



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

GPL - 20
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

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

AValiação da Influência da Geração Eólica na Confiabilidade de Sistemas de Potência

Carmen Lucia Tancredo Borges*

João Paulo Galvão

**Escola Politécnica – COPPE
Engenharia Elétrica
UFRJ**

RESUMO

Este trabalho apresenta os resultados de estudos realizados para se avaliar o impacto do uso de geração eólica na confiabilidade do sistema elétrico. Para tal, foi utilizada a versão acadêmica do programa para avaliação da confiabilidade composta NH2[®], desenvolvido pelo CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Foram desenvolvidas algumas estratégias e simplificações a fim de permitir a representação das características estocásticas das usinas eólicas. A seleção dos estados para obtenção dos índices de confiabilidade foi realizada através de simulação Monte Carlo. O sistema teste utilizado foi o IEEE RTS-79, modificado para incluir a representação de usinas eólicas. Foram realizados três estudos distintos: um estudo de grau de penetração, um estudo de impacto da localização e um estudo de influência do tipo de geração. Foram calculados os índices de confiabilidade para o sistema e por barra em áreas elétricas distintas. Os resultados obtidos permitem a análise quantitativa e qualitativa da influência da utilização da geração eólica na confiabilidade composta do sistema, para diversos cenários de capacidade de geração e ponto de conexão.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Eólica, Modelo Estocástico, Intermitência do Vento, Confiabilidade Composta.

1.0 - INTRODUÇÃO

Nos últimos anos vem se verificando um aumento da utilização de sistemas de geração baseado em fontes alternativas de energia em todo o mundo. No Brasil, programas governamentais, tais como o PROINFA, estimulam o investimento em alternativas energéticas baseadas em biomassa, energia eólica e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) [1]. Um número de fatores estratégicos e comerciais combinados levam ao aumento do interesse por essas alternativas, tais como:

- Interesse na redução da emissão de gases poluentes (principalmente CO₂);
- Aumento na eficiência energética ou uso racional de energia;
- Desregulamentação do setor elétrico ou políticas de competição (produtores independentes);
- Diversificação das fontes de energia;
- Necessidade de expansão do parque gerador;
- Disponibilidade de usinas de geração modulares;
- Instalação de geradores menores;
- Menor tempo de construção e custo de capital para usinas menores;
- A geração pode se localizar perto da carga, o que reduz custos de transmissão.

* Caixa Postal 68.504 – CEP 21941-972 – Rio de Janeiro – RJ – BRASIL
Tel.: (021) 2562-8027 - Fax: (021) 2562-8080 - E-MAIL: carmen@dee.ufrj.br

As fontes renováveis possuem uma densidade de energia inferior à dos combustíveis fósseis e por isso as usinas são menores e geograficamente mais distribuídas. As usinas eólicas, além disso, precisam estar localizadas em locais com um regime de vento favorável. As usinas eólicas de menor porte, em geral, se conectam aos sistemas de distribuição e sub-transmissão, não sendo despachadas centralizadamente e sim quando houver disponibilidade da fonte de energia. Essas características podem influenciar bastante a confiabilidade dos sistemas elétricos de potência.

Este trabalho apresenta os resultados de estudos realizados para se avaliar o impacto do uso de geração eólica na confiabilidade do sistema elétrico. Para tal, foi utilizada a versão acadêmica do programa para avaliação da confiabilidade composta NH2[®], desenvolvido pelo CEPEL. Como a ferramenta computacional não possui implementado o modelo de usinas eólicas, foram desenvolvidas algumas estratégias e simplificações a fim de permitir a representação das características estocásticas dessas usinas. A seleção dos estados para obtenção dos índices de confiabilidade foi realizada através de simulação Monte Carlo. O sistema teste utilizado foi o IEEE RTS-79, modificado para incluir a representação de usinas eólicas.

Basicamente três estudos foram realizados: um estudo de grau de penetração, um estudo de impacto da localização e um estudo de influência do tipo de geração.

No primeiro estudo, o percentual da geração eólica em relação ao total da capacidade instalada do sistema foi alterado. Foram considerados três graus de penetração: 10%, 5% e 0,03%, que é o percentual de geração eólica presente atualmente no Brasil, segundo dados da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica de 2004.

