacional. Nos dois casos, são apresentadas as evidências da complementaridade sazonal entre os regimes hídricos e eólicos, e a conseqüente tendência à estabilização sazonal da oferta de energia caso o aproveitamento eólico-elétrico venha a atingir escalas adequadas. Os estudos sobre a interação hidro/eólica foram realizados na COPEL e na CHESF, onde já existem informações suficientes para indicar um potencial de complementaridade. Nestas regiões o potencial hidrelétrico já está próximo de ser esgotado, e as alternativas imediatas consideradas para atender ao crescimento da demanda tem sido a inserção da geração térmica ou a importação de energia de regiões remotas, independentemente do impacto ambiental e macroeconômico.

#### 3.1 Regiões Sul e Sudeste

Durante o estudo de previabilidade de uma usina eólica de 200 MW em Palmas, no Paraná, a COPEL realizou estudos e simulações da inserção da usina no sistema interligado [8]. Foi analisada a disponibilidade energética da usina eólica de Palmas, com potências instaladas de 50 e 200 MW. Um dos objetivos do estudo era avaliar a complementaridade entre a geração da usina eólica e a hidráulica dos subsistemas Sul e Sudeste. Foi utilizada uma série histórica de energias eólicas mensais para o período de 1972 a 1993, além das séries de vazões naturais hidráulicas mensais para os subsistemas S-SE, com a configuração final do programa decenal de geração do ciclo de 1996; a série de dados eólicos foi obtida através da correlação entre os dados

efetivamente medidos em Palmas desde 1995, com os dados da estação do Instituto Agrônomo do Paraná – IAPAR, em Clevelândia, a cerca de 50 km do local da usina eólica, que dispõe de registros anemométricos para este período. Os cenários foram elaborados com o modelo de simulação a subsistemas equivalentes - MSSSE.

#### 3.1.1 Relação geração eólica x geração hidráulica no subsistema Sul

A Figura 1 mostra o resultado das simulações em termos de curvas normalizadas, relação valor médio do mês / valor médio anual:

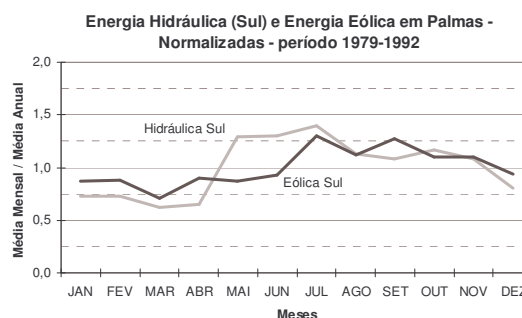


Figura 1: Regimes Sazonais: Vento em Palmas (PR) e Hidráulica no Sul

Pode-se observar que o comportamento sazonal da geração eólica é semelhante ao da geração hidráulica no subsistema Sul: o coeficiente de correlação obtido foi de 0,640.

Um dado relevante pode ser visto na comparação das médias mensais de velocidade do vento e da vazão natural do rio Iguaçu, no período de 1983 a 1994, mostrados na Figura 2. Observe-se que, apesar da velocidade do vento ser muito mais variável na escala de minutos ou horas, a sua variação em termos de médias mensais é muito menor do que a hídrica. Em termos estatísticos, a série de velocidades médias do vento tem média de 3,8 m/s e 0,43 m/s de desvio padrão, já a série de vazões médias mensais tem média de 863 m<sup>3</sup>/s e 725 m<sup>3</sup>/s de desvio padrão.

