



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO VII

GRUPO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

ESTUDO ENERGÉTICO DA IMPLANTAÇÃO DE USINAS EÓLICAS NA OFERTA DE ENERGIA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

COMPLEMENTARIDADE DOS REGIMES HIDROLÓGICO E EÓLICO

Fabiano Salomão de Oliveira* Eletrobrás	Rafael Rigamonti Eletrobrás	Lilian Laubenbacher Sampaio Eletrobrás
Jorge Henrique Greco Lima Eletrobrás	Sebastião Florentino da Silva Eletrobrás	Luiz Guilherme B. Marzano CEPEL

RESUMO

O presente Informe Técnico apresenta, a partir de um cenário de referência de expansão da oferta de energia, um estudo energético do impacto da substituição de usinas térmicas indicativas a gás natural e óleos diesel e combustível, no Nordeste e Sudeste, por usinas eólicas indicativas no Nordeste e no Sul.

A partir de simulações estáticas e dinâmicas são avaliados os benefícios energéticos e operativos, para o Sistema Interligado Nacional (SIN), da complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico abordando aspectos como Energia Armazenada, Geração Hidráulica, Custo Marginal de Operação (CMO), Custo Total de Operação e Energia Garantida do sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico, Benefícios Energéticos e Operativos

1.0 - INTRODUÇÃO

A busca por fontes alternativas limpas promoveu na última década um forte crescimento da energia eólica, estando presente hoje em mais de 50 países, dos quais 13 contam com uma capacidade instalada superior a 1.000 MW. Dentre estes, destaca-se a Alemanha que passou de 1.100 MW em 1995 para 20.700 MW em 2007, e tem como meta 45.000 MW até 2020. Este crescimento expressivo é resultado da evolução tecnológica que vem promovendo importantes ganhos de eficiência e redução de custos.

Atualmente o aproveitamento de energia eólica é considerado uma das mais promissoras fontes naturais de energia, por ser limpa, renovável e perene.

No Brasil, tendo como objetivo a diversificação da Matriz Elétrica, o governo instituiu em 26/04/2002 através da Lei 10438 o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, contemplando incentivo à implantação de usinas eólicas, além de biomassa e PCHs, sendo que, na primeira etapa do Programa, tem-se como meta para as usinas eólicas a implantação de 1.400 MW.

Embora o montante a ser instalado no âmbito do PROINFA, nesta primeira etapa, ainda seja muito pequeno, o potencial estimado para o aproveitamento desta fonte no Brasil é muito elevado, da ordem de 25 GW, sendo cerca

* Divisão de Estudos da Expansão da Oferta de Energia/Departamento de Estudos Energéticos
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS
Av. Presidente Vargas, 409 – 10º andar - CEP 20071-003 – Rio de Janeiro - RJ - BRASIL
Tel.: (021) 2514-5840 - Fax: (021) 2514-5948 - e-mail: fabianosalomao@eletrobras.com

de 15 GW na Região Nordeste, conforme estimativa conservadora feita a partir do potencial total e regional apresentado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado pelo CEPEL (1).

Nesse âmbito, e motivados de um lado por solicitações de estudos energéticos exploratórios do comportamento do sistema com a introdução de montantes mais significativos de usinas eólicas na sua configuração e, de outro lado a necessidade de esclarecer algumas questões quanto à influência das eólicas na energia firme das hidráulicas e no comportamento dos reservatórios de regularização, dentre outras, foi realizado um estudo energético através de modelos de simulação a usinas individualizadas (MSUI/ELETROBRÁS) (2) como também de operação a subsistemas equivalentes (NEWAVE/CEPEL) (3), garantindo a abrangência necessária para elucidar pontos da matéria em questão.

Este Informe técnico apresenta a partir do cenário de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2007/2016 (4), as avaliações energéticas, dinâmica e estática, do impacto da substituição de usinas térmicas indicativas, não licitadas, a gás natural e óleos diesel e combustível, no Nordeste e Sudeste, por usinas eólicas indicativas no Nordeste e no Sul, abordando os seguintes aspectos:

- Benefícios para o Sistema Interligado Nacional – SIN;
- Complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico de forma a aumentar a energia garantida do sistema;
- Impacto no Custo Marginal de Operação e Custo Total de Operação;
- Mercado de energia total a ser atendido;
- Impacto na Geração Hidráulica e Energia Armazenada.