No segundo estudo a localização da usina eólica foi alterada em relação à sua proximidade dos centros de carga. Duas situações foram analisadas: a usina eólica instalada em uma barra onde já havia geração, caracterizando um aumento da capacidade disponível, e a usina localizada em uma barra onde só havia carga.

No terceiro estudo a geração eólica foi comparada à outros tipos de geração de modo a fazer uma análise entre os insumos energéticos. Neste estudo, a geração eólica foi substituída por geração térmica de dois tipos distintos: convencional e nuclear.

Foram calculados os índices de confiabilidade para o sistema e por barra em áreas elétricas distintas, o que permitiu maior sensibilidade das características observadas. Os resultados obtidos permitem a análise quantitativa e qualitativa da influência da utilização da geração eólica na confiabilidade composta do sistema, para diversos cenários de capacidade de geração e ponto de conexão.

2.0 - CONFIABILIDADE COMPOSTA

O objetivo básico da avaliação da confiabilidade composta de sistemas de potência é avaliar a capacidade do mesmo em satisfazer a demanda de energia elétrica nos seus principais pontos de consumo de energia. Para tanto, considera-se a possibilidade de falhas em componentes do sistema de geração e de transmissão e avalia-se o impacto dessas falhas no suprimento de energia [2]. A simulação Monte Carlo (SMC) é largamente utilizada na avaliação da confiabilidade composta, devido a flexibilidade de utilização de modelos precisos de componentes e condições operativas do sistema, aliado à possibilidade de representar fenômenos complexos e um grande número de eventos severos.

Na SMC chamada de não-sequencial, os estados do sistema são selecionados por amostragem do espaço de estados. Cada estado do sistema é obtido pela amostragem dos estados dos componentes, com base nos seus modelos estocásticos de falha, sem nenhuma preocupação com a cronologia do processo de operação do sistema. Um algoritmo conceitual para esta simulação é dado a seguir:

1. Selecione um estado do sistema $\underline{x} \in X$ correspondente a um nível de carga, disponibilidade de componentes, condições de operação, etc.
2. Calcule o valor de uma função de avaliação $F(\underline{x})$ a qual quantifica o efeito de violações nos limites operativos neste estado específico. O efeito de ações corretivas tais como reprogramação da geração, correção do perfil de tensão e em último caso, corte de carga, pode ser incluído nesta avaliação.
3. Atualize a estimativa $\bar{E}(F)$, ou seja, atualize o valor esperado dos índices de confiabilidade baseado no resultado obtido no passo (2).
4. Se a precisão das estimativas for aceitável, o processo é dito convergido. Caso contrário, retorne ao passo (1).

O passo (1) do algoritmo anterior consiste na obtenção do vetor aleatório \underline{x} pertencente ao Espaço de Estados do sistema X pela amostragem da distribuição de probabilidade das variáveis aleatórias correspondentes aos estados dos componentes, utilizando um algoritmo de geração de números pseudo-aleatórios.

No passo (2) é necessário simular as condições de operação do sistema amostrado, a fim de verificar a possibilidade de atendimento à demanda de potência sem violação dos limites operativos. Essa simulação, chamada de análise de adequação do estado, requer a solução de um problema de análise de contingência e, em alguns casos, de um problema de otimização de grande porte para simular o despacho de geração e minimizar o corte de carga.

Os índices calculados no passo (3) correspondem a estimativa da expectativa de diferentes funções de avaliação, obtidas para uma amostra cujo tamanho é o número de estados analisados.

3.0 - MODELAGEM DA GERAÇÃO EÓLICA

Um dos maiores desafios à implementação em grande escala da geração eólica num sistema de potência está relacionado com o insumo energético utilizado: o vento. Apesar das vantagens que apresenta, tais como ser abundante, limpo, renovável e, a princípio, disponível em muitos lugares, apresenta também algumas desvantagens bastante significativas. A primeira delas é a baixa densidade energética, especialmente quando comparado a outros insumos energéticos. Outra desvantagem é o fato de que não pode ser armazenado. No entanto, o fator mais relevante para este trabalho é a intermitência no seu suprimento. Nenhum outro insumo energético utilizado em larga escala possui uma intermitência tão significativa. A combinação dessas características constitui um problema potencial à confiabilidade do sistema elétrico, uma vez que não podemos a princípio garantir quanta energia conseguiremos gerar e quando ela será gerada.

