



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

GPL - 21
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VII
GRUPO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE REDES ELÉTRICAS COM ALTO GRAU DE PENETRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

**Jurandir A. Cavalcanti * Pedro A. Melo Murilo S. L. Pinto Pedro Bezerra
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF**

RESUMO

Este trabalho apresenta uma abordagem eletroenergética do planejamento da expansão, considerando a implantação de centrais eólicas do PROINFA na região Nordeste do Brasil. A abordagem elétrica contempla inserção de até 3.000 MW de potência instalada, focalizando apenas aspectos associados ao congestionamento de circuitos da Rede Básica e os investimentos necessários na expansão dessa rede elétrica. Enquanto que, na abordagem energética calcula-se o impacto da inserção da energia eólica correspondente nos valores esperados dos intercâmbios médios mensais inter-regionais do Sistema Interligado Nacional - SIN e na redução da geração térmica média anual da região Nordeste. Outros aspectos importantes para serem analisados no futuro são apresentados, nas dimensões do planejamento elétrico, planejamento energético, planejamento da operação elétrica, aspectos de regulação e da comercialização de energia.

PALAVRAS-CHAVE

Energia Eólica, Proinfa, Energia Renovável, Centrais Eólicas, Planejamento da Expansão.

1.0 - INTRODUÇÃO

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA foi constituído através da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, em seu artigo 3º, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN, mediante os seguintes procedimentos:

1.1 Primeira etapa do programa:

- a) os contratos serão celebrados para a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 15 (quinze) anos;
- b) a contratação da energia será feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, mas tendo como piso 80% (oitenta por cento) da tarifa média nacional de fornecimento.

1.2 Segunda etapa do programa:

- a) atingida a meta de 3.300 MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 (vinte) anos.

b) a contratação da energia será feita com prazo de duração de 15 (quinze) anos e pelo preço equivalente ao valor econômico correspondente à geração de energia competitiva, definida como o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30.000 kW e centrais termelétricas a gás natural. Foi aprovada no Congresso Nacional a Medida Provisória Nº 127, que alterou dispositivos da lei 10.434 do PROINFA, mudando o prazo de contratação para 20 anos e o piso mínimo para empreendimentos eólicos, passando para 90 % da tarifa média de fornecimento ao consumidor final dos últimos 12 meses. As alíneas “D” e “E” do artigo 9º, estabeleceram os critérios de seleção para contratação de energia por parte da Eletrobrás.

2.0 - CAPACIDADE DE GERAÇÃO DO BRASIL

O Brasil possui no total 1.244 empreendimentos em operação, gerando 83.447.645 kW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de 37.902.925 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 85 empreendimentos atualmente em construção e mais 400 outorgados. A Figura 1 apresenta a participação das fontes de geração, nos empreendimentos outorgados pela ANEEL, no período 1998 a 2002, e que ainda não iniciaram sua construção.

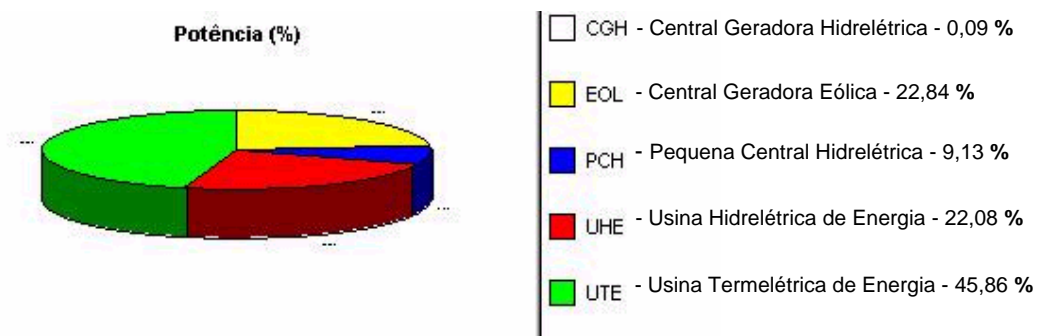


FIGURA 1: Participação das fontes de geração nos empreendimentos outorgados pela ANEEL no período 1998 a 2002, que ainda não iniciaram sua construção.

