

# Quantificação dos Níveis de Desequilíbrio de Tensão no Sistema de Transmissão no Norte do Brasil

T.T Lima, *UnB*; G.F. Silva, *UnB*; O.A.Fernandes, *Eletronorte*; A.L.F.Filho, *UnB*; L. F. L. Arão, *Eletronorte*; E.G.Domingues, *CEFET/GO*;

**Resumo**--Este artigo objetiva ilustrar os resultados de uma campanha de medição dos níveis de desequilíbrio de tensão em 11 pontos distintos do sistema de transmissão localizados no norte do Brasil. Com o auxílio de algumas ferramentas estatísticas, a saber, gráficos de distribuição de probabilidade, valores médio, máximo e ainda, o desvio padrão, são formados grupos em que as diferenças encontram-se nos níveis de desequilíbrio detectados. Cada conjunto é, então, minuciosamente investigado com relação aos patamares das amplitudes das tensões e dos ângulos de fase apresentados, com o intuito de se identificar o principal colaborador para os desequilíbrios medidos. Este trabalho, além de mostrar um levantamento dos níveis do desequilíbrio no sistema de transmissão no norte do Brasil, permite o conhecimento do comportamento das amplitudes e dos ângulos das tensões associados aos patamares de desequilíbrio detectados. Tais associações podem ser essenciais para se alcançar ações que minimizam de forma eficiente os danosos efeitos que o desequilíbrio pode ocasionar.

**Palavras Chave**--Eletronorte, fator K, níveis de desequilíbrio de tensão, normas e recomendações, qualidade de energia, amplitudes das tensões, ângulos de fase.

## I. INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, inúmeros esforços têm sido direcionados à normatização dos fenômenos vinculados à qualidade da energia elétrica. A ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, e o ONS, Operador Nacional do Sistema, em parceria com universidades, centros de pesquisa, fabricantes de equipamentos e consumidores, têm executado algumas campanhas de medição e coordenado diversos fóruns de debates destinados ao desenvolvimento de ações que visam assegurar o desempenho da Rede Básica quanto aos indicadores de qualidade da energia elétrica [1]. Com tais atividades, espera-se obter normas que venham a refletir apropriadamente a realidade nacional concernente ao desempenho da rede e à qualidade da energia. Logo, é importante, nesta fase, ponderar criteriosamente sobre a adoção, proposição e definição de metodologias, índices de avaliação e limites toleráveis, visando-se a uma identidade do ponto de vista físico e a uma correspondência evidente e inter-relacionada com aspectos fundamentais da qualidade da energia e suas implicações.

Há ainda que se mencionar, embora não se constitua um fato absolutamente inesperado, a correlação existente entre os métodos e critérios internacionais e o que vem sendo praticado nas recomendações e (ou) normas brasileiras em eletricidade, haja vista as suas semelhanças [2], [3], [4] e [5]. Com facilidade, observa-se a manutenção de limites e metodologias adotadas e adaptadas pela Aneel e o ONS, dentre outros órgãos, oriundas, sobretudo, de pesquisas de grupos de trabalho do IEC (International Electrotechnical Commission) e do IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Por se tratarem de questões envolvendo comportamentos aleatórios no tempo, função inclusive de conexões e desligamentos de cargas do sistema, conforme atestam algumas publicações na literatura atinente, torna-se premente uma investigação minuciosa sobre a conveniência dessa prática. Neste caso, medições de campo que evidenciem a realidade dos nossos sistemas nos dias atuais, caracterizam-se como ações providenciais.

Com base nos aspectos citados, apresenta-se neste trabalho, os resultados da quantificação do desequilíbrio de tensão em 11 diferentes pontos de medição do sistema de transmissão do norte do Brasil. Para tanto, são executadas com base em algoritmos computacionais desenvolvidos para este fim, algumas análises estatísticas que envolvem o fator de desequilíbrio (fator K) e as amplitudes das tensões em conjunto com as suas respectivas defasagens angulares.