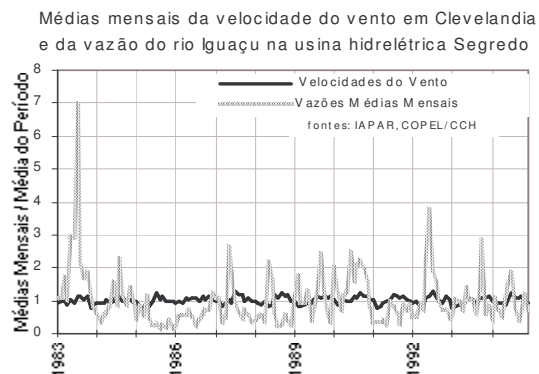


Figura 2: Médias Mensais: Vento e Vazão

### 3.1.2 Relação geração eólica no Sul x geração hidráulica no subsistema Sudeste

O subsistema sudeste é de maior peso no sistema elétrico brasileiro. A relação da geração eólica em Palmas com esse subsistema hidráulico em valores normalizados pode ser vista na Figura 3:

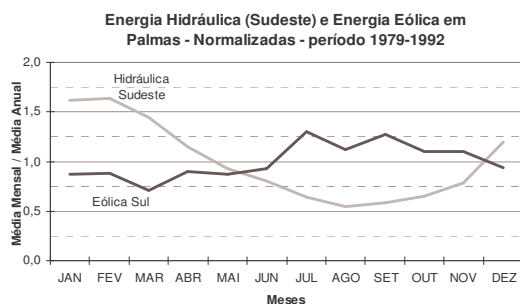


Figura 3: Regimes Sazonais: Vento em Palmas (PR) e Hidráulica no Sudeste

Neste caso, pode-se observar que os comportamentos das duas fontes são complementares na escala sazonal: o coeficiente de correlação obtido foi de  $-0,789$ .

As simulações com potência instalada de 200 MW mostraram resultados qualitativamente semelhantes. Outro aspecto abrangido pelo estudo foi a quantificação da energia garantida da usina eólica, interligada aos subsistemas Sul e Sudeste. Os valores obtidos nas simulações resultaram muito próximos à energia média da usina, que tinha um fator de capacidade estimado da ordem de 30%.

Dos resultados deste estudo pode-se concluir que a implantação de usinas eólicas em regimes de vento semelhantes aos da região de Palmas traz benefícios ao sistema elétrico interligado, uma vez que se adicionaria mais energia ao sistema justamente na época do ano em que ocorre redução nos regimes hídricos do Sudeste, onde se concentram as maiores cargas.

Para o inventário do potencial eólico paranaense, realizado pela COPEL, foram instaladas 25 estações anemométricas em todo o estado. Verificou-se que existe forte correlação entre os regimes de vento de todo o território paranaense, o que induz que usinas eólicas na região Sul e Sudeste teriam comportamento sazonal semelhante. Outra informação relevante diz respeito à dimensão do potencial eólico estimado para o Estado do Paraná, induzido através de integrações realizadas sobre o mapeamento, calculado na resolução de 2km x 2km, apresentado na Tabela 2:

Tabela 2: Potencial Eólico no Estado do Paraná, Brasil

Aproveitando ventos a partir de (m/s)	6.0	6.5
Potência tecnicamente instalável (GW)	11.0	2.7
Energia tecn. aproveitável (TWh/ano)	20.5	5.8

Como referência para comparação com a Tabela 2, o atual consumo de energia elétrica no Estado do Paraná é da ordem de 20 TWh/ano.

### 3.2 Região Nordeste

Simulações realizadas pela CHESF [4], apresentam a produção mensal de energia elétrica a partir de turbinas eólicas instaladas em 10% do litoral do Estado do Ceará, limitadas a 5km do mar. Nesse cenário as seguintes considerações foram feitas: utilizaram-se dados de vento do período 1993/1995, de estações anemométricas de cinco diferentes áreas ao longo da costa cearense, juntamente com as curvas de potência de aerogeradores de 500/600 kW, que serviram de base para a concepção de fazendas eólicas hipotéticas, com um fator de disponibilidade de 95% e outros fatores de perda de 90%, para um arranjo com turbinas distanciadas entre si de 5x7 diâmetros e uma potência instalada de cerca de 3 GW.