3.0 - DIFERENCIAÇÃO EM RELAÇÃO ÀS FONTES CONVENCIONAIS

Embora progressos substanciais venham sendo feitos, especialmente, nas questões relativas à conexão à rede elétrica, ainda há muito a ser feito no que se refere à integração da geração eólica a um sistema predominantemente hidrelétrico, como o sistema gerador brasileiro. Como aspectos importantes para serem analisados no futuro, associados à diferenciação dos recursos eólicos em relação às outras fontes de geração convencionais pode-se destacar:

3.1 Aspectos do Planejamento Elétrico

- ✓ Impacto sobre a estabilidade de tensão dos barramentos da Rede Básica e das concessionárias de energia elétrica;
- ✓ Consumo de potência reativa;
- ✓ Congestionamento de potência na rede de distribuição;
- ✓ Comportamento típico do vento nas fazendas eólicas;
- ✓ Desconexão de fazendas eólicas;
- ✓ Distribuição das fazendas eólicas na rede de distribuição;
- ✓ Alocação da energia na curva de carga diária;
- ✓ Estabilidade dinâmica de tensão e frequência da rede elétrica;
- ✓ Injeção de harmônicos e flicker.

3.2 Aspectos do Planejamento Energético

- ✓ Impacto na otimização da expansão do sistema eletroenergético;
- ✓ Alocação da energia na curva de carga diária;
- ✓ Despacho de geração;
- ✓ Incapacidade de armazenamento.

3.3 Aspectos do Planejamento da Operação

- ✓ Investigação da correlação espacial entre os parques eólicos (interior e litoral);

- ✓ Fonte de energia variável, não controlável e não despachável centralmente;
- ✓ Variações rápidas de potência associadas a calmarias e turbulências de vento;
- ✓ Incapacidade de participar da regulação secundária de frequência;
- ✓ Necessidade de reserva girante.

3.4 Aspectos Comerciais

- ✓ Contratação e contabilização de energia;
- ✓ Análise de risco do empreendimento.

3.5 Aspectos Regulatórios

- ✓ Nos leilões de novas centrais eólicas deve-se contemplar o impacto na otimização energética do Sistema Interligado Nacional – SIN e os investimentos na ampliação da Rede Básica.

Faz-se necessário, portanto, estabelecer critérios e procedimentos para o planejamento da expansão e da operação, e indicadores que permitam um crescimento da potência instalada em geradores eólicos, como também sua localização, compatível com os aspectos de segurança e qualidade dos serviços de energia elétrica de fontes convencionais.

4.0 - LOCALIZAÇÃO DAS FAZENDAS EÓLICAS

A maioria das fazendas eólicas se encontra localizada na proximidade das redes das distribuidoras de energia estaduais. Neste trabalho, no qual não foram representadas as redes destas empresas, as centrais eólicas foram localizadas eletrogeograficamente na região de atuação das distribuidoras e totalizadas nas barras da Rede Básica, através das conexões elétricas existentes, atualmente, e considerando futuras expansões previstas no Programa Determinativo de Expansão da Transmissão - PDET 2003/2012. As Tabelas A-1 a A-7 da referência [1] apresentam esta composição, explicitando as potências das fazendas eólicas, a sua localização e conexão nas redes de distribuição ou básica, o Produtor Independente Autônomo ou não Autônomo que recebeu a outorga, licenças ambientais, as respectivas resoluções da ANEEL, etc.

5.0 - CONGESTIONAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A partir dos dados apresentados nas Tabelas A-1 a A-7 da referência [1], pode-se fazer uma parametrização com relação ao Produtor Independente autorizado pela ANEEL, no aspecto do montante total de energia eólica, quantidade e tamanho dos parques eólicos e o uso da Rede Básica, vide Tabela 1.

TABELA 1: Montante de Uso da Rede Básica pelos Produtores Independentes com Licenças Ambientais, nos Estados do Ceará e R. G. do Norte - (valores em MW).

Produtor Independente	Sobral	Cauípe	Fortaleza	Russas	Mossoró	Açu	Natal	Total
A	114.9	25.2	-	54.0	-	-	29.7	221.1
B	-	-	-	-	89.25	249.9	256.7	595.85
C	-	-	-	-	-	-	102.0	102.00
D	-	-	25.0	-	-	-	-	25.00
E	-	-	-	-	-	153.0	-	153.00
F	-	-	-	27.0	-	-	-	27.00
G	-	-	-	50.0	-	-	-	50.00
H	394.2	54.3	25.2	450.0	338.4	-	-	1262.40
I	-	-	-	78.0	-	-	-	78.00
J	-	-	-	-	50.4	-	-	50.40
Total	515.4	79.5	50.2	659.0	478.2	402.9	388.4	2575.4

Na Figura 2 apresenta-se o limite máximo de energia eólica, por subestação, que pode ser inserida na Rede Básica da região Nordeste do Brasil, especificamente nos Estados do Rio Grande do Norte e Ceará, sem que haja necessidade de reforços.