A geração a partir de uma usina eólica depende da presença de vento. Uma abordagem para obtenção do modelo estocástico da disponibilidade de geração pode, de modo simplificado, ser baseada somente na disponibilidade do vento. Sendo assim, é necessário que, através de dados de uma curva de vento, se possa obter os diferentes patamares de geração relacionados com as diferentes velocidades do vento. A idéia básica nesta abordagem é modelar uma usina eólica como uma usina a múltiplos estados de potência gerada.

É comum a modelagem de usinas a dois estados: operativo e falho. Isso significa que, para fins de confiabilidade, ou ela está operativa e gerando a sua potência nominal, ou está em reparo. Numa usina a múltiplos estados, existem diferentes patamares de geração, isto é, níveis intermediários em relação à potência nominal na qual esta usina pode operar. Para cada um destes patamares existem informações que permitem dizer sua disponibilidade. O maior problema para a adaptação deste modelo para caracterizar os múltiplos estados de geração de uma usina eólica é encontrar uma maneira de se transformar uma curva de vento em diferentes patamares de geração.

3.1 Modelagem do Vento

Os índices de confiabilidade calculados para uma usina eólica devem incorporar os efeitos da variação do vento, cujo comportamento influi diretamente na disponibilidade de geração. A influência da variação do vento se dá através dos valores de frequência, duração média e magnitude das interrupções de suprimento. Como as consequências econômicas de falhas de suprimento dependem destes fatores, é importante que os índices de confiabilidade calculados levem em consideração o comportamento da curva de vento ao longo do período de análise, o que pode ser feito através de um modelo estocástico do vento que represente a frequência e duração dos níveis de vento considerados.

Uma das maneiras de reduzir o número de níveis a serem analisados é usar técnicas estatísticas de agrupamento, também conhecidas como "Clustering", para identificar classes de níveis de vento representativos [3]. Dados n níveis de vento que se deseja agregar em m classes ("clusters"), o problema consiste em selecionar a melhor partição do conjunto de dados em m classes de modo a otimizar uma função especificada, que pode ser a soma dos quadrados das distâncias entre níveis e as médias de suas respectivas classes, por exemplo.

Os métodos de solução que não assumem hipóteses sobre a distribuição de probabilidade em foco são os mais adequados a esta aplicação, sendo baseados em técnicas de "cluster" hierárquico, que são capazes de tratar valores grandes de n , embora não garantam a otimalidade da solução, o que é difícil devido a natureza combinatória do problema. Esta técnica utiliza uma matriz de distâncias entre quaisquer pares de "clusters" (inicialmente, cada nível da curva de vento corresponde a um possível "cluster"). A cada etapa do método hierárquico, são agrupados os valores mais próximos entre si, a matriz de distâncias é atualizada, e o processo é repetido até resultarem m classes [4].

Pode-se representar uma curva cronológica de níveis de vento, agregada em m classes distintas, através de um modelo a múltiplos estados individualizados. A análise da curva de vento permite obter todas as informações necessárias para levantamento do modelo a m estados individualizados, tais como: probabilidade, frequência de encontro e duração média de cada nível, frequência com que o nível de vento transita para níveis superiores ou inferiores, bem como as informações associadas a estados acumulados, i.e., do nível de vento ser maior ou igual a determinado valor. Os parâmetros básicos obtidos por esta análise que serão utilizados no modelo a múltiplos estados são as taxas de transição entre os diversos níveis de vento, calculadas como:

$$\lambda_{ij} = \frac{\text{número de transições de } i \text{ para } j}{\text{tempo total gasto no estado } i} \quad (1)$$

A Figura 1 mostra um exemplo de um diagrama de transição de estados de vento para uma curva de vento qualquer.

