



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

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

GRUPO -II

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT

IMPACTO DE PARQUES EÓLICOS NA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM MODELAGEM TRIFÁSICA

**Adriano Aron F. de Moura (*)
UNIFOR**

**Ailson P. de Moura
UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**

RESUMO

A conexão de turbinas eólicas no sistema elétrico pode ter um impacto significativo no perfil de tensão da barra, fluxos de potência ativa e reativa nas linhas, desequilíbrio de tensões, partida de motores no modo estático e nas perdas totais ativas e reativas do sistema de energia. O principal objetivo deste trabalho é apresentar uma quantificação detalhada destes efeitos. Um programa computacional foi desenvolvido em linguagem C++ e validado frente a resultados publicados em site internacional do IEEE. O programa é baseado na técnica iterativa ladder e tem os seguintes modelos: transformadores trifásicos delta-estrela aterrada, delta-delta, estrela aterrada-estrela aterrada, reguladores de tensão monofásico e trifásico, linhas de distribuição monofásicas, bifásicas e trifásicas, cabos subterrâneos, cargas concentradas e distribuídas com potência constante, impedância constante, corrente constante e cargas híbridas, bancos de capacitores monofásicos e trifásicos ligados em delta e em estrela e um modelo inédito de turbina eólica. O sistema teste utilizado foi o sistema de distribuição radial com 13 barras do IEEE. Para a quantificação dos efeitos da conexão de um parque eólico na operação em regime permanente do sistema foi seguida a seguinte metodologia: o sistema teste foi simulado em carga pesada, com geração eólio-elétrica e sem geração eólio-elétrica, com regulador de tensão na subestação e sem regulador de tensão. Os resultados de várias simulações revelam que os níveis de tensão não violam os limites da Resolução nº 505, de 26 de novembro de 2001 da ANEEL, quando um número de nove máquinas é inserido. Também pode ser observado: que as perdas das linhas diminuem, que a queda de tensão devido ao motor pode ser compensada e que a diminuição no grau de desequilíbrio é significativa. As simulações realizadas também comprovam que alguns impactos da geração eólio-elétrica acontecem com ajustes diferentes no banco de reguladores.

Portanto, os estudos apresentados neste trabalho podem ser úteis para os engenheiros de planejamento e operação de sistemas de distribuição.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Eólio-Elétrica, Sistemas de Distribuição, Operação de Sistemas, Regime Permanente, Fluxo de Carga.

1.0 - INTRODUÇÃO

A região Nordeste do Brasil e a costa norte do Ceará apresentam o maior potencial eólico do mundo. A integração de parques eólicos à rede elétrica pode ser feito usando sistemas de distribuição radiais. Nesse trabalho são analisados os impactos que a conexão de turbinas eólicas provocam em sistemas de distribuição radiais.

Alguns trabalhos foram publicados relacionados aos temas estudados nesse artigo. Como por exemplo: Persaud, Fox e Flynn determinam os efeitos da conexão de turbinas eólicas remotamente conectadas nas perdas de alimentadores típicos de 11kV [1]. Pavinatto propõe modelos dinâmico e de regime permanente para representar

parques eólicos construídos com a tecnologia de aerogerador produzida no Brasil. Um modelo do aerogerador E-70 é apresentado [2]. Tendo em vista os trabalhos analisados, as contribuições desse artigo consistem em implementar modelos trifásicos já conhecidos, propor um modelo de aerogerador da Wobben WindPower (E-33) implementando-o em um fluxo de carga trifásico e analisar o impacto de parques eólicos na operação em regime permanente de um sistema de distribuição trifásico. São analisados variações de tensões, perfil de tensões, perdas ativas e reativas, carregamentos, compensação da queda de tensão devido a partida de motor de indução e grau de desequilíbrio de tensões.

2.0 - FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO

2.1 Modelos Trifásicos

Neste trabalho são empregados modelos de linhas aéreas de distribuição trifásicas, linhas de distribuição subterrâneas trifásicas, transformadores trifásicos, banco de capacitores, reguladores de tensão monofásicos e trifásicos, além de modelos de cargas com potência constante, impedância constante e corrente constante. Todos os modelos são apresentados na referência [3]. Além disso propõe-se um modelo trifásico para o aerogerador E-33 da Wobben Wind Power mostrado a seguir:

2.1.1 Turbina Eólica

O modelo da turbina é feita com a curva de coeficiente de potência representada pelas equações abaixo:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5 \left(\frac{101.5A}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{-16.5}{\lambda_i}} \quad (1) \quad \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.089} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \quad (2) \quad \lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (3)$$

A seguir é mostrada uma comparação da curva de potência do fabricante com a aproximação dada pela equação (1).