Outros aspectos relevantes para análise estão, também, apresentados, a saber: as linhas candidatas a congestionamento, se o limite máximo referenciado anteriormente for ultrapassado; o sentido do fluxo de energia eólica na Rede Básica; as cargas que serão supridas por esta modalidade de energia e os comprimentos das linhas congestionáveis supracitadas.

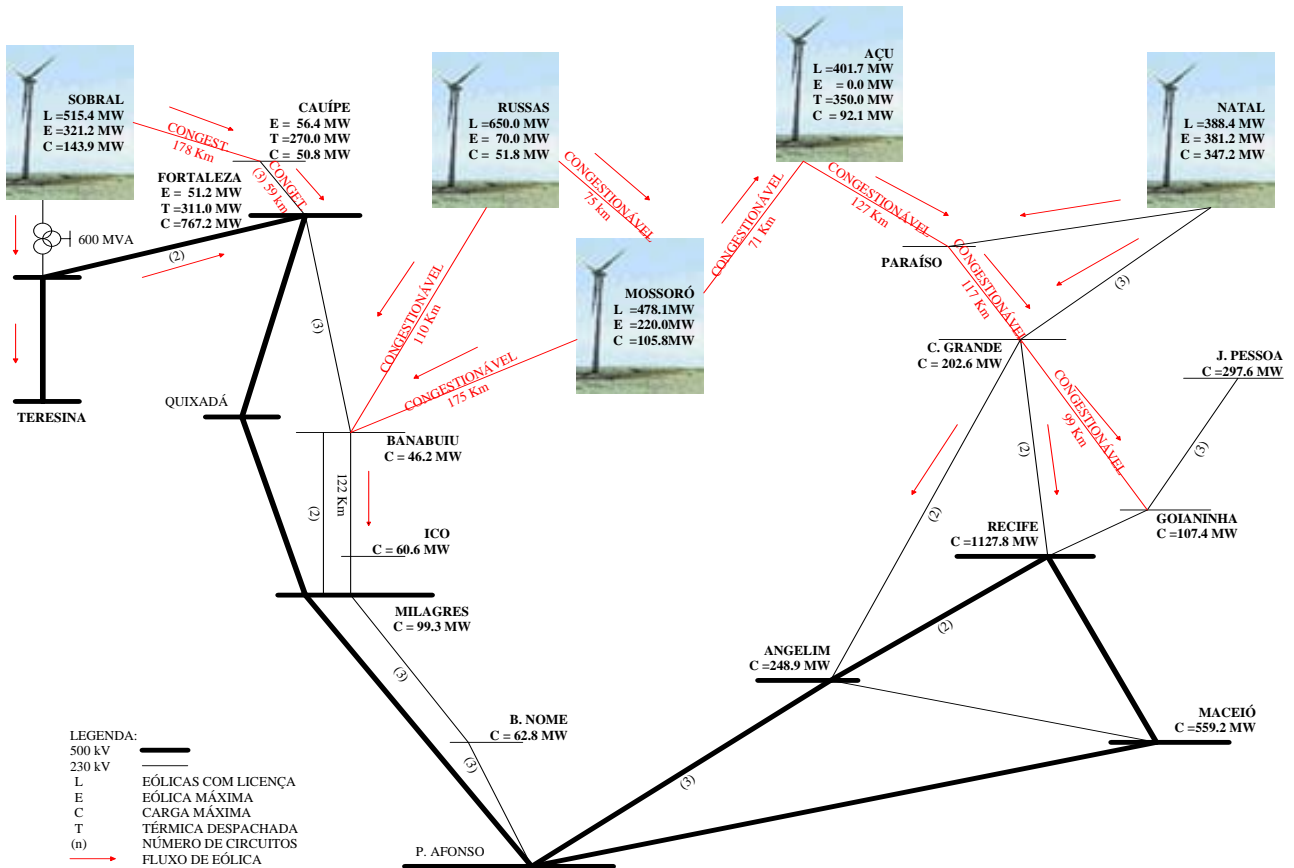


Figura 2: Folgas da Rede Básica para a distribuição das Centrais Eólicas autorizadas pela ANEEL, para se instalarem nas subestações dos estados do Ceará e R. G. do Norte.