2.0 - PRINCIPAIS PREMISSAS

Mantendo-se inalteradas as diretrizes e premissas contidas no cenário de referência do PDE 2007/2016, foram adotadas as seguintes premissas para as análises energéticas, dinâmica e estática, realizadas:

- Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes (NEWAVE), desenvolvido pelo CEPEL;
- Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI), desenvolvido pela Eletrobrás;
- No cronograma de expansão do Plano PDE 2007/2016 destaca-se até o ano de 2016 a entrada de 15 GW de projetos estruturantes como as UHEs Jirau, Santo Antonio, Belo Monte e a UTN Angra III;
- Dados técnicos e operativos para as usinas eólicas indicativas estão de acordo com o Termo de Referência da Unidade Gestora do Proinfa (UEP-PROINFA) da Eletrobrás (5);
- As usinas eólicas foram emuladas no modelo NEWAVE como usinas térmicas, permitindo a consideração do custo de operação e manutenção variável;
- O horizonte de expansão e os limites de incrementos anuais de capacidade instalada para novas plantas de usinas eólicas, bem como a disponibilidade e sazonalidade (Janeiro a Dezembro) dos fatores de capacidade por subsistema, foram também obtidos do Termo de Referência do departamento UEP-PROINFA da Eletrobrás;
- Foram considerados na simulação das alternativas módulos de usinas eólicas com potência de 100 MW cada;
- A disponibilidade eólica apresenta em média um fator de capacidade de 42% no Nordeste e de 32% no Sul, sendo maior nos meses em que é menor a energia natural afluyente, período seco das regiões Sudeste e Nordeste.

3.0 - AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DINÂMICA

A avaliação Energética Dinâmica consiste na verificação das condições de atendimento à carga, levando em conta a sua verificação ao longo do horizonte de planejamento, a expansão do parque gerador, a seqüência hidrológica adotada, o armazenamento e a sinergia do sistema, e a interdependência entre estes fatores.

Nas alternativas de expansão descritas a seguir, utilizou-se o modelo NEWAVE em simulações dinâmicas abordando aspectos como o suprimento aos requisitos do mercado, Energia Armazenada, Geração Hidráulica, Custo Marginal de Operação, Custo Total de Operação e Benefícios para o SIN da complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico.

- **Caso Base** - Simulação do Plano PDE 2007/2016 disponibilizado pela EPE, sem nenhuma alteração;

- **Alternativa Eólica** – Substituição de 4.600 MW de térmicas indicativas (2.200 MW de térmica a gás no sudeste, 1700 MW de térmica a gás no Nordeste e 700 MW de Carvão no Nordeste), por usinas Eólicas no nordeste e no sul.

Respeitando-se os limites de ampliação da capacidade instalada de novas plantas eólicas, foram realizadas ampliações do parque eólico no decorrer do horizonte de 2009 a 2013, tendo como critério de convergência a igualdade dos CMOs, para todos os anos, da Alternativa Eólica com o Caso Base. Esta metodologia faz com que as duas configurações dinâmicas estejam em uma mesma referência quanto às condições atendimento ao mercado, permitindo as comparações energético-operativas entre as alternativas.

4.0 - AVALIAÇÃO ENERGÉTICA ESTÁTICA

A avaliação Energética Estática de um sistema gerador permite uma primeira visão de sua capacidade em atender aos requisitos do mercado. Em função do tipo de aplicação, estas avaliações podem considerar como disponibilidades energéticas as energias firmes, energias médias, ou mesmo valores de energias garantidas associadas à critérios probabilísticos.

No estudo utilizou-se o modelo NEWAVE com as configurações estáticas do ano 2016 para o Caso Base e Alternativa Eólica, buscando, a partir das Cargas Críticas atendidas a um critério de risco de 5% de ocorrência de déficit, mensurar o ganho de Energia no SIN.

Para a determinação da Energia Firme de um sistema, utilizamos o modelo MSUI através de simulações iterativas da operação deste sistema (configuração estática), sujeitas a toda seqüência de vazões naturais do histórico (1931-2007). Partindo-se dos reservatórios cheios no primeiro mês hidrológico considerado, procura-se obter a carga que maximize o deplecionamento dos reservatórios no mês correspondente ao final do período crítico do sistema, sem permitir a ocorrência de déficits. Desta análise verifica-se o acréscimo de Energia Firme no Sistema simulando com e sem as Eólicas e compara-se ao acréscimo de Energia Firme Local das Usinas Eólicas, obtendo assim o ganho de Energia Firme do Sistema.