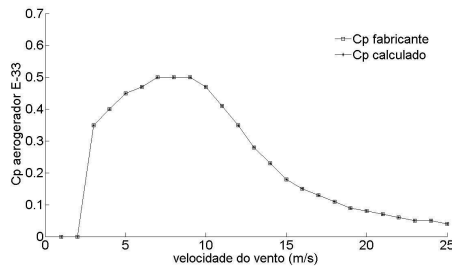


Fig. 1 – Comparação da curva de potência do fabricante com a curva de potência do modelo

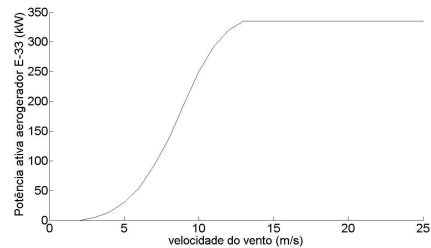


Fig. 2 – Curva de potência do aerogerador E-33

A equação da potência ativa produzida por um aerogerador para uma determinada velocidade do vento é dada pela fórmula abaixo:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (4)$$

2.1.2 Gerador Trifásico

A excitação de geradores conectados em sistemas de transmissão de energia pode ser feita de duas formas: tensão constante ou fator de potência constante, [4]. Em sistemas de distribuição o controle do fator de potência é adotado para maximizar a geração de potência ativa. Neste caso, a operação com o fator de potência unitário é usualmente adotada. Portanto, neste trabalho, a operação com fator de potência constante é adotada como forma de controle.

A fig. 3 apresenta o sistema de controle da excitação do gerador síncrono.

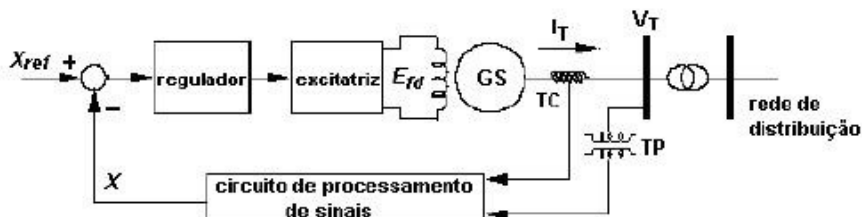


Fig. 3 – Controle da excitação do gerador síncrono

Neste caso do controle do fator de potência a tensão de campo é automaticamente ajustada para manter o fator de potência constante

No programa desenvolvido o cálculo matemático é feito da seguinte maneira: 1) para uma dada velocidade de vento a potência ativa P_e é obtida da curva de potência fornecida pelo fabricante e depois calculada por fase; 2) com o fator de potência especificado é feito o cálculo da potência reativa Q_e por fase a partir da equação (6)

$$Q_e = P_e \sqrt{\frac{1 - \cos^2 \theta}{\cos^2 \theta}} \quad (6)$$

2.2 Fluxo de Carga Trifásico

O processo para a resolução do fluxo de carga trifásico adotado pelo programa desenvolvido denominado de análise de redes com geração distribuída (ANAREDDG) consiste na técnica iterativa de escada (ladder), composta de 2 processos de cálculo de tensão o processo ForwardSweep e o processo BackwardSweep. Para que se compreenda em que consistem esses 2 processos, a seguinte convenção é usada: Nó isolado – nó conectado unicamente a um outro nó; Nó intermediário – nó conectado a exatamente 2 nós; Nó de junção – nó conectado a 3 ou mais nós. Assim, o processo ForwardSweep consiste em se acumular as tensões partindo dos nós isolados. No início as tensões em todos os nós são inicializadas com o valor da tensão nominal do nó. As tensões são acumuladas partindo dos nós isolados e passando pelos nós intermediários. Ao chegar nos nós de junção, as tensões dos ramos laterais do nó de junção tem que ter sido acumuladas pelo processo descrito anteriormente. Isso é feito até se chegar no nó da subestação. Durante o ForwardSweep, são usadas as equações do ForwardSweep que se encontram descritas nos modelos dos tópicos a seguir. Ao se chegar no nó da subestação é verificado se os valores das tensões encontradas encontram-se dentro de uma certa tolerância com relação as tensões de referência. Se não é alcançada a tolerância, o processo do BackwardSweep é iniciado que consiste em se percorrer o sistema partindo do nó fonte da subestação em direção aos nós isolados (usando as equações do BackwardSweep que se encontram descritas nos modelos dos tópicos a seguir). Nesse processo não é mais necessário o cálculo das correntes que percorrem as linhas e os transformadores do sistema, pois, as correntes calculadas no ForwardSweep são usadas. O programa utiliza então o ForwardSweep e o BackwardSweep até que a tolerância seja alcançada. De início as matrizes dos reguladores não são usadas. Depois que uma convergência inicial é alcançada, começa-se a montar as matrizes dos reguladores e a usá-las. Abaixo é mostrado um fluxograma básico da técnica iterativa implementada no programa ANAREDDG.