Na Tabela 2 está apresentado o montante de energia autorizada pela ANEEL por subestação da Rede Básica e, também, uma compilação dos montantes de alocação de energia eólica, observando as restrições elétricas da rede e atendendo ao total de 1.100 MW.

TABELA 2: Folgas da Rede Básica versus montante de energia eólica autorizado pela ANEEL, com licenças ambientais.

Valores em MW	Sobral	Cauípe	Fortaleza	Russas	Mossoró	Açu	Natal	Total
Energia eólica sem necessidade de expansão	321.2	56.4	50.2	70.0	220.0	0.0	381.2	1100.0
Energia eólica autorizada, com licenças ambientais	515.4	79.5	50.2	659.0	478.2	402.9	388.4	2575.4

As restrições de inserção de energia eólica, para valores superiores àqueles apresentados na Tabela 2, nas subestações de Sobral, Russas, Mossoró e Açu, estão associadas a congestionamentos na Rede Básica, durante contingências. Nas demais subestações a restrição foi o complemento para atingir-se 1.100 MW.

As folgas relacionadas na Tabela 2 serão atributos importantes para o leilão de novas centrais geradoras eólicas na segunda fase do PROINFA, porque sinalizam uma potência eólica conectável à Rede Básica sem a necessidade de ampliações.

6.0 - MODELAGEM DE GERADORES EÓLICOS NOS PROGRAMAS ANAREDE E ANATEM

Foi criada uma Força Tarefa Cepel/ONS/Empresas do Grupo Eletrobrás para a implantação de modelos de geradores eólicos nos programas Anarede e Anatem, desenvolvidos pelo CEPEL. Ficou acordada a inserção das tecnologias de geradores eólicos apresentadas na Figura 3.

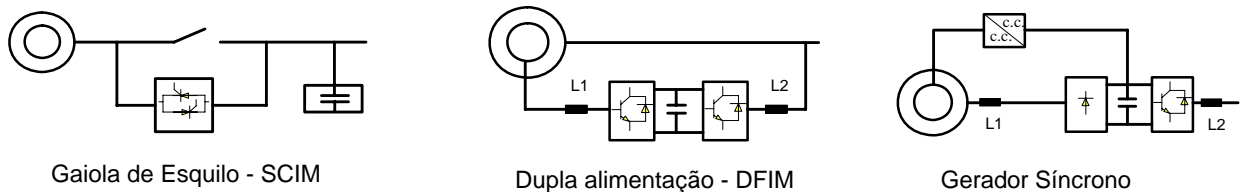


FIGURA 3 – Tecnologias de geradores eólicos a serem implantadas nos programas Anarede e Anatem do

Atualmente estão implantadas nos programas Anarede e Anatem as tecnologias de geradores eólicos do tipo Gaiola de Esquilo – SCIM e de Dupla Alimentação – DFIM. O modelo SCIM já foi testado e liberado para uso. Enquanto que, o modelo DFIG está na fase de teste de validação e elaboração dos procedimentos para preparação de casos de simulação nos programas Anarede e Anatem. A implantação nos programas Anarede e Anatem da tecnologia de geradores eólicos tipo Geradores Síncronos está em processo de desenvolvimento e com término previsto para maio de 2005.

Na modelagem para simulação de transitórios à frequência fundamental as principais malhas de controle da turbina eólica (SCIM e DFIM) e da eletrônica de potência (DFIM) estão apresentadas na Figura 4.