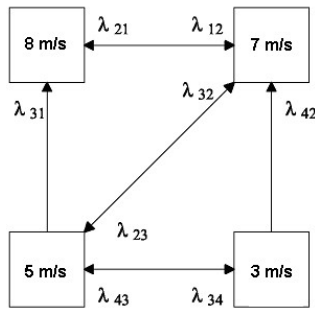


FIGURA 1 - Diagrama de Transição de Estados de Vento

3.2 Representação no Estudo de Confiabilidade Composta

Através da técnica de agrupamento de “cluster” hierárquico, a curva de vento contínua foi transformada em uma curva discretizada para um número reduzido de níveis de vento e foi levantado o diagrama de transição de estados de vento representativo da curva. Cada nível ou estado de vento foi associado a um patamar de geração, com as respectivas taxas de transição entre estados e tempos médios de duração. Os valores desses patamares se deram não só pela velocidade do vento propriamente dita, mas também pela quantidade de dados disponíveis e número de classes escolhidas para realizar o agrupamento. Dessa forma, a geração eólica foi modelada através do modelo de Markov a múltiplos estados, baseado no comportamento estocástico do vento da região de operação.

A potência gerada por uma turbina eólica é dada pela equação [5]:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho V^3 A \quad [\text{W}] \quad (2)$$

onde C_p é o coeficiente de potência, ρ é a densidade do ar [kg/m^3], V é a velocidade do vento [m/s] e A é a área varrida pelas hélices [m^2]. A característica do coeficiente de potência C_p varia com o projeto do rotor pelo fabricante e com a velocidade relativa entre o rotor e o vento. Com o objetivo de tornar a análise de influência na confiabilidade mais geral, não foi incluído nenhum modelo particular de turbina eólica. Dessa forma, o modelo estocástico adotado para a turbina foi o mesmo modelo do vento, o que implica em considerar os patamares de geração proporcionais às velocidades do vento. Esta simplificação foi introduzida com vistas a viabilizar a utilização direta da ferramenta computacional NH2[®]. Embora o valor da potência obtida não seja o seu valor exato, a variação em p.u., o tempo de duração e as taxas de transição entre os patamares estão corretamente representados.

O tratamento da curva de vento para obtenção do modelo Markoviano a múltiplos estados foi feito com a ajuda do programa auxiliar MODCAR[®] do CEPEL, desenvolvido para realizar a agregação da curva cronológica da carga em um modelo a múltiplos estados. No entanto, algumas adequações foram necessárias no sentido de transformar o modelo calculado pelo MODCAR[®] no modelo de usina a múltiplos estados a ser fornecido ao NH2[®]. Para a entrada do modelo no NH2[®], são necessários o número de estados, seu nível em p.u., os estados para os quais há transições e as respectivas taxas de transição, em vezes/ano. Todas estas grandezas são obtidas pela saída do MODCAR[®], a menos das taxas de transição que precisam ser convertidas de vezes/hora para vezes/ano como requerido para o comando DECG do NH2[®].

4.0 - RESULTADOS DOS ESTUDOS

Neste trabalho foram realizados estudos para se avaliar o impacto do uso de geração eólica na confiabilidade de um sistema elétrico de potência. Para tal, três estudos de caso foram escolhidos, de modo a se observar diferentes características e comportamentos do sistema, e em seguida foram obtidos os índices de confiabilidade com o auxílio do programa NH2[®]. O sistema usado para o cálculo dos índices de confiabilidade foi o RTS-79. A seleção dos estados para obtenção dos índices de confiabilidade foi obtida através de simulação Monte Carlo Não-Sequencial, com um nível de incerteza de $\beta \leq 5\%$.

4.1 Modelo da Geração Eólica

A curva de vento utilizada neste trabalho foi obtida em [6] e é relativa à estação de Desert Ridge, localizada nos arredores da cidade de Phoenix, Estado do Arizona, EUA. Desert Ridge está a 518 metros de altitude, latitude $33^\circ 44' 00''$ N e longitude $111^\circ 58' 00''$ O. Apesar de bastante completos, os dados usados não são os ideais para este tipo de estudo, uma vez que são dados meteorológicos e não específicos para geração de energia. Esses dados

foram utilizados em função da grande dificuldade existente na obtenção de medições reais para geração de energia, devido às razões econômicas associadas ao alto custo do levantamento do potencial eólico de uma região bem como ao valor prospectivo contido nestas informações.