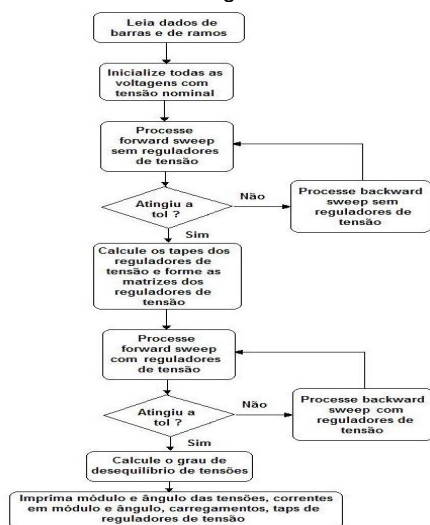


Fig. 4 Fluxograma do programa ANAREDDG

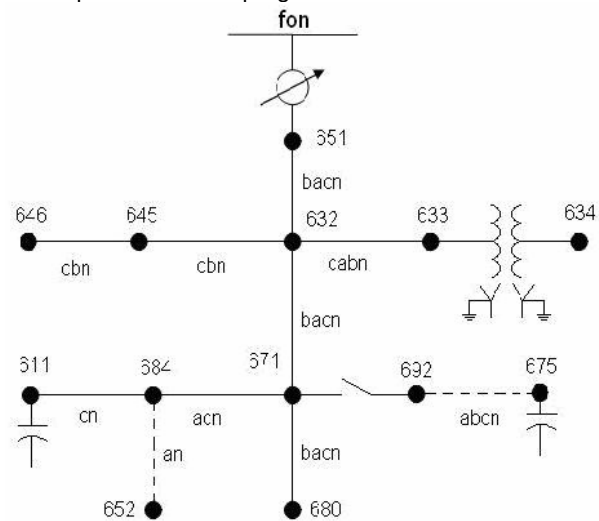


Fig. 5 – Sistema teste IEEE 13 barras

3.0 METODOLOGIA

A metodologia aqui empregada consistiu em fazer um determinado estudo para a carga pesada e em seguida o mesmo estudo para a carga leve (assumida como 1/3 da carga pesada). Todos os estudos são feitos com as turbinas eólicas apresentando fator de potência unitário e 0.95 indutivo. No entanto neste artigo somente apresenta-se resultados da carga pesada e com os geradores em fator de potência unitário. Inicialmente os estudos são feitos sem o regulador de tensão da subestação e posteriormente com o regulador de tensão da subestação. Inicialmente casos-base são estabelecidos. Os casos-base acontecem quando o sistema de distribuição está sem turbinas eólicas conectadas. Em seguida, analisa-se a influência da conexão de parques eólicos em parâmetros do sistema elétrico seguindo a seguinte ordem:

1) Perfil de tensões – analisa-se a variação percentual de tensões e o perfil de tensões do sistema; 2) Estudos de

grau de desequilíbrio de tensões – analisa-se a diminuição do grau de desequilíbrio na barra 680, e em barras próximas e distantes da 680 com a entrada de mais turbinas eólicas na barra 680 do sistema; estuda-se o efeito da variação do modelo das cargas no grau de desequilíbrio de tensões; 3) Estudos de perdas elétricas– Estuda-se como as perdas de potência ativa e reativa por fase e total variam com o número de turbinas eólicas conectadas ao sistema; 4) Estudos de queda de tensão devido a partida de motores são feitos com turbinas eólicas conectadas na barra 633 enquanto a queda é provocado na barra 634.