Para as simulações com o MSUI utilizou-se a configuração hidráulica do PDEE 2007/2016, considerando-se o montante de Usinas Eólicas encontradas na configuração dinâmica como uma usina hidráulica, de tal forma que a geração seja proporcional aos fatores de carga mensais.

5.0 - RESULTADOS AVALIAÇÃO DINÂMICA

5.1 Evolução da Potência Instalada Eólica

A Tabela 1 mostra a evolução da Potência Instalada das Usinas Eólicas ao longo do horizonte de 2009-2013. Ao todo foram necessários 66 módulos de 100 MW de usinas Eólicas, 52 no Nordeste (NE) e 14 no Sul, para igualar os Custos Marginais de Operação do Caso Eólico ao Caso Base.

TABELA 1 - Evolução da Potência Instalada das Usinas Eólicas no Nordeste e no Sul

	2009		2010		2011		2012		2013	
	1º Sem	2º Sem	1º Sem	2º Sem	1º Sem	2º Sem	1º Sem	2º Sem	1º Sem	2º Sem
UEOL Ind. NE	100	200	500	600	1700	2300	3500	4000	4700	5200
UEOL Ind. Sul	100	200	400	500	700	800	1000	1100	1300	1400
TOTAL	200	400	900	1100	2400	3100	4500	5100	6000	6600

Portanto, na Alternativa Eólica foram substituídas 4.600 MW de térmicas indicativas, correspondendo a uma disponibilidade de 4.154 MWmédios, por 6.600 MW de eólicas com uma disponibilidade energética correspondente a 2.632 MWmédios.

5.2 Custo Marginal de Operação e Risco de Qualquer Déficit

A Tabela 2 apresenta por subsistema e para cada alternativa, os custos marginais de operação (Tabela 2-a) e o Risco de qualquer déficit (Tabela 2-b) para o horizonte do estudo. Pode-se observar que a evolução do parque eólico foi satisfatória na substituição das térmicas indicativas retiradas, possibilitando o retorno dos CMOs ao valor

do Custo Marginal de Expansão (CME) de 140 R\$/MWh e o atendimento do risco de qualquer déficit menor do que 5%, critérios de convergência utilizados no plano PDE 2007-2016.

TABELA 2 – a) Custo Marginal de Operação R\$/MWh e; b) Risco de Qualquer Déficit (%)

	SE		Sul		NE		Norte	
	BASE	EÓLICO	BASE	EÓLICO	BASE	EÓLICO	BASE	EÓLICO
2006	78	78	87	86	43	44	66	66
2007	179	179	188	186	146	146	155	155
2008	114	114	125	124	109	108	113	113
2009	94	92	99	95	96	94	97	96
2010	131	133	129	129	138	134	140	137
2011	133	139	133	138	127	135	133	139
2012	132	139	127	130	129	133	133	139
2013	137	141	132	131	135	133	138	139
2014	84	77	81	71	84	74	84	75
2015	86	74	92	73	89	74	86	73
2016	112	102	117	100	115	101	109	99

	SE		Sul		NE		Norte	
	BASE	EÓLICO	BASE	EÓLICO	BASE	EÓLICO	BASE	EÓLICO
2006	0	0	2,4	2,1	0	0	0	0
2007	1,3	1,3	2,2	1,8	3,1	3,1	3,7	3,6
2008	1,8	1,8	3,8	3,5	3,3	3,3	2,9	3,1
2009	1,5	1,5	2,5	2	2,4	2,8	2,7	2,8
2010	3,1	3	2,4	2,1	3,8	3,1	3,8	3,1
2011	2,6	2,6	2,2	1,9	2	2,4	2,3	2,4
2012	2,4	2,6	1,3	1,6	1,5	1,4	1,6	1,8
2013	2	2,3	1	1,3	1,5	1,4	1,5	2,1
2014	2,3	2,3	1,8	1,6	1,2	1,4	1,1	1,3
2015	1,3	1,2	4,2	2,1	0,9	1,2	0,7	0,6
2016	1,3	1,3	3,5	1,5	1,3	1,4	1,1	1,1