A partir das medições diárias e horárias disponíveis para os anos de 2002, 2003 e 2004, foram usados os dados diários para obtenção da curva de vento e realizado o agrupamento em 6 níveis de vento. O agrupamento em apenas 6 níveis se deveu à limitação do número máximo de estados do modelo a múltiplos estados implementado no NH2[®]. A Figura 2 mostra a curva original e a agrupada em 6 níveis, sendo a velocidade de 1,0 pu = 3,979 m/s.

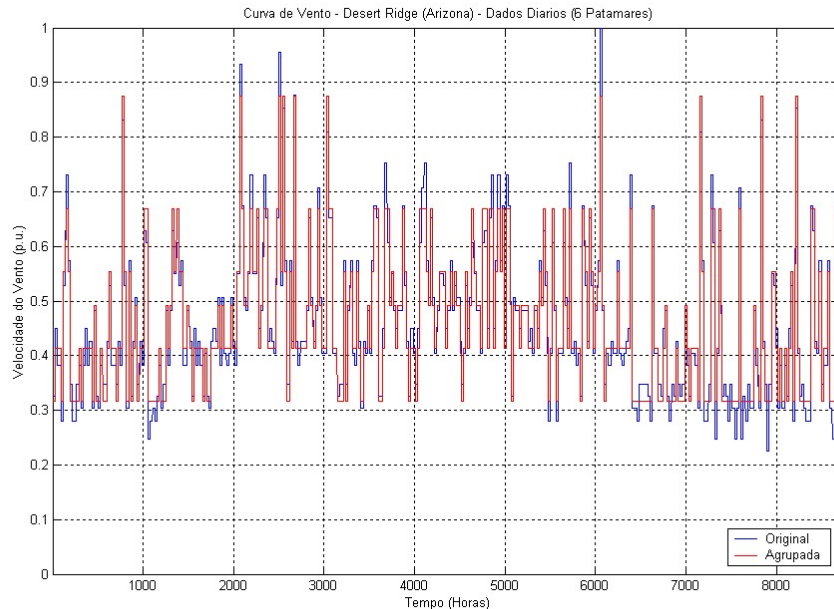


FIGURA 2 - Curva de Vento – Desert Ridge (Arizona) – Dados Diários (Curva Original e Agrupada em 6 Níveis)

O modelo estocástico de geração eólica a 6 estados, obtido a partir da curva agrupada em 6 níveis de vento, está mostrado na Figura 3.

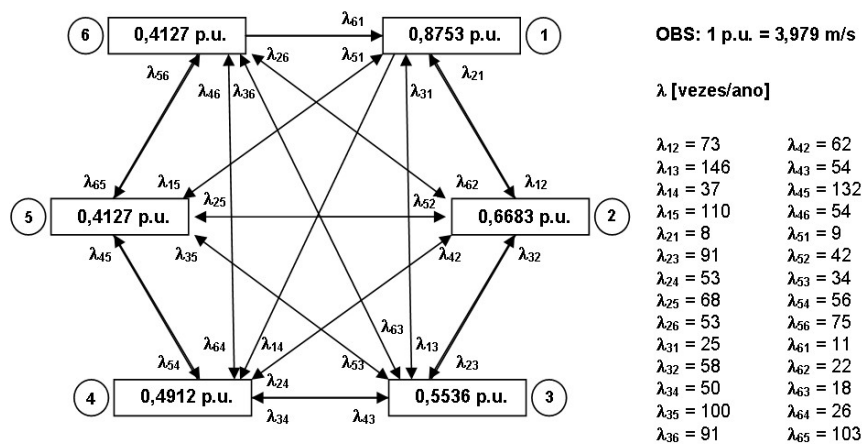


FIGURA 3 – Diagrama de Transição de Estados da Geração Eólica

4.2 Estudo de Penetração

O estudo de penetração da geração eólica visa estabelecer a magnitude dos seus impactos nos índices de confiabilidade do sistema. Foram considerados três casos. No caso A, foi considerado um valor de potência instalada de eólica de 374MW, cerca de 10% da potência total instalada no sistema. No caso B, o valor desta potência foi de 5% da potência total (176MW). No caso C, foi considerada uma penetração semelhante ao panorama atual do sistema elétrico brasileiro: 1,1MW, aproximadamente 0,03% da capacidade instalada, que é o percentual de geração eólica presente atualmente no Brasil, segundo dados da ANEEL [7].