Por último apresenta-se um modo de operação alternativo do sistema através da conexão de um banco de reguladores monofásicos conectados na subestação. Mostra-se que o ajuste variável do banco de reguladores monofásicos, provoca, em geral, o menor impacto nos parâmetros do sistema elétrico quando o mesmo opera com a conexão de turbinas eólicas.

Sistema teste

O sistema teste aqui analisado é o sistema de distribuição de 13 barras do IEEE, cujo diagrama unifilar é mostrado na fig. 5.

4.0 RESULTADOS NUMÉRICOS

Neste artigo são apresentados somente os casos relativos à carga pesada e geradores funcionando com fator de potência 1. Todos os estudos têm o seu respectivo caso base como referência. O caso base consiste na simulação do sistema teste sem a conexão das turbinas eólicas.

4.1 Casos sem regulador de tensão na subestação

4.1.1 Análise das Tensões na Barra 680

Inicialmente simulou-se a variação percentual de tensão da barra 680 com a turbina eólica conectada na barra 680. Aumentou-se gradativamente o número de turbinas eólicas e constatou-se que o limite é de 9 turbinas eólicas (com vento de 12.5m/s – máquinas gerando potência nominal), para que um estudo de estabilidade não seja obrigatório [5]. A fig. 6 mostra a variação percentual de tensão na barra onde está conectada a usina eólio-elétrica, quando o número de turbinas eólicas varia de 0 a 9.

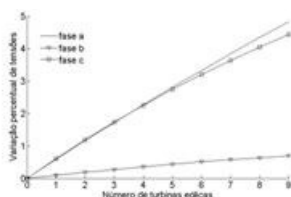


Fig. 6 Variação percentual de tensões na barra 680 – FP = 1

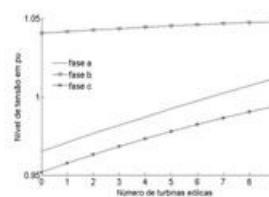


Fig. 7 Variação das tensões nas fases a, b e c da barra 680 com a variação do número de turbinas eólicas – FP = 1

A maior variação percentual de tensões ocorre na fase a e corresponde a 4.83 % quando o número de turbinas eólicas na barra 680 é 9.

A Fig. 7 mostra o gráfico de como variam as tensões nas fases a, b e c da barra 680 quando o número de turbinas eólicas aumenta de 0 até 9.

Como pode ser notado pelo gráfico acima obtém-se uma variação não uniforme de tensão nas fases a, b e c, ao contrário do que nos mostraria um fluxo de carga monofásico, onde as tensões cresceriam igualmente nas três fases. Isso ocorre devido a presença das impedâncias mútuas que tornam não-linear o crescimento das tensões. Pode-se ver pelo gráfico acima, que a tensão que se mantém em um nível mais alto é a da fase b.

4.1.2 Análise do Grau de desequilíbrio

O primeiro estudo de variação de grau de desequilíbrio que foi feito, consistiu em variar o número de turbinas eólicas conectadas na barra 680, fazendo-se o número de turbinas eólicas variar de 0 a 9. As turbinas eólicas operam com velocidade nominal de 12.5 m/s e os geradores com fator de potência 1. O grau de desequilíbrio é monitorado nas barras 675, 671, 680 e 632.

A fig. 8 mostra que, o grau de desequilíbrio de tensão decresce quando o número de turbinas eólicas conectadas na barra do sistema de distribuição aumenta. O desequilíbrio de tensão decresce mais na barra 680. Ele decresce 58.86 %. Nas barras 675, 671 e 632 os percentuais de redução são, respectivamente, de 46.37 %, 48.77 % e 54.85 %. Todos os percentuais de redução são relativos ao caso base. Este fato mostra que barras mais distantes do parque eólico tem seu desequilíbrio de tensão menos alterado do que barras mais próximas do parque eólico; e

que barras que recebem influência do fluxo da subestação (632) e do parque eólico, tem seu desequilíbrio de tensão melhorado.