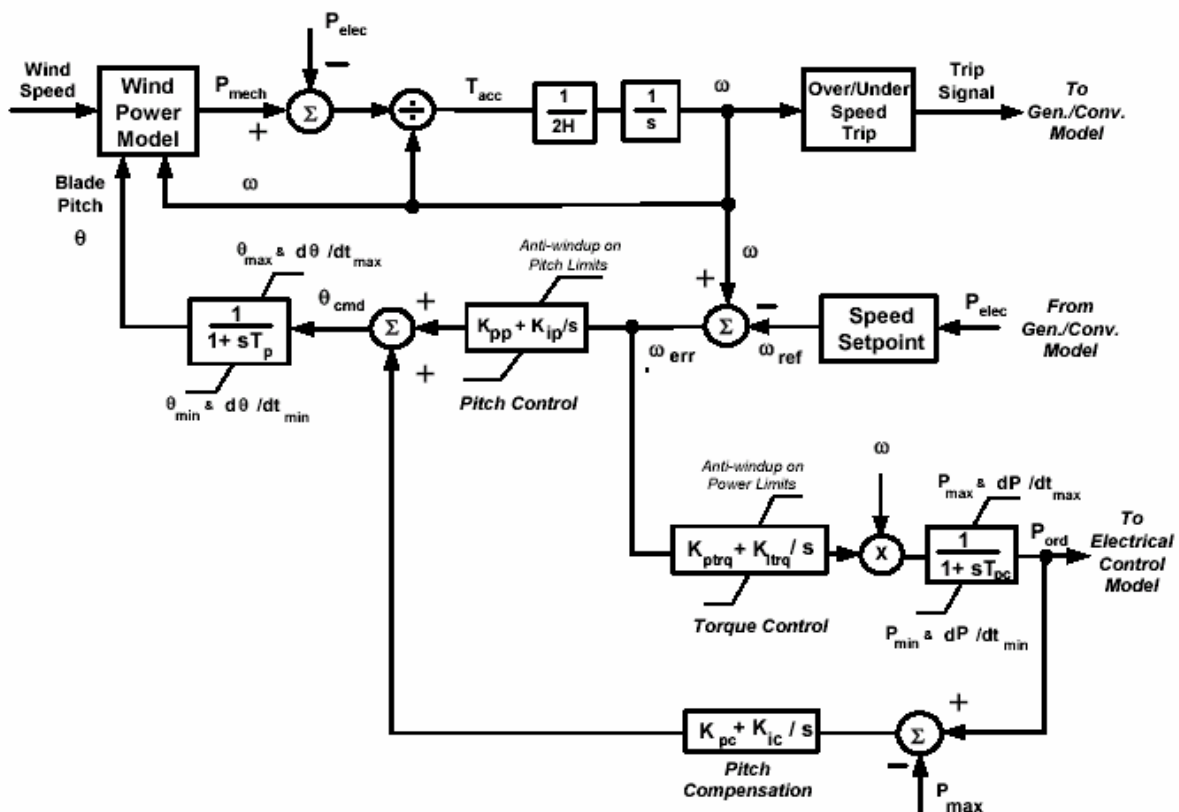


FIGURA 4: Principais malhas de controle da turbina eólica (SCIM e DFIM) e da eletrônica de potência (DFIM).

7.0 - RESULTADOS DA ANÁLISE ENERGÉTICA

Foi considerada uma evolução do Parque Eólico instalado na Região Nordeste, crescendo de 1.100MW no ano de 2006, para 3.000MW no ano de 2012. Quanto ao programa de expansão da geração, utilizou-se o Cenário de

Referência do Plano Decenal 2003 – 2012, elaborado pelo CCPE, substituindo-se as usinas hidrelétricas previstas para o médio Tocantins por usinas termelétricas instaladas na Região Nordeste.

Foram avaliadas as influências da geração eólica, nos intercâmbios N→NE e N→SE, e no despacho de geração térmica, utilizando-se o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL.

Os resultados são mostrados nas Figuras 5 a 7, que apresentam o valor esperado dos intercâmbios médios mensais e da geração térmica média anual, com e sem geração eólica.