As tabelas 1 e 2 apresentam as estimativas dos índices de confiabilidade do sistema e por barra em áreas distintas, respectivamente.

TABELA 1 – Índices de confiabilidade do sistema (Penetração)

Índice	Casos			
	RTS-79	A (10%)	B (5%)	C (0,03%)
Probabilidade de Perda de Carga (LOLP) [%]	0,10986E-01	0,51335E-02	0,80377E-02	0,10683E-01
Nº de Horas de Déficit de Potência (LOLE) [h/ano]	96,23638	44,96967	70,41066	93,58204
Valor Esperado da Energia Não Suprida (EENS) [MWh/ano]	14700,84	5762,427	9876,007	14923,61
Frequência de Perda de Carga (LOLF) [/ano]	47,07755	21,72589	32,51346	44,96881
Duração da Perda de Carga (LOLD) [horas]	2,044209	2,069865	2,165585	2,081043

TABELA 2 – Índices de confiabilidade por barra (Penetração)

		Casos			
		RTS-79	A (10%)	B (5%)	C (0,03%)
Barra 6 (Área 1)	Índices				
	LOLP	0,10764E-01	0,48372E-02	0,75641E-02	0,10349E-01
	EENS	911,29	400,41	615,50	851,12
	LOLF	45,913	20,656	31,102	43,912
	LOLD	2,0538	2,0514	2,1304	2,0645
Barra 18 (Área 2)	Índices				
	LOLP	0,98501E-02	0,39813E-02	0,67662E-02	0,96157E-02
	EENS	1647,6	639,52	1101,1	1688,4
	LOLF	44,092	18,918	29,516	42,381
	LOLD	1,9569	1,8436	2,0081	1,9875

Comparando o RTS-79 e os Casos A, B e C entre si, foi observada, de modo geral, uma melhoria sucessiva dos índices de confiabilidade do sistema a medida que o percentual da geração extra em relação à potência total instalada aumentou. Nota-se também esta melhoria se analisados os índices de confiabilidade por barra, onde ocorre a melhoria da confiabilidade de barra da área 1 mesmo a usina eólica estando localizada na área 2. Porém, comparando o Caso C com o RTS-79, observa-se um impacto negativo em alguns índices de confiabilidade do sistema (EENS, LOLF e LOLD). O motivo da piora destes índices pode estar relacionado ao baixo fator de capacidade da usina eólica. Em uma proporção pequena em relação ao total, e com um fator de capacidade baixo, a energia total gerada pode não ser suficiente para cobrir os períodos em que ela não está disponível. Sendo assim, é possível que a introdução de uma pequena parcela deste tipo de geração venha a tornar o sistema menos confiável. No entanto, estudos mais detalhados são necessários para ratificar estas afirmativas.

4.3 Estudo de Localização

O estudo de localização da geração eólica procurou verificar a influência de sua instalação próxima aos centros de carga. Sendo assim dois casos foram considerados, ambos com 10% de penetração. No caso A já descrito, a usina eólica está localizada numa barra do sistema que possuía originalmente geração e carga (Barra 18). No caso D, a usina eólica foi localizada numa barra que originalmente só possuía carga (Barra 6), escolhida por ser um dos pontos mais frágeis do sistema, com vistas a determinar benefícios e prejuízos de se colocar a geração eólica próxima aos centros de consumo.

As tabelas 3 e 4 apresentam as estimativas dos índices de confiabilidade do sistema e por barra em áreas distintas, respectivamente.