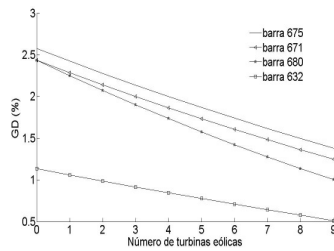


Fig. 8 – Variação do desequilíbrio de tensão em barras do sistema elétrico – FP = 1

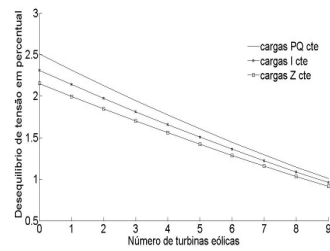


Fig. 9 – Variação do grau de desequilíbrio na barra 680 com a variação da modelagem da carga – FP = 1

Também pode-se concluir que barras que possuem o grau de desequilíbrio acima de 2 % podem vir a ter um grau de desequilíbrio abaixo deste valor, unicamente com a adição de mais turbinas eólicas conectadas na barra 680. Assim o grau de desequilíbrio de tensão pode ser reduzido para um valor abaixo de 2%, satisfazendo assim a norma internacional [6].

A Fig. 9 mostra que as cargas modeladas como potência constante provocam um desequilíbrio de tensão na barra 680 maior do que as cargas modeladas como corrente constante que por sua vez é maior que o desequilíbrio de tensão provocado quando as cargas são de impedância constante. Quando o número de turbinas eólicas cresce a diferença entre os valores dos desequilíbrios de tensão decresce.

4.1.3 Análise das perdas elétricas

A seguir apresenta-se um gráfico de como variam as perdas de potência ativa e reativa com o número de turbinas eólicas. Todos os geradores eólio-elétricos possuem fator de potência 1 e as turbinas trabalham com vento de 12.5 m/s. As turbinas eólicas são adicionadas uma a uma até que haja um total de nove na barra 680.

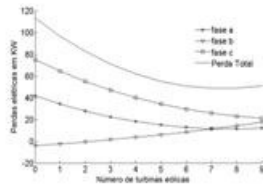


Fig. 10 – Variação das perdas ativas por fase e total – FP = 1

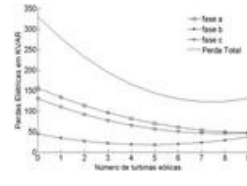


Fig. 11 – Variação das perdas reativas por fase e total – FP = 1

A Fig. 10 mostra que a perda total ativa decresce quando o número de turbinas eólicas aumenta até 7 na barra 680 do sistema de distribuição. A perda ativa decresce mais na fase A. Ela decresce em 72.40 %. Na fase C o percentual de redução é de 41.33 %. Na fase B o percentual de aumento é de 388.48 %. Todos os percentuais de redução e de aumento são relativos ao caso base e com um total de 7 turbinas eólicas no parque.

Como esperado a fase A apresentou uma redução nas perdas de potência, assim como a fase C. No entanto, a fase B apresenta inicialmente uma perda de potência negativa (ganho de potência – como se a fase estivesse “gerando” potência) e aumenta suas perdas de potência, ou seja, decresce esse ganho de potência. A potência foi transferida da fase A para a fase B, sem os benefícios de uma conexão sólida, caso, por exemplo, da transferência da potência do campo magnético que ocorre num transformador [6]. A transferência de potência entre as fases através das impedâncias mútuas da linha resultou nesse tipo de comportamento. A redução das perdas totais de potência ativa com 7 turbinas eólicas é de 56.92 %.

A Fig. 11 mostra que, a perda total de potência reativa decresce quando o número de turbinas eólicas aumenta para 7 na barra 680. A redução da perda de potência reativa total é de 62.94 %. A perda de potência reativa decresce nas fases A e C até que um total de 7 turbinas eólicas seja alcançado na barra 680. Os percentuais de redução são respectivamente de 65.69 % e 64.73 %. Na fase B, a perda de potência reativa decresce até quando o número de turbinas eólicas aumenta para 5. O percentual de redução é de 59.57 %.

4.1.4 Análise da partida estática de um motor

A Fig. 12 mostra o gráfico do nível de tensão na fase C da barra 634, onde está conectado um motor de indução trifásico de 100 HP com fator de potência de 0.4 atrasado (com rotor bloqueado – na partida, ou seja, sem realizar trabalho útil e consumindo energia reativa). Os geradores operam com fator de potência 1.

Na Fig. 12 o gráfico do nível de tensão na fase C da barra 634 é apresentado, porque essa é a fase que apresenta o pior nível de tensão. Em todas as três fases o nível de tensão aumenta quando o número de

turbinas eólicas aumenta na barra do sistema de distribuição. Durante a partida do motor, a voltagem na fase C da barra 634 sem conexão de turbinas eólicas é 0.93 p.u. Quando o número de turbinas eólicas na barra 633 é sete a voltagem é 0.952 p.u na fase C da barra 634. Como esse valor já está dentro da faixa, pode-se concluir que com sete turbinas eólicas a queda de tensão provocada pelo motor é compensada.