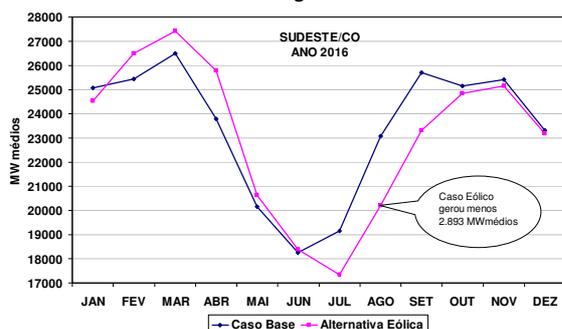
5.3 Geração Hidráulica Total

Para a região Sudeste/Centro-Oeste os resultados das simulações mostraram que a partir do ano de 2009, ano inicial da expansão eólica, ocorre gradativamente uma redução na geração hidráulica no período seco à medida que a participação da energia eólica torna-se mais efetiva. Esta menor geração na Alternativa Eólica, com picos mensais acima de 2.000 MW médios (Figura 1-a), é um forte indicador da complementaridade dos regimes hidrológico e eólico.

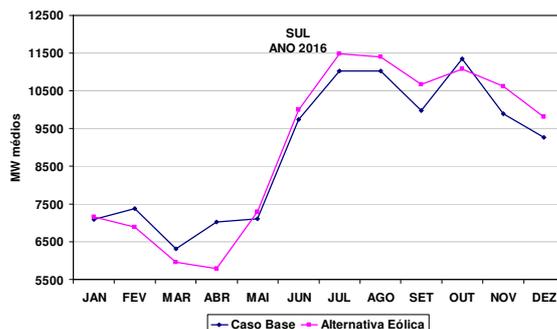
Na região Sul observa-se que a Alternativa com as Eólicas apresentou o mesmo comportamento de geração hidráulica que o caso Base, com períodos úmidos e secos bem definidos e com sazonalidade complementar ao ocorrido na região Sudeste/CO. Ver Figura 1-b.

Para a região Nordeste os gráficos de geração hidráulica são representativos dos ganhos operativos que a complementaridade dos regimes Hidrológico e Eólico proporciona. No ano de 2014 (Figura 1-c), nota-se uma perfeita complementaridade dos regimes, com uma geração hidráulica maior no período úmido do caso Eólico, em contrapartida a uma geração menor no período seco, podendo assim operar de forma mais econômica os reservatórios.

Na região Norte os gráficos de geração apresentaram as curvas características do regime hidrológico da região, com um aparente ganho operativo com a entrada gradativa das eólicas no Nordeste, somada a entrada em 2014 da UHE Belo Monte. Ver Figura 1-d.



a)



b)

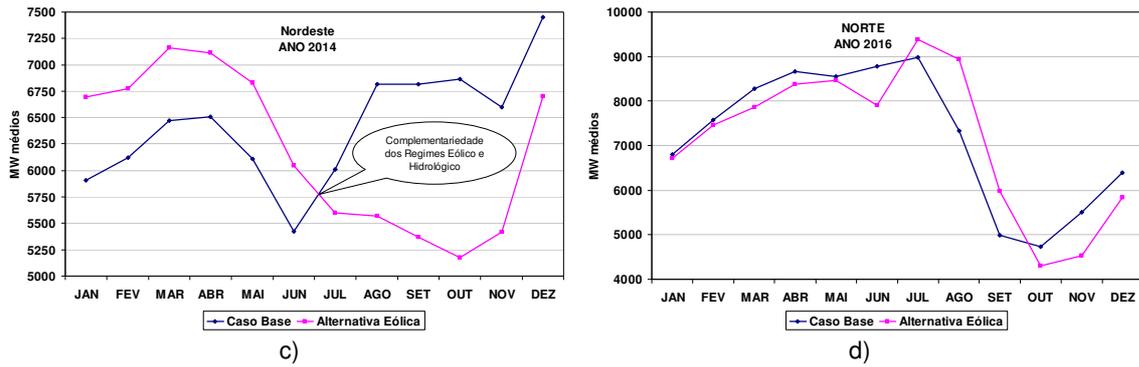


FIGURA 1 – Geração Hidráulica Total: a) Sudeste/CO; b) SUL; c) Nordeste e; d) Norte

5.4 Energia Armazenada

A Tabela 3 apresenta a diferença de armazenamento total do SIN entre a Alternativa Eólica e o Caso Base. Pode-se observar que à medida que a participação eólica torna-se mais efetiva, ocorre um aumento gradativo da Energia Armazenada na Alternativa Eólica.