TABELA 3 – Índices de confiabilidade do sistema (Localização)

Índice	Casos		
	RTS-79	A (Barra 18)	D (Barra 6)
Probabilidade de Perda de Carga (LOLP) [%]	0,10986E-01	0,51335E-02	0,40313E-02
Nº de Horas de Déficit de Potência (LOLE) [h/ano]	96,23638	44,96967	35,31462
Valor Esperado da Energia Não Suprida (EENS) [MWh/ano]	14700,84	5762,427	5282,913
Frequência de Perda de Carga (LOLF) [/ano]	47,07755	21,72589	18,70239
Duração da Perda de Carga (LOLD) [horas]	2,044209	2,069865	1,888241

TABELA 4 – Índices de confiabilidade por área (Localização)

		Casos		
Barra 6 (Área 1)	Índices	RTS-79	A (Barra 18)	D (Barra 6)
		LOLP	0,10764E-01	0,48372E-02
	EENS	911,29	400,41	248,98
	LOLF	45,913	20,656	17,529
	LOLD	2,0538	2,0514	1,8511
Barra 18 (Área 2)	Índices	RTS-79	A (Barra 18)	D (Barra 6)
	LOLP	0,98501E-02	0,39813E-02	0,36970E-02
	EENS	1647,6	639,52	598,25
	LOLF	44,092	18,918	17,386
	LOLD	1,9569	1,8436	1,8627

Comparando o RTS-79 com os casos A e D, podemos afirmar que em linhas gerais todos os índices de confiabilidade melhoram quando trocamos a geração da Barra 18, que já possuía geração e carga, para a Barra 6, que possuía somente carga. O mesmo pode ser observado se comparados os índices por barra. O estudo indica que os benefícios para a confiabilidade são maiores se a geração adicional ficar localizada próxima ao centro de carga.

A introdução da geração na Barra 6 traz benefícios não só à própria barra, como também melhora a confiabilidade na Barra 18. Tais resultados revelam um benefício sistêmico quando introduzida a geração eólica.

4.4 Estudo de Tipo de Geração

Este estudo teve o intuito de se avaliar vantagens e desvantagens da escolha de um insumo energético em detrimento de um outro, sob o ponto de vista da confiabilidade. Nele, os resultados obtidos com base na energia eólica foram comparados com outros dois casos onde ela é substituída por geração térmica. No caso E, a usina eólica foi substituída por uma usina nuclear (UTN) e, no caso F, por uma termelétrica (UTE), todas de mesma capacidade. A central térmica foi modelada a 2 estados, enquanto a central nuclear foi modelada a 4 estados. As modelagens usadas para as usinas térmica e nuclear foram as já existentes no RTS-79.

As tabelas 5 e 6 apresentam as estimativas dos índices de confiabilidade do sistema e por barra em áreas distintas, respectivamente.

TABELA 5 – Índices de confiabilidade do sistema (Tipo de Geração)

Índice	Casos			
	RTS-79	A (EOL)	E (UTN)	F (UTE)
Probabilidade de Perda de Carga (LOLP) [%]	0,10986E-01	0,51335E-02	0,29313E-02	0,31377E-02
Nº de Horas de Déficit de Potência (LOLE) [h/ano]	96,23638	44,96967	25,67786	27,48606
Valor Esperado da Energia Não Suprida (EENS) [MWh/ano]	14700,84	5762,427	2770,807	3000,483
Frequência de Perda de Carga (LOLF) [/ano]	47,07755	21,72589	11,89483	12,25302
Duração da Perda de Carga (LOLD) [horas]	2,044209	2,069865	2,158741	2,243207

Para os três casos analisados, foi observado logo de imediato que o benefício à confiabilidade do sistema, utilizando geração proveniente de fontes convencionais (nuclear e térmica), é superior se comparado ao uso de fonte alternativa, como a geração eólica. Comparando os Casos E e F entre si, pôde-se perceber que em linhas gerais os índices de confiabilidade para o caso com a geração nuclear são melhores do que os índices obtidos para a térmica convencional. A modelagem existente no RTS-79 para a usina nuclear a 4 estados proporciona um fator de capacidade superior ao da usina térmica convencional a 2 estados. Neste caso, a usina nuclear fica menos indisponível e logo proporciona maior confiabilidade ao sistema.