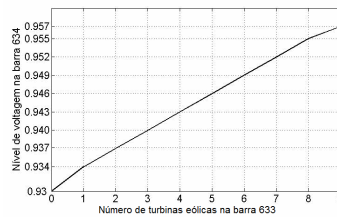


Fig. 12 – Partida de motor na barra 634 – FP = 1

4.2 Casos com regulador de tensão na subestação

4.2.1 Análise das Tensões na Barra 680

Inicialmente simulou-se a variação percentual de tensão da barra 680 com a eólica colocada na barra 680. Aumentou-se gradativamente o número de turbinas eólicas e percebeu-se que o limite é de 9 turbinas eólicas (vento de 12.5 m/s – geração nominal). Traçou-se então a variação percentual de tensão e o perfil de tensão na barra da turbina eólica, quando o número de turbinas eólicas variou de 0 a 9.

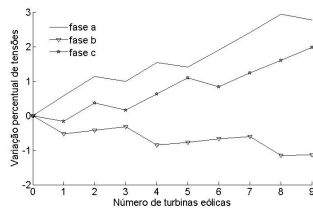


Fig. 13 Variação percentual de tensões na barra 680 – FP = 1

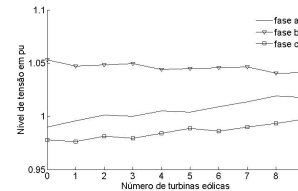


Fig. 14 Variação das tensões nas fases a, b e c da barra 680 com a variação do número de turbinas eólicas – FP = 1

Do gráfico da Fig. 13, pode-se ver que as maiores variações percentuais de tensão ocorrem quando há 9 turbinas eólicas conectadas na barra 680 e correspondem, respectivamente, a 2.778 %, -1.13 % e 1.98 % nas fases a, b e c.

O gráfico da Fig. 14 de perfil de tensões também demonstra isso. Pode-se ver que a fase b apresenta um comportamento decrescente, enquanto que as fases a e c um comportamento crescente de tensões. Isso demonstra a operação do regulador de tensão na barra da subestação do sistema de distribuição.

4.2.2 Análise do Grau de desequilíbrio

O primeiro estudo de variação de grau de desequilíbrio que foi feito, consistiu em variar o número de turbinas eólicas conectadas na barra 680, fazendo-se o número de turbinas eólicas variar de 0 a 9. As turbinas eólicas operam com velocidade nominal correspondendo a ventos de 12.5 m/s e geradores com fator de potência 1. O grau de desequilíbrio é monitorado nas barras 675, 671, 680 e 632.

A Fig. 15 mostra que, o desequilíbrio de tensão decresce quando o número de turbinas eólicas conectadas na barra do sistema de distribuição aumenta. O desequilíbrio de tensão decresce mais na barra 680 até um total de 8 turbinas eólicas conectadas na barra 680. Depois o desequilíbrio de tensão aumenta um pouco. Além disso, o desequilíbrio aumenta quando obtém-se 3 turbinas eólicas comparadas com duas e 5 turbinas eólicas comparadas com 4. Ele decresce 90.67 % na barra 632. Nas barras 675, 671 e 680 os percentuais de redução são, respectivamente, de 53.11 %, 56.57 % e 64.84 %.

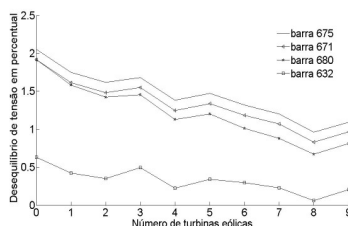


Fig. 15 – Variação do desequilíbrio de tensão em barras do sistema elétrico – FP = 1

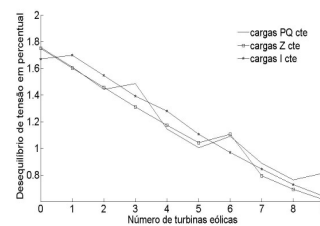


Fig. 16 – Variação do grau de desequilíbrio na barra 680 com a variação da modelagem da carga – FP = 1

Todos os percentuais de redução são relativos ao caso base e ocorrem quando há 8 turbinas eólicas conectadas, ou seja, é o percentual máximo de redução. Este fato mostra que barras mais distantes do parque eólico tem seu desequilíbrio de tensão menos alterado do que barras mais próximas do parque eólico; e que barras que recebem influência do fluxo da subestação (632) e do parque eólico, tem seu desequilíbrio de tensão melhorado.