Vale ressaltar que, ações voltadas ao conhecimento dos níveis de desequilíbrio associados aos valores das amplitudes e ângulos das tensões que os geraram, podem-se caracterizar como essenciais quando da busca dos procedimentos destinados à minimização eficiente dos efeitos do supramencionado fenômeno.

## II. DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

### A. Definição e Método de Cálculo do Desequilíbrio (Fator K)

Os desequilíbrios presentes nas redes elétricas são fenômenos referentes a alterações dos padrões trifásicos de sistemas de transmissão/distribuição. Descreve-se na condição a qual as fases apresentam tensão com módulos diferentes entre si, ou defasagem angular entre as fases diferentes de 120° elétricos ou ainda, as duas condições simultaneamente.

Como alguns instrumentos de medição não disponibilizam os ângulos dos fasores, foram criadas formas alternativas para

quantificação do desequilíbrio de tensão, aqui denominado de fator K, ou simplesmente K. Neste trabalho, em função do objetivo já mencionado, utiliza-se para o cálculo do fator K, somente o método das componentes simétricas, que demanda as amplitudes e os ângulos das tensões.

*Componentes Simétricas:* Neste método o desequilíbrio de tensão é definido pela razão entre os módulos das componentes de seqüência negativa e positiva, em porcentagem, conforme Equação (1). No Brasil, este método é o adotado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema).

Onde:

$V_-$  → Módulo da tensão de seqüência negativa;

$V_+$  → Módulo da tensão de seqüência positiva;

$$K\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100 \quad (1)$$

### B. Normas e Recomendações

Apresenta-se na Tabela 1, os índices de conformidade retirados das normas e recomendações utilizadas ao redor do mundo para o controle da Qualidade da Energia Elétrica, com relação aos desequilíbrios de tensão (fator K). No Brasil têm-se os Procedimentos de Rede que determinam como limite o patamar de 2%.

Quando da determinação do indicador a ser comparado com tal limite deve-se:

- 1) identificar qual é o valor com probabilidade de 95% de não ser excedido calculado considerando 1 dia, para todos os 7 dias consecutivos em análise.
- 2) o valor indicador corresponde ao maior dentre os sete adquiridos anteriormente, em base diária.

Tabela 1: Índices de conformidade

Recomendação / Norma	Limite
IEC	2%
GCOI/GCPS	2%
CENELEC	2%
NRS-048	2%
NTSCE	---
ANSI	3%

A CENELEC e a NRS-048 permitem, em algumas áreas onde parte dos consumidores são monofásicos ou bifásicos, que o índice de conformidade seja igual a 3%.

Verifica-se que a maioria das normas limita em 2% o desequilíbrio de tensão. Isto mostra que os índices de conformidade convergem para este valor.

### III. ANÁLISE DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

O estudo ora apresentado foi realizado com base nos dados de medição coletados em 11 pontos situados no norte do Brasil. Trata-se de 1 ponto de intercâmbio entre o submercado Norte-Sul (ponto B), 1 ponto de intercâmbio entre o submercado Norte-Nordeste (ponto H) e 9 consumidores eletro-intensivos.

Para a realização da maioria das medições utilizou-se o aparelho ION 8500, durante o período de uma semana. Todos os TI são de classe de exatidão de 3%. Os dados foram coletados com uma frequência de aquisição de 10 minutos, totalizando 1008 registros para cada local.

A Tabela 2 apresenta a média aritmética do fator K e as características de tensão e potência dos pontos monitorados. Os pontos B e H são pontos de intercâmbio entre submercados.

Tabela 2 - Características dos pontos monitorados

Pontos Monitorados	Média Aritmética do fator K[%]	Tensão (kV)	Potência (MW)
A	1,2180	230	124
B	0,6048	500	-
C	0,5891	230	800
D	0,3354	230	80
E	0,2652	230	64
F	0,2544	230	800
G	0,2512	230	73
H	0,2007	500	-
I	0,1811	230	825
J	0,1237	230	70
K	0,0774	230	825

Da Tabela 2 observa-se que somente os pontos B e H apresentam tensão em 500 kV. Os demais pontos de medição ilustram tensão de 230 kV (rede básica). Alguns consumidores exibem potência por volta de 800 MW e outros em aproximadamente 100 MW.