TABELA 3 – Diferença de Armazenamento (Alternativa Eólica – Caso Base) (MWmédios)

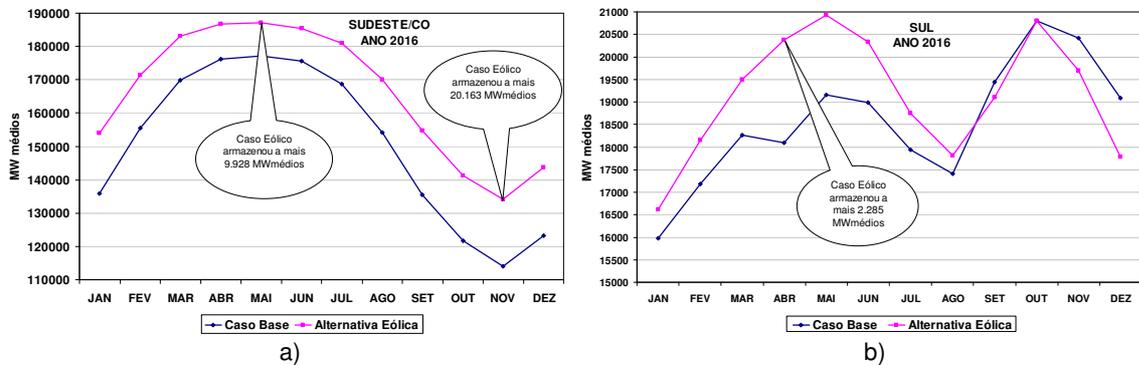
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2009	244	335	413	350	307	252	276	360	516	586	709	631
2010	831	764	702	814	1.071	1.496	1.996	2.530	3.061	3.622	4.142	4.696
2011	4.832	4.096	3.056	2.870	3.226	3.657	4.486	5.586	6.962	8.423	9.688	10.530
2012	10.358	8.339	6.577	5.962	5.978	6.270	7.249	8.697	10.457	12.276	13.666	14.475
2013	13.459	11.112	8.991	8.210	8.173	8.381	9.227	10.657	12.494	14.806	16.810	17.961
2014	17.519	14.510	11.914	11.350	11.882	12.765	14.053	15.834	18.135	20.968	23.139	23.822
2015	22.521	19.101	15.733	14.245	14.020	14.384	15.540	17.095	19.183	21.419	22.805	23.978
2016	23.023	19.210	15.176	12.750	11.837	11.933	12.801	14.170	15.798	17.943	19.610	20.317

Na região Sudeste/CO, Figura 2-a, que apresenta grande capacidade de armazenamento no SIN, o aumento de Energia Armazenada atinge no ano de 2016 um acréscimo acima de 9.000 MWmédios no período úmido e acima de 20.000 MWmédios no período seco.

Na região Sul, Figura 2-b, a Alternativa com as Eólicas apresentou um ganho de armazenamento, principalmente no período seco, mesmo mantendo o comportamento de geração hidráulica observado no caso Base.

Para a região Nordeste, Figura 2-c, a complementaridade eólica favoreceu um maior deplecionamento dos reservatórios da região em troca de um aumento de Energia Armazenada na região Sudeste/Centro-Oeste.

Na região Norte, Figura 2-d, verificam-se pequenos ganhos de Energia Armazenada no período úmido, limitados pela capacidade de armazenamento da UHE Tucuruí e uma maior geração no período seco, como observado no período de agosto a novembro.