Conciliando-se os dados de produção de energia das fazendas eólicas com a vazão natural do rio São Francisco, afluente no reservatório de Sobradinho, referentes à série histórica de 1931-1992 [5] (Figuras 4 e 5), e a produtividade (MW/m<sup>3</sup>/s) do conjunto de usinas da CHESF ao longo do rio São Francisco, elaborou-se o presente estudo.

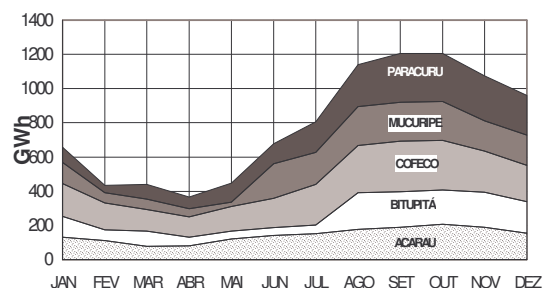


Figura 4: Produção de Parques Eólicos em 10% do Litoral do Ceará, Brasil.

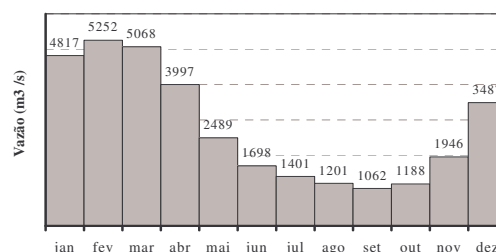


Figura 5: Vazão Afluente no Reservatório de Sobradinho, 1931/1992

Inicialmente utilizaram-se os dados mensais da geração elétrica dos parques eólicos [4] e a produtividade acumulada de 2,713 MW/m<sup>3</sup>/s [6]

relativa à produção anual das usinas de Sobradinho, Itaparica, Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolonio Sales e Xingó, com capacidade de 9.974 MW de potência instalada.

Converteu-se, dessa forma, a totalidade da energia elétrica produzida mensalmente pelas fazendas eólicas em equivalente vazão, posta teoricamente no reservatório regulador de Sobradinho, e correspondendo a produção semelhante de energia por meio das usinas hidrelétricas situadas à jusante.

A Figura 6 mostra a normalização da energia eólica e da energia hidráulica natural, ou seja, a relação entre os valores médios mensais e as médias anuais dos dois regimes, onde se pode observar sistemas complementares com contribuição positiva da fonte eólica para o sistema elétrico em sua maior parte alimentado por hidrogeradores, principalmente durante o período seco do rio São Francisco, e com o pico máximo dos recursos eólicos no mês de setembro.

Conforme pode ser observado, o perfil da vazão do rio se altera à medida em que passa a haver um aumento da participação eólica, especialmente por um acréscimo maior do volume no período seco do rio.

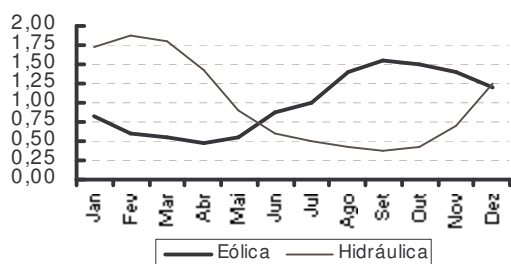


Figura 6: Regimes Sazonais das Energias Eólica e Hidráulica

O fator de correlação foi de -0,736, com os valores da energia eólica transformados em vazão equivalente à mesma geração de energia na cascata.

De posse das médias das vazões mensais naturais do rio São Francisco afluente em Sobradinho, foram adicionadas vazões hipotéticas relativas à contribuição anual da geração eólica referente a 1.090 MWh/h [4], e equivalente a uma vazão média de 400,8 m³/s, ou seja, representando 14,3% da vazão média do rio em Sobradinho, que é de 2800,5 m³/s.