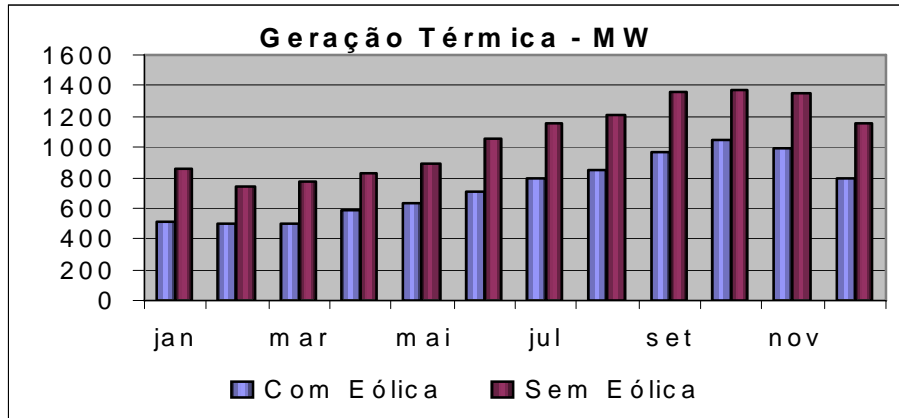


FIGURA 5: Valor esperado da geração térmica média anual com e sem geração

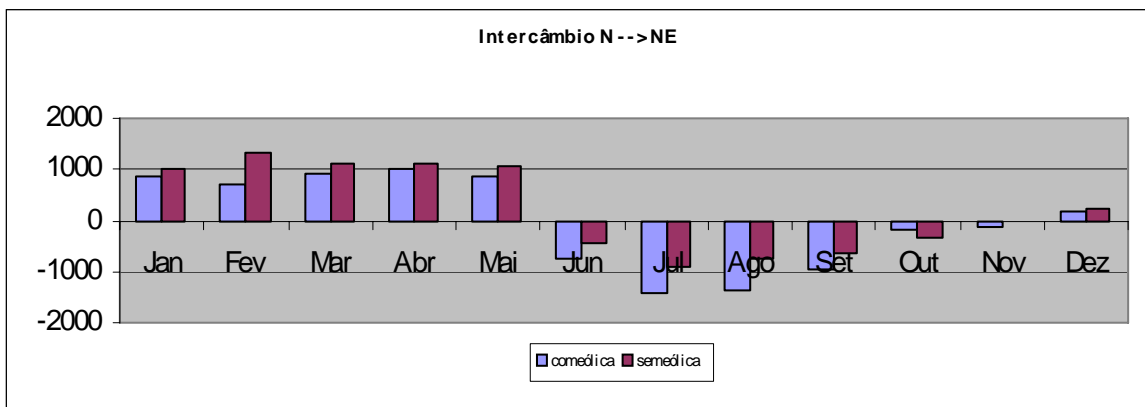


FIGURA 6: Valor esperado dos intercâmbios médios mensais na interligação Norte-Nordeste com e sem geração eólica.

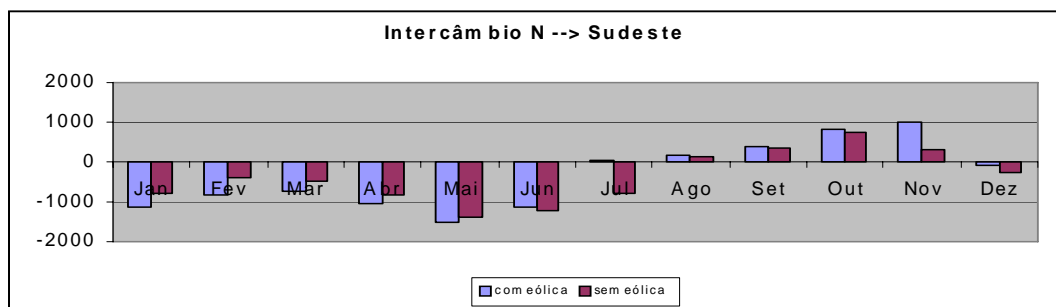


FIGURA 7: Valor esperado dos intercâmbios médios mensais na interligação Norte-Sudeste com e sem geração eólica.

Outros aspectos muito importantes quando se analisa a integração da geração eólica ao sistema predominantemente hidrelétrico, como o sistema gerador brasileiro, são:

- ✓ O acoplamento temporal entre as decisões operativas;

- ✓ O vínculo hidráulico entre usinas de uma mesma bacia hidrográfica.

Na Figura 8 são mostrados os despachos em nível de subsistema equivalente no patamar de carga média, onde o despacho eólico é máximo. Observa-se que além da redução significativa na geração hidrelétrica, ainda há excedentes de geração que deveriam ser exportados para outros subsistemas, devido às restrições de geração mínima das usinas hidráulicas e das usinas térmicas, suscitando as seguintes questões:

- ✓ Qual o limite de geração eólica que pode ser inserido no sistema sem comprometimento da otimização energética do Sistema Interligado Nacional – SIN;
- ✓ Qual o montante apropriado de reserva operativa e sua alocação, tendo em vista a intermitência, imprevisibilidade e não controlabilidade da energia eólica, como fonte primária.