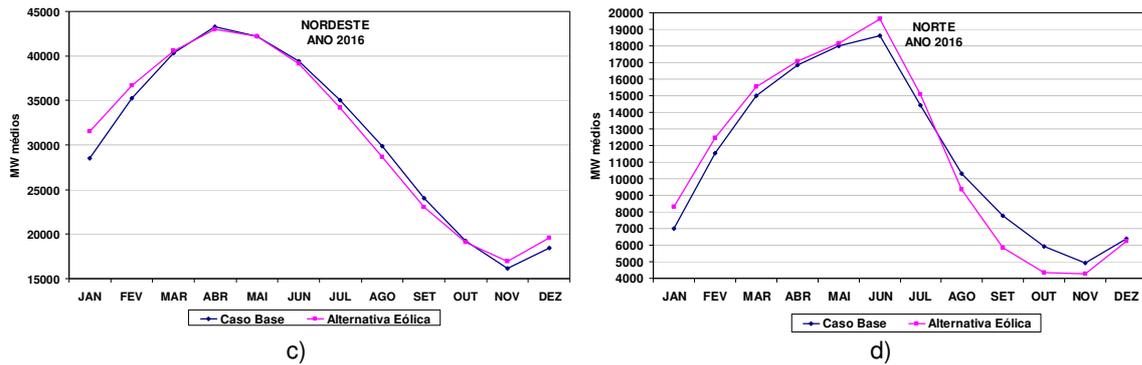


FIGURA 2 – Energia Armazenada Total: a) Sudeste/CO; b) SUL; c) Nordeste e; d) Norte

5.5 Valor Esperado do Custo Total de Operação

A Tabela 4 apresenta a comparação do Valor Esperado do Custo Total de Operação entre o Caso Base e a Alternativa Eólica. Com a substituição das térmicas indicativas pelas eólicas verifica-se o retorno ao equilíbrio oferta-demanda, com uma diferença pouco significativa como pode ser observado pelo desvio padrão da medida. Cabe lembrar que o montante de energia eólica ofertado representa muito pouco frente ao total do SIN.

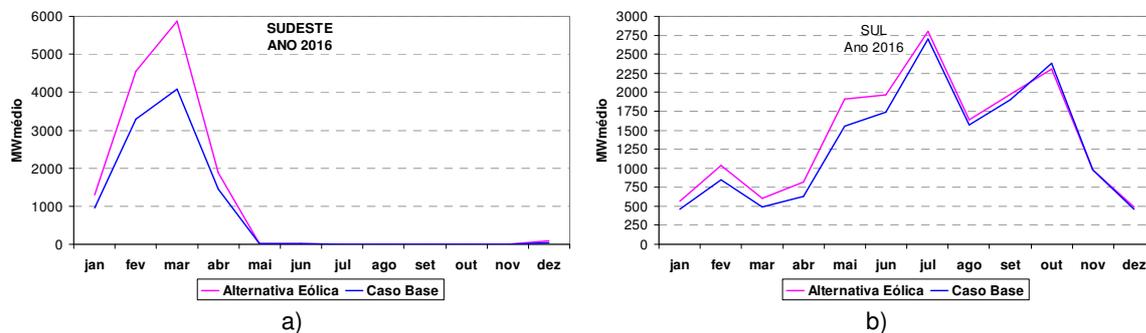
TABELA 4 – Valor Esperado do Custo Total de Operação (R\$ X 10⁶)

CASOS	Custo Total de Operação (R\$ x 10 ⁶)	Desvio Padrão (R\$ x 10 ⁶)
Caso Base	36.422,32	745,63
Alternativa Eólica	35.668,09	772,97
Caso Base – Alternativa Eólica	754,23	

5.6 Energia Vertida

Foram feitas análises comparativas da energia vertida nos casos dinâmicos, Base e Eólico, para o horizonte 2009 a 2016, concluindo-se que não houve vertimento no período seco nos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, conforme comportamento já observado no caso Base. No Subsistema Sul a Energia Vertida apresenta o mesmo comportamento do caso Base, tendo um aumento não significativo no caso Eólico.

No período úmido observa-se um aumento, máximo, da ordem de 1.780 MWmédios (no ano de 2016) no Subsistema Sudeste. Cabe ressaltar que este aumento de vertimento é muito inferior aos ganhos nos níveis de armazenamento alcançados. A Figura 3 ilustra, para cada subsistema, o vertimento mensal médio para o ano de 2016.