Cenários adicionais, de inserção de mais 30% e 60% na vazão média do rio, resultantes do maior incremento na geração eólica, são apresentados na Figura 7.

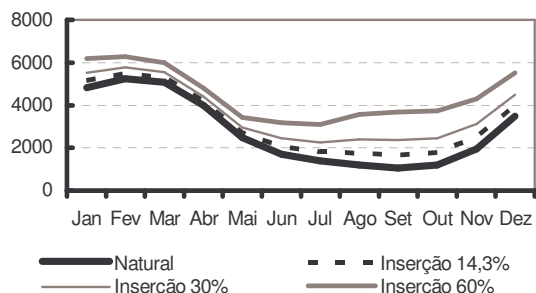


Figura 7: Incrementos na Vazão Média Natural (m³/s) Devidos à Geração Eólica

De toda a contribuição que a energia eólica possa dar para possibilitar o aumento do volume em Sobradinho, mediante a substituição parcial da geração hidráulica por eólica, a que mais interessa é a que ocorre durante o período seco do rio São Francisco, ou seja, de maio a outubro. Dessa forma, na Tabela 3, ilustrou-se o volume de água equivalente, correspondente à produção de energia gerada a partir do aproveitamento dos ventos. A primeira coluna mostra a potência elétrica média anual, a partir de fontes eólicas, necessária para um equivalente incremento percentual teórico na vazão média natural do rio, em Sobradinho, como pode ser visto na segunda coluna. A terceira coluna traz o correspondente volume hipotético possível de ser acumulado durante o período seco (maio a outubro). Finalmente, a quarta coluna apresenta a potência elétrica média no período úmido produzida por parques eólicos.

Tabela 3: Aproveitamento nos Períodos Secos e Úmidos

MWh/h anual	Contribuição eólica (%)	Bilhões m³, período seco	MWh/h período úmido
<b>1090.0</b>	<b>14,3</b>	<b>7,4</b>	<b>921.4</b>
<b>2286.7</b>	<b>30,0</b>	<b>15,5</b>	<b>1933.0</b>
<b>4573.4</b>	<b>60,0</b>	<b>31,0</b>	<b>3866.0</b>

Apesar do mês de novembro ser considerado o início do período úmido, energeticamente é considerado crítico, por coincidir historicamente com os menores volumes do reservatório de Sobradinho, a exemplo dos 10,92% e 11,33% do volume útil de 28,6 bilhões de metros cúbicos, atingidos em novembro, respectivamente nos anos de 1987 e 1999 [9]. Portanto, é possível obter, de forma semelhante, os benefícios oriundos da produção da energia eólica, ainda intensa durante esse mês.

Como se pode observar, a regularização da vazão do rio São Francisco pode receber uma grande colaboração, de forma natural, do aproveitamento eólico. Essa contribuição pode ocorrer não só a partir dos ventos do Ceará, mas também de outros estados do Norte e Nordeste, onde o maior

potencial acontece no segundo semestre do ano por grande influência dos ventos alísios.

Adicionalmente, os autores sinalizam que não foram contabilizadas as perdas para o sistema de transmissão que atende a área Norte do sistema da CHESF. O valor relativo a essas perdas previsto para setembro de 2000 foi de 8,7%, o equivalente a 118 MW durante o patamar de carga máxima [7], tendo em vista as longas distâncias de linhas de transmissão. Esse valor, mesmo que subtraído das perdas, que são bem menores, na transmissão da geração proveniente das fazendas eólicas, constitui um percentual positivo para os recursos eólicos, elevando proporcionalmente os resultados apresentados na Tabela 3.

Uma característica do reservatório de Sobradinho é que ele dificilmente verte, mesmo durante o período úmido, como se observa em toda sua experiência de operação. [9]

O Nordeste brasileiro é conhecido pelos ventos constantes e intensos ao longo da costa. Também é notável a ocorrência de dunas de areia próximas ao mar, com baixíssimo índice de rugosidade e possibilidade de aproveitamento de acelerações orográficas do vento. O estado do Ceará, por exemplo, tem mais de 400 km<sup>2</sup> de dunas no seu litoral, inclusive com parques eólicos já operando sobre as dunas das praias de Taíba e Prainha.