As respostas a estas questões demandarão adaptações nas ferramentas analíticas e computacionais na área de despacho de geração.

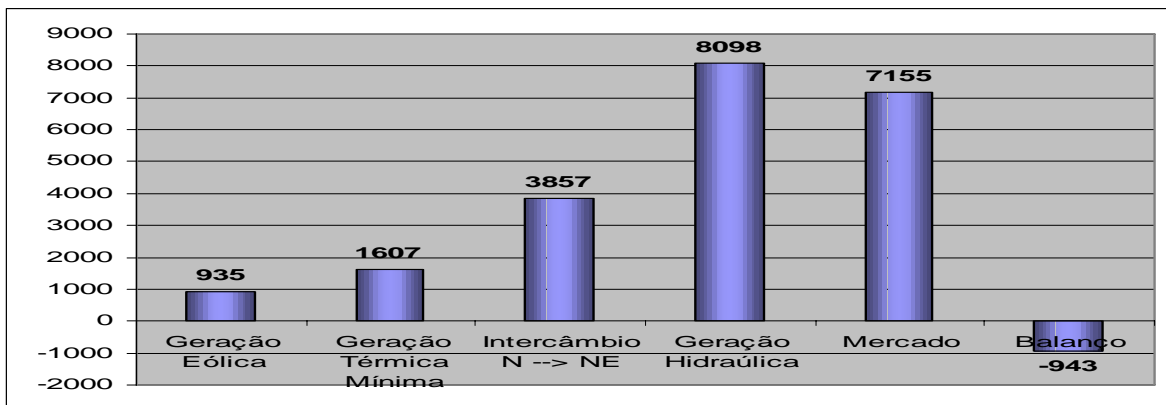


FIGURA 8: Despacho em nível de subsistema equivalente no patamar de carga média.

8.0 - CONCLUSÕES

A consideração das folgas da Rede Básica apresentada na Tabela 2 como critério para leilão das centrais eólicas na segunda fase do PROINFA, especificamente nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, evitará investimentos com ampliações desta rede para a integração de até 1.100 MW de potência eólica.

Para um montante de 3.000 MW de potência eólica a ser instalada nestes estados se faz necessário investir algo em torno de US\$ 100 x 10⁶. Na Figura 9 estão relacionadas às ampliações recomendadas na Rede Básica e os montantes de potência eólica alocáveis por subestação.

Para um Parque Eólico do porte de 3.000 MW, os intercâmbios inter-regionais do Sistema Interligado Nacional – SIN e o despacho das centrais termoelétricas são sensivelmente influenciados pelo despacho de geração eólica na região Nordeste.

O correto estabelecimento das necessidades relacionadas a seguir servirá como balizador importante na definição das metas para a segunda fase do PROINFA:

- ✓ Se faz necessário estabelecer o limite de geração eólica que pode ser inserido no sistema sem comprometimento da otimização energética do Sistema Interligado Nacional – SIN;
- ✓ Observou-se a necessidade de se definir o montante apropriado de reserva operativa e sua alocação, tendo em vista a intermitência, imprevisibilidade e não controlabilidade da energia eólica, como fonte primária;
- ✓ Constatou-se a necessidade de adaptação das ferramentas analíticas e computacionais na área de planejamento da geração.

Para uma inserção segura de energia eólica nesta região se faz necessário prosseguir com as avaliações complementares recomendadas neste trabalho nas dimensões do planejamento elétrico, energético, da operação, etc. Como, também, estabelecer critérios, procedimentos, indicadores que permitam um crescimento da potência instalada em geradores eólicos e sua localização, compatíveis com os aspectos de segurança e qualidade dos serviços de energia elétrica de fontes convencionais.

Com a disponibilização dos modelos de geradores eólicos nos programas Anarede e Anatem será possível realizar os estudos do planejamento elétrico da expansão e da operação, necessários para uma inserção segura de energia eólica na rede do Sistema Interligado Nacional – SIN.