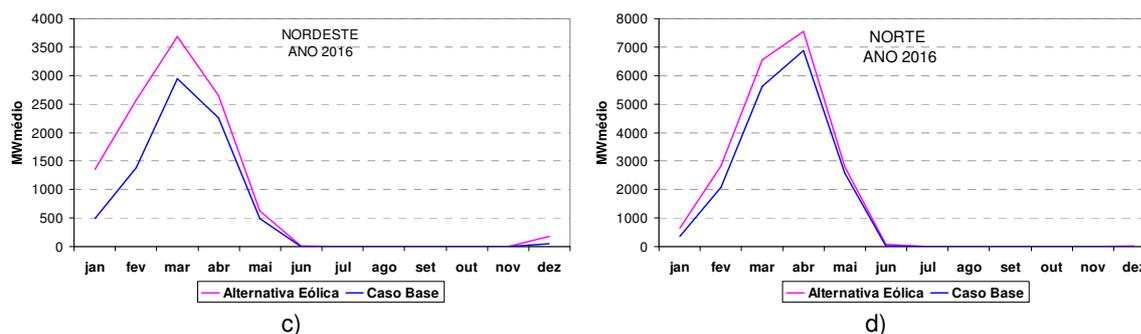


FIGURA 3 – Vertimento Mensal Médio: a) Sudeste/Cento-Oeste; b) Sul; c) Nordeste e; d) Norte

6.0 - RESULTADOS AVALIAÇÃO ESTÁTICA

6.1 Carga Crítica Atendida

Através da simulação do modelo NEWAVE com as configurações estáticas do ano 2016 para o Caso Base e Alternativa Eólica, foram obtidas as Cargas Críticas que atendem a um critério de convergência dos subsistemas 2 x 2, Sudeste-Sul e Nordeste-Norte, a um risco de 5% de ocorrência de déficit.

A Tabela 5 apresenta a carga crítica atendida bem como a verificação do ganho de Energia que a participação dos módulos eólicos proporcionaram ao SIN. Ressalta-se, no entanto, que o ganho de 340 MWmédios não pode ser considerado expressivo comparado ao tamanho da carga crítica e ao desvio padrão da convergência, porém existem ganhos operativos no Nordeste e Norte.

TABELA 5 – Carga Crítica e Ganho de Energia no SIN (MWmédios)

	Caso Base	Alternativa Eólica	Diferença Alternativa Eólica - Caso EPE (Ganho de Energia)
Sudeste	48.794	48.744	-50
Sul	13.234	13.221	-13
Nordeste	12.874	13.113	239
Norte	8.787	8.951	164
TOTAL	83.689	84.029	340

6.2 Participação dos Blocos de Geração na Carga Crítica

A Tabela 6 apresenta, seguindo a metodologia estabelecida na Portaria MME Nº 303, de 18 de novembro de 2004, os Blocos hidráulico, térmico e eólico referentes aos Casos Estáticos. Pode-se observar na Alternativa Eólica um aumento do Bloco Hidráulico de 570 MWmédios que adicionado aos 2.795 MWmédios do Bloco Eólico, obtêm-se 3.365 MWmédios de acréscimo do Bloco de energia garantida das fontes renováveis.

TABELA 6 – Participação dos Blocos de Geração na Carga Crítica (MWmédios)

Blocos de Geração	Caso Base	Alternativa Eólica	Diferença [Base - Eólico]
Bloco Hidráulico	60.236	60.806	-570
Bloco Térmico	20.740	17.716	3.025
Bloco Eólico	0	2.795	-2.795
TOTAL	80.976	81.317	-340

6.3 Ganho de Energia Firme no Sistema

Para avaliar a influência da presença de usinas eólicas na energia firme das usinas hidráulicas do sistema brasileiro, as usinas eólicas foram representadas como usinas hidráulicas a fio d'água, onde no lugar da sazonalidade das vazões representou-se a sazonalidade dos fatores de carga. Dessa forma o conjunto de usinas eólicas do Nordeste e o conjunto de usinas eólicas do Sul estariam representando "pseudobacias" hidrográficas.

Para a determinação do Ganho de Energia Firme do sistema, foi utilizado o modelo MSUI através de simulações estáticas para configurações hidráulicas com e sem as usinas eólicas, com período crítico fixo de junho de 1949 a novembro de 1956, ou seja, o período crítico do sistema interligado, obtendo-se para ambas a Energia Firme Total do Sistema e a Energia Firme Local das Eólicas. Então, comparando-se o acréscimo da Energia Total do Sistema proporcionado pelas eólicas com sua Energia Firme Local obteve-se o Ganho de Energia Firme do sistema.

Esta avaliação foi realizada para a configuração hidráulica do ano 2016 do PDEE 2007/2016 (Caso Base) somada ao montante de usinas eólicas simuladas na Alternativa Eólica, 5200 MW para o NE e 1400 MW para o Sul. A Figura 4 apresenta o diagrama com o respectivo cálculo do Ganho de Energia Firme do sistema para a configuração simulada.