Um dos argumentos contra a energia eólica recai no fato de não produzir energia firme. Usinas hidráulicas armazenam energia potencial em reservatórios, enquanto parques eólicos contam com a energia cinética da atmosfera. Muito ao contrário, como demonstrado, a integração da operação de usinas de origens hidráulicas e eólicas tendem a otimizar o uso dos reservatórios hídricos e adicionam estabilidade sazonal ao sistema elétrico interligado.

Por outro lado, o armazenamento de água leva a interesses diversos, uma vez que o Nordeste é vulnerável a longos períodos de seca. As águas do rio São Francisco são consideradas para usos dos mais variados, principalmente irrigação pelo governo brasileiro. Um dos planos é efetuar o desvio do rio, através de canais e bombeamento, para regiões historicamente secas.

### 3.3 Região Norte

Embora o rio Amazonas tenha, de longe, a maior vazão dentre os rios brasileiros, características topográficas de sua bacia ampla e plana tornam projetos de usinas hidrelétricas inviáveis, sem mencionar a área da floresta tropical a ser inundada pelo reservatório.

Tucuruí é a mais importante usina hidráulica da região Norte, com 4 GW de potência instalada,

devendo ser expandida para 8 GW dentro de poucos anos. Ela é, hoje, a segunda maior hidrelétrica do Brasil.

A vazão de 1970-1993 [12] apresenta um afluente no reservatório de Tucuruí, avaliada no período de comportamento sazonal similar (Figura 8) aos das regiões Sudeste e Nordeste do Brasil.

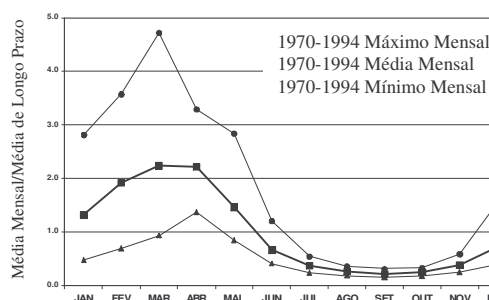


Figura 8: Vazão Afluente no Reservatório de Tucuruí no Período de 1970-1993

A usina de Tucuruí está situada na bacia do rio Tocantins, originada no centro-oeste do Brasil, numa região que pode ser assumida como de regime climatológico pluvial semelhante ao apresentado pelas regiões Sudeste e Nordeste, como pode ser mostrado por comparação por meio das Figuras 4, 6 e 8.

## 4 Benefícios marginais da inserção da geração eólica no mercado

São indicados, a seguir, alguns benefícios marginais da inserção da geração eólica no sistema, característicos desta fonte.

### 4.1 Capacidade de atendimento da demanda

Uma característica marcante da geração eólica é a capacidade de atender rapidamente ao aumento real da demanda e em sua medida exata, evitando-se pesados investimentos com base em projeções econômicas de longo prazo, que nem sempre se confirmam. Como a potência das turbinas eólicas se situa na faixa de 1MW e o prazo de implantação de uma planta eólica é inferior a um ano, a expansão do sistema pode ser adequada à conjuntura de curto prazo e não à de longo prazo, como no caso das hidrelétricas. Isto permite o planejamento da expansão do sistema exatamente de acordo com a expansão da demanda, acabando com um dos permanentes desafios do planejamento do setor.

### 4.2 Criação de nova indústria/empregos

A inserção da energia eólica na matriz energética tem o potencial de criação de uma indústria nacional e respectiva criação de empregos, respaldada nas experiências similares no mercado

mundial. Os casos da Índia e da Espanha são os exemplos mais marcantes deste histórico. Em ambos os países, as empresas estabeleceram *joint-ventures* com empresários locais, possibilitando o nascimento de uma nova indústria e a formação de mão-de-obra especializada.