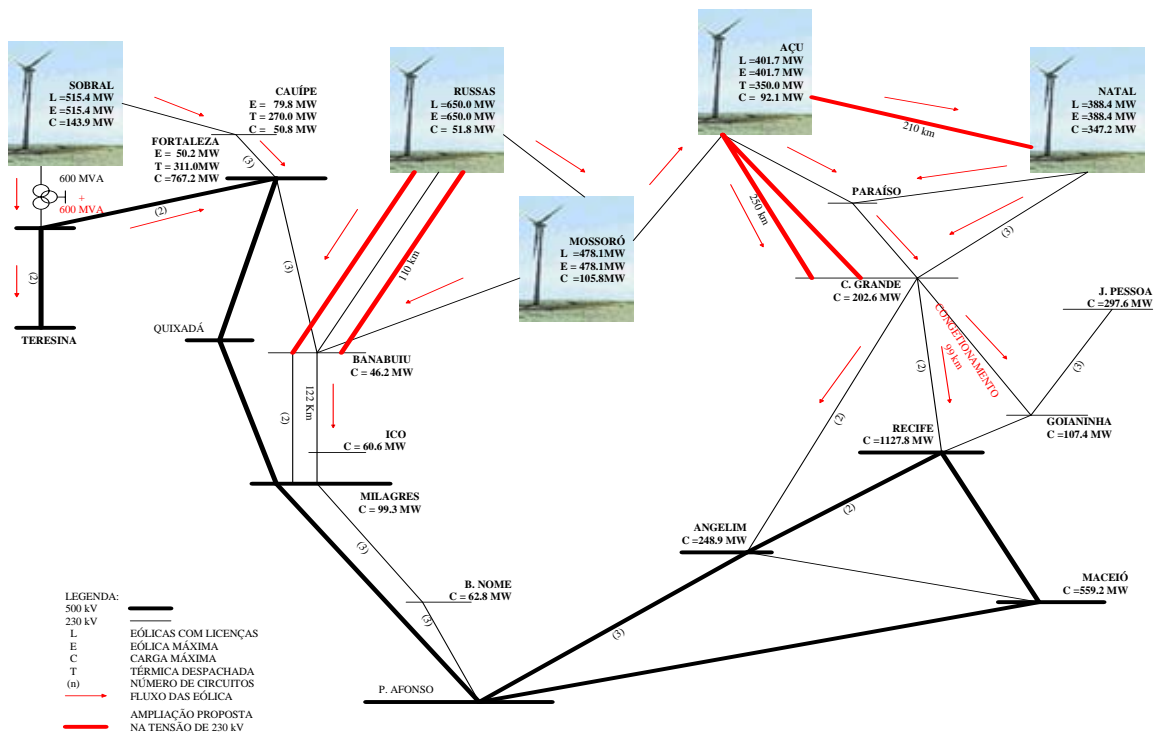


FIGURA 9: Ampliações da Rede Básica para um montante de 3.000 MW de potência eólica a ser instalado nas subestações dos estados do Ceará e R. G. do Norte.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) "Inserção de Energia Eólica na Rede Básica da Região Nordeste – Ênfase no Congestionamento de Linhas de Transmissão" CHESF 2003.
- (2) Plano Decenal de Expansão 2003-2012 – Sumário Executivo – CCPE dezembro de 2002.

10.0 - BIOGRAFIA



Jurandir A. Cavalcanti nasceu em Garanhuns, Pernambuco, Brasil, em 06 de abril de 1954. Foi graduado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE em agosto de 1978. Fez pós-graduação em engenharia elétrica, com especialidade em sistemas de controle, na Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC em 1985. Participou em outubro de 1999 do Curso de Estabilidade de Tensão na Power Technologies, Inc – PTI. cursou o MBA em Finanças Empresariais na Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro, durante o ano de 2002. Trabalha na área de Planejamento da Expansão da Transmissão na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF desde 1978, quando participou dos estudos de viabilidade técnica e econômica das interligações inter-regionais Norte-Sul, Sudeste-Nordeste, Norte-Nordeste e da integração das usinas do Médio Tocantins e Belo Monte com as regiões Nordeste e Sudeste/Centro Oeste do Brasil. Participa atualmente de uma Força Tarefa Cepel/ONS/Empresas do Grupo Eletrobrás para a implantação de modelos de geradores eólicos nos programas Anarede e Anatem. Foi responsável pela elaboração dos estudos para a emissão do Parecer Preliminar e do Parecer Conclusivo de Acesso às Redes das Distribuidoras da CEPISA e da LIGHT, respectivamente, da central eólica de Pedra do Sal - 70 MW - localizada no estado do Piauí e da central eólica de Gargaú - 28 MW - localizada no estado do Rio de Janeiro.