Pode-se concluir que não existe ganho de Energia Firme proporcionado pelas usinas eólicas e que as diferenças encontradas são inexpressivas frente à Energia Firme Total do sistema.

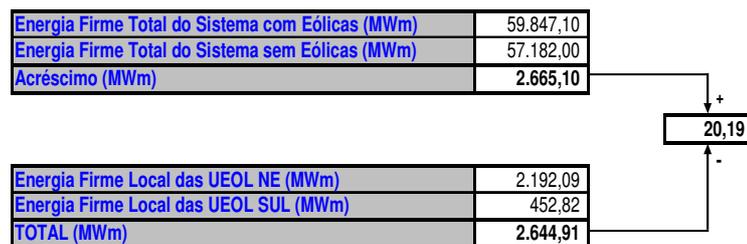


Figura 4 – Ganho de Energia no SIN (MWmédios)

7.0 - CONCLUSÃO

Pelos resultados da Avaliação Energética, Dinâmica e Estática, apresentados podem-se enumerar as seguintes conclusões:

- A Complementaridade dos Regimes Hidrológico e Eólico possibilitou uma maior Sinergia, destacando-se um aumento acima de 10% na Energia Armazenada da Região Sudeste/Centro-Oeste, responsável por mais de 60% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional;
- Esta maior sinergia entre os subsistemas possibilita uma melhor utilização do sistema de transmissão;
- A disponibilidade eólica de 2.632 MWmédios, embora inferior em 1.522 MWmédios, substituiu perfeitamente os 4.154 MWmédios de disponibilidade térmica do Caso Base;
- O aumento da Energia Vertida observada apenas no período úmido é muito inferior aos ganhos nos níveis de armazenamentos alcançados;
- Os Ganhos de Energia Firme devido à complementaridade dos regimes Hidrológico e Eólico não se mostraram expressivos nesta análise energética, porém os ganhos operativos com o aumento da Energia Armazenada no Sudeste vão além do horizonte analisado neste estudo;
- As análises de sensibilidade foram feitas para uma expansão de 25 GW de potência em usinas eólicas e não foram verificados impactos no período crítico e Ganho de Energia Firme no SIN;
- A substituição de 3.900 MW de térmicas indicativas a gás por eólicas gera uma economia de gás em torno de 17 milhões de m³/dia para um consumo unitário de 4,4 milhões m³/ dia/GW;
- Foi realizada uma sensibilidade com relação ao custo variável de operação e manutenção das usinas eólicas, promovendo-se um aumento em torno de 100%, obtendo-se resultados operativos idênticos aos apresentados, com apenas um pequeno acréscimo no custo total de operação;
- Toda a análise realizada foi simulada para uma versão mais atualizada do modelo NEWAVE, sem modificações nas conclusões aqui já relatadas;
- Análises Econômico-Financeira e ambiental seriam importantes complementos a esta análise Energética realizada.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CEPEL – Eletrobrás – Ministério de Minas e Energia. ATLAS DO POTENCIAL ELÉTRICO BRASILEIRO. 2001

- (2) ELETROBRÁS. MSUI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas. Manual do Usuário. Versão 3.1. Fevereiro de 2008.
- (3) CEPEL - Projeto NEWAVE. Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. Manual do Usuário. Versão 12.3. Fevereiro de 2005.
- (4) MME – Ministério de Minas e Energia e EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2007-2016. Brasília, março de 2006.
- (5) DE/UEP - Eletrobrás. Termo de Referência. Estudo do Impacto da Implantação de Usinas Eólicas na Oferta de Energia do Sistema Interligado Nacional. Outubro de 2007.
- (6) DEN/DENO – Eletrobrás. Informe Técnico 004/2008. Estudo Energético da Implantação de Usinas Eólicas na Oferta de Energia do Sistema Interligado Nacional – Complementaridade dos Regimes Hidrológico e Eólico. Março/2008.
- (7) Almeida, Renato Santos de. XVIII SNPTEE – GPL VII. Determinação do Período Crítico do Sistema Interligado Nacional. Outubro/2005.
- (8) Eletrobrás. Manual de Critérios de Planejamento da Expansão da Geração. Outubro/1993.