A observação dos índices de confiabilidade por barra só vem a confirmar a análise feita acima. O sistema fica de fato mais confiável se utilizada usinas térmicas e nucleares como geração ao invés de fontes alternativas como geração eólica. Os resultados deste ítem nos indicam que, apesar dos benefícios apresentados pela geração proveniente de fontes alternativas, os impactos para a confiabilidade do sistema advindos de geração baseada em fontes convencionais ainda são superiores. Isso se deve basicamente a disponibilidade de vento que, devido sua grande intermitência, faz com que o fator de capacidade da usina eólica seja baixo se comparado à uma térmica, seja ela convencional ou nuclear.

TABELA 6 – Índices de confiabilidade por barra (Tipo de Geração)

		Casos			
Barra 6 (Área 1)	Índices	RTS-79	A (EOL)	E (UTN)	F (UTE)
		LOLP	0,10764E-01	0,48372E-02	0,26444E-02
	EENS	911,29	400,41	234,01	248,46
	LOLF	45,913	20,656	10,705	11,026
	LOLD	2,0538	2,0514	2,1639	2,2354
Barra 18 (Área 2)	Índices	RTS-79	A (EOL)	E (UTN)	F (UTE)
	LOLP	0,98501E-02	0,39813E-02	0,19184E-02	0,20560E-02
	EENS	1647,6	639,52	293,03	318,11
	LOLF	44,092	18,918	9,3005	9,6217
	LOLD	1,9569	1,8436	1,8069	1,8718

5.0 - CONCLUSÃO

Esse artigo apresenta resultados de estudos do impacto da conexão de usinas eólicas na confiabilidade composta de sistemas de potência. De um modo geral, pode-se concluir que a geração eólica é interessante ao sistema elétrico, pois tendem a aumentar sua confiabilidade. No entanto, os benefícios obtidos com sua utilização dependem de diferentes fatores, entre os quais: fonte primária de energia, isto é, disponibilidade de vento, sua localização na rede e sua capacidade em relação ao total do sistema. Os estudos de impacto da geração eólica na confiabilidade do sistema devem levar em consideração todas essas características a fim de mensurar o benefício introduzido em relação ao custo do empreendimento de instalação deste tipo de geração.

Os resultados apresentados foram calculados utilizando-se uma ferramenta computacional disponível e estando, desta forma, restritos aos modelos implementados. Por esta razão, algumas simplificações precisaram ser introduzidas, tais como o número máximo de níveis de vento e a não representação do modelo de potência gerada da turbina eólica em função da velocidade do vento. No entanto, estes resultados são indicativos, tanto qualitativa como quantitativamente, do efeito da geração eólica na confiabilidade composta do sistema e podem ser obtidos imediatamente a partir da ferramenta computacional utilizada no setor elétrico brasileiro.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica pela doação da versão acadêmica do programa NH2[®], que possibilitou a realização deste trabalho como parte do Projeto Final de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da UFRJ.

7.0 - REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS

[1] FARFAN, Erik von, "Cresce no Brasil a utilização de energia eólica para eletricidade", *Revista Eco* 21, Ano XIV, Edição 92, Julho 2004. Disponível em: http://www.ambientebrasil.com.br/composer.php3?base=.energia/index.html&conteudo=.energia/artigos/energiaeolica_eletricidade.html.

[2] R. Billinton, R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Pres, NY, 2a Ed, 1996.

[3] C. Singh, Y. Kim, "An Efficient Technique for Reliability Analysis of Power Systems Including Time Dependent Sources", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 3, August 1988.

[4] CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, *Sistema Computacional NH2[®] para Análise Probabilística e Avaliação de Confiabilidade de Sistemas de Grande Porte – Manual do Usuário*, Versão 5.22a, Abril de 2002.

[5] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, "Embedded Generation", IEE, 273 p., 2000.

[6] AZMET-The Arizona Meteorological Network, *Desert Ridge Station Data Files*. Disponível em: <http://cals.arizona.edu/azmet/27.htm>.

[7] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, *BIG – Banco de Informações de Geração*, Disponível em: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=15.