A Fig. 16 mostra que dependendo do número de turbinas eólicas que estejam conectadas na barra 680, as cargas modeladas com potência constante podem provocar um grau de desequilíbrio de tensão na barra 680 maior que aquelas modeladas com impedância constante ou com corrente constante; ou apresentar um desequilíbrio de tensão menor que as situações com esses dois modelos de carga (impedância e corrente). Tal fato pode ser observado no gráfico ao analisar-se 3 turbinas eólicas quando pode-se perceber potência constante maior que impedância constante e corrente constante; e com 5 turbinas eólicas quando percebe-se a situação contrária. As cargas com corrente constante apresentam um comportamento intermediário, na medida em que os taps do regulador da subestação variam quando aumenta o número de turbinas eólicas. A carga modelada com esse tipo provoca um grau de desequilíbrio entre o grau de desequilíbrio quando as cargas são modeladas como potência constante e como impedância constante.

4.2.3 Análise das perdas elétricas

A seguir mostram-se gráficos que ilustram a variação das perdas de potência ativa e reativa com o número de turbinas eólicas. Todas as turbinas eólicas trabalham vento 12.5 m/s e os geradores eólio-elétricos operam com fator de potência 1 e. As turbinas eólicas são adicionadas uma a uma até que haja um total de nove na barra 680.

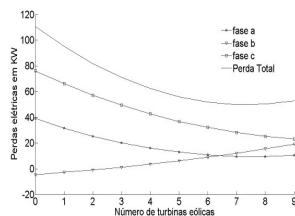


Fig. 17 – Variação das perdas ativas por fase e total – FP = 1

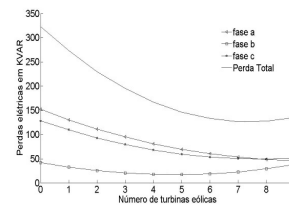


Fig. 18 – Variação das perdas reativas por fase e total - FP = 1

A Fig. 17 mostra que a perda total ativa decresce quando o número de turbinas eólicas aumenta até 7 na barra 680 do sistema de distribuição. A perda ativa decresce mais na fase A. Ela decresce em 75.37 %. Na fase C o percentual de redução é de 62.80 %. Na fase B o percentual de aumento é de 362.60 %. Todos os percentuais de redução e de aumento são relativos ao caso base e com um total de 7 turbinas eólicas no parque eólico.

Como era esperado a fase A apresentou uma redução nas perdas de potência, assim como a fase C. No entanto, a fase B apresenta inicialmente uma perda de potência negativa (ganho de potência) e aumenta suas perdas de potência, ou seja, decresce esse ganho de potência. A potência foi transferida da fase A para B, sem os benefícios de uma conexão sólida, caso, por exemplo, da transferência da potência do campo magnético que ocorre num transformador [3]. A redução das perdas totais de potência ativa com 7 turbinas eólicas é de 54.87 %.

A Fig. 18 mostra que, a perda total de potência reativa decresce quando o número de turbinas eólicas aumenta para 7 na barra 680. A redução da perda de potência reativa total é de 60.86 %. A perda de potência reativa decresce na fase A até que um total de 9 turbinas eólicas seja alcançado na barra 680. O percentual de redução é de 69.81 %. Na fase B, a perda de potência reativa decresce até quando o número de turbinas eólicas aumenta para 5. O percentual de redução é de 59.05 %. Na fase C ocorre uma diminuição das perdas até que um total de 8 turbinas eólicas esteja presente na barra 680. O percentual de redução nesse caso é de 61.40 %.

4.2.4 Análise da partida estática de um motor

O motor está conectado na barra 634 e é um motor de indução trifásico de 100 HP com fator de potência de 0.4 atrasado (com rotor bloqueado – na partida, ou seja, sem realizar trabalho útil e consumindo energia reativa). Na carga pesada, a fase C da barra 634 é a fase que apresenta o pior nível de voltagem. Durante a partida do motor, a voltagem na fase C da barra 634 sem conexão de turbinas eólicas é 0.951 p.u. Assim, pode-se concluir que sem turbinas eólicas a voltagem já está dentro da faixa operável.

O regulador de tensão da subestação foi ajustado com diferentes ajustes de compensação nas fases. Isto tem como objetivo mostrar um modo de operação alternativo para o sistema de distribuição. Esse modo de operação provoca menores impactos que os dois modos de operação descritos anteriormente e traz vantagens na operação do sistema elétrico.