Devido às suas características, os equipamentos de geração eólica são tipicamente importados, enquanto o mercado local se situa em um dígito de MW/ano. A partir do momento em que o mercado local passa a demandar mais de dois dígitos de MW/ano, passa a ser mais econômico produzir as turbinas localmente, total ou parcialmente, independentemente das condições protecionistas de mercado. No caso brasileiro, já existem indústrias que produzem alguns dos principais componentes de turbinas eólicas: rotores, torres e geradores elétricos. No entanto, os autores são de opinião de que condições de mercado que demandem encomendas de 30 MW/ano ou mais viabilizariam um crescimento significativo de um setor promissor da indústria nacional, podendo recuperar parte do tempo perdido nos últimos anos.

Os argumentos acima se aplicam apenas aos empregos diretamente gerados na indústria de produção das turbinas eólicas. Nos trabalhos de infra-estrutura, responsáveis por cerca de um terço dos custos, torna-se relevante o fato de que o dispêndio de recursos é tipicamente local. São normalmente contratadas empresas estabelecidas próximo ao local da usina para os serviços de infra-estrutura (estradas, fundações, etc.) e de empresas nacionais para o suprimento e montagem (subestações, montagem eletromecânica, guindastes, etc.). Isto, via de regra, possibilita um aparecimento de um novo mercado, intensivo em mão-de-obra local, o que contribui para o comprometimento local com os empreendimentos. Esta é uma característica marcante da geração eólica, que a diferencia das demais fontes.

## 5 Conclusão

Com base em dados reais, disponíveis para as análises realizadas neste artigo, pode-se comprovar efetivamente a contribuição que a energia eólica pode trazer ao sistema elétrico brasileiro, uma vez que possibilita um equilíbrio na oferta de energia quando associado à geração hidráulica, permitindo uma maior disponibilidade da água acumulada e otimização do uso dos reservatórios, com o aproveitamento desse recurso em períodos secos e em horários de ponta do sistema.

Finalmente, são sugeridas ações necessárias para agilizar a inserção em curto prazo de grandes blocos de geração eólica, de caráter técnico,

econômico e institucional (legislação), de forma a viabilizar economicamente esta participação.

## 6 Referências

- [1] WindPower Monthly, Vol. 15, nº4, April 2005, Denmark.
- [2] DEWI Magazin, Nr. 14. Februar 1999, Deutsches Windenergie-Institut, Germany.
- [3] WindPower Monthly, Vol 14, nº4, April 1998, pags 45-46, Denmark.
- [4] Bittencourt, R. et al. Potencial Eólico no Litoral do Ceará e Rio Grande do Norte para Geração de Energia Elétrica. Relatório CHESF - DEFA-EO-RT-002/96, Brasil.
- [5] Relatório de Vazões do Posto 169 – Sobradinho.
- [6] CHESF/DEPG – Relatório interno da Divisão de Estudos e Planejamento de Expansão da Geração.
- [7] Estudo do Planejamento Elétrico da Operação do Sistema Interligado Brasileiro Relatório ONS-DPP-GPO-13/2000 - Setembro/2000.
- [8] Estudos Energéticos para a Usina Eólica de Palmas. COPEL, Relatório CNPG 22/97.
- [9] CHESF/DORH - Relatório interno da Divisão de Gestão de Recursos Hídricos.
- [10] Rocha, N. et al. Estabilização Sazonal da Oferta de Energia através da Complementaridade entre os Regimes Hidrológico e Eólico. XV SNTPEEE, Foz do Iguaçu, Brasil, Outubro/1999.
- [11] Odilon, A. et al. Wind/Hydro Complementary Sasonal Regimes in Brazil. DEWEK, Alemanha, Junho/2000.
- [12] ANEEL / DNAEE Banco de Dados Hidrológicos.