Tabela 1 Comparação dos modos de operação do sistema em carga pesada com geradores trabalhando com fator de potência unitário

Modos de oper.	Sem regulador	Regulador trifásico	Banco de reg.
Tensões 680/Maior Variação percentual 680	Fase a – 1.0121 Fase b – 1.0481 Fase c – 0.9944 MV–fase a 4.83%	Fase a – 1.0175 Fase b – 1.0410 Fase c – 0.9973 MV–fase a 2.78%	Fase a – 1.0308 Fase b – 1.0413 Fase c – 1.0036 MV–fase a 2.049%
Perdas Totais	Ativa – 51.247KW Reat – 130.1KVAR	Ativa – 52.792KW Reat – 135.359KVAR	Ativa – 52.312KW Reat – 134.095KVAR
Queda de tensão	Compensou com 7 turbinas eólicas na barra 633 – tensão final 0.952pu	A tensão não cai abaixo de 0.95pu	A tensão não cai abaixo de 0.95pu
GD 680	1.0004%	0.8117%	0.6543%

5.0 CONCLUSÃO

De acordo com os estudos apresentados pode-se afirmar: quando toda a carga do sistema é de potência constante o grau de desequilíbrio no ponto de conexão do parque eólico é maior do que quando toda a carga é de corrente constante, que por sua vez é maior do que quando toda a carga é de impedância constante. Esse comportamento não ocorre quando o regulador da subestação está presente; A maior variação percentual de tensões na barra de conexão das turbinas eólicas ocorre quando as máquinas trabalham com fator de potência unitário e quando o sistema opera sem regulador de tensão; A variação de tensão quando as máquinas operam com fator de potência 1 é positiva nas três fases do ponto de conexão do parque eólico. As perdas elétricas são menores quando o sistema opera sem regulador de tensão na carga pesada e com as máquinas trabalhando com fator de potência unitário; Existe a possibilidade de queda de tensão devido a partida de motores quando o sistema opera sem regulador de tensão. Já quando a operação ocorre com regulador de tensão existe a possibilidade de que essa queda de tensão seja compensada por um ajuste adequado do regulador de tensão. Nesse caso, o sistema com regulador trifásico apresentou um grau de desequilíbrio ligeiramente menor no ponto de conexão das turbinas eólicas; O grau de desequilíbrio de tensão de uma barra do sistema elétrico pode ser mantido abaixo de 2%, com a conexão de mais turbinas eólicas; As perdas elétricas em um sistema de distribuição decrescem com o aumento das turbinas eólicas conectadas.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) PERSAUD, S., FOX, B., FLYNN, D., "Impact of remotely connected wind turbines on steady state operation of radial distribution networks", *Proceedings of the IEE Generation Transmission and Distribution*, Vol. 147, nº 3, pp. 157-163, 2000.
- (2) PAVINATTO, E. F., *Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica*, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2005.
- (3) KERSTING, W. H., *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press, Second Edition, New York, USA, 2006.
- (4) HURLEY, J.D., BIZE, L.N. E MUMMERT, C.R., "The adverse effects of excitation system VAR and power factor controllers", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Volume: 14, Issue: 4, Pages: 1636 – 1645, Dec. 1999.
- (5) ESTANQUEIRO, A. I., *Modelação Dinâmica de Parques Eólicos*, Universidade Técnica de Lisboa, 1997.
- (6) INTERNATIONAL EUROTECHNICAL COMMISSION. *EURPEAN STANDARD EN 50160*, 1994.

7.0 DADOS BIOGRÁFICOS

Adriano Aron Freitas de Moura nasceu em Mossoró – RN – Brasil em 28 de dezembro de 1983. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará - CE, em 2006. Recebeu o título de Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará Fortaleza – CE – Brasil, em 2009. Atualmente é professor da Universidade de Fortaleza (UNIFOR).

Ailson Pereira de Moura nasceu em Mossoró – RN – Brasil em 31 de agosto de 1955. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará - CE, em 1979. Em 1983 diplomou-se como Especialista em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Itajubá – MG. Em 1986 e 1996 recebeu, respectivamente, os graus de Mestre em Ciências e de Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande - PB. Desde 1981, é professor do Depto de Eng. Elétrica da Universidade Federal do Ceará e atualmente é professor associado 2..