A Figura 1 apresenta os valores estatísticos do fator K para cada um dos locais analisados.

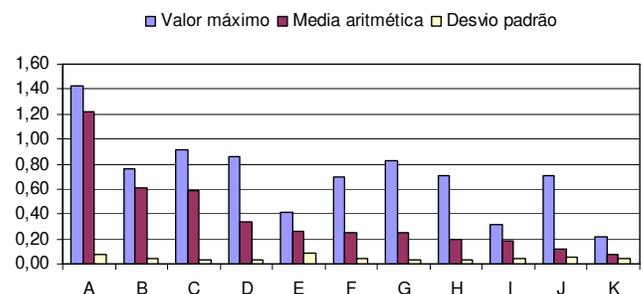


Figura 1 – Estatística dos desequilíbrios de tensão

Da Figura 1 detecta-se que os mais elevados valores de máximo e de média aritmética ocorrem no ponto A, respectivamente 1,42% e 1,01%. Nos demais locais o desequilíbrio é inferior a 1,00%. Os desvios padrão são pequenos quando comparados com as suas respectivas médias aritméticas, exceto nos pontos E, J e K, aonde estes patamares chegam a 50% da média. Porém, esta exceção não tem maior relevância, diante dos baixos níveis de desequilíbrio detectados nos locais supracitados (abaixo de 0,8%).

Com o intuito de se identificar grupos diferenciados entre si pelos patamares de desequilíbrio detectados nas medições, expõe-se na Figura 2, a distribuição de ocorrências, a função

densidade de probabilidade e a função densidade de probabilidade acumulada do fator K. Os dados de todos os locais foram considerados para a construção do supramencionado gráfico.

Da Figura 2 observa-se a formação de três grupos distintos, de acordo com os valores de desequilíbrio medidos.

O grupo com valores de fator K entre 0% e 0,45% possui aproximadamente 8060 ocorrências, cerca de 73% do total. A maior concentração de registros encontra-se entre 0,15% e 0,25%.

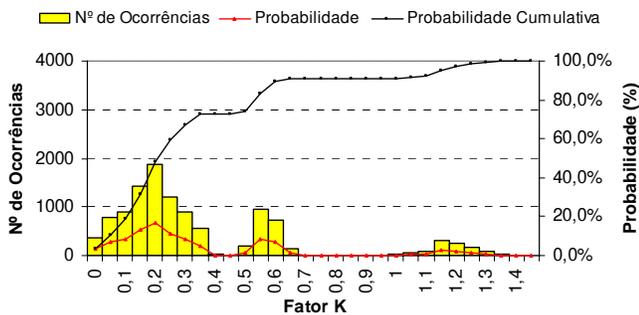


Figura 2 – Distribuição de ocorrências e densidades de probabilidade do fator K para todos os pontos em estudo

Vale ressaltar que, os pontos D, E, F, G, H e I possuem valores de fator K cujo a média aritmética encontra-se próxima a 0,2%, conforme ilustrado na Tabela 2 e na Figura 1. Devido aos pequenos valores de desvio padrão, os dados coletados nesses pontos distribuem-se próximos à média.

Para a simplificação das análises que se seguem, decidiu-se pela formação do que se denominou de grupo 1, a partir dos seguintes pontos: D, E, F, G, H, I, J e K. Trata-se de um conjunto onde o fator K varia entre 0% e 0,45%.

O grupo com fator K entre 0,45% e 0,75% constitui o grupo 2, com cerca de 2020 ocorrências (18% do total). O número de registros, nesse caso, é mais elevado no intervalo de 0,50% a 0,70%. Como pode ser observado da Figura 1 e da Tabela 2, os pontos B e C enquadram-se neste conjunto.

O grupo com fator K entre 1,0% e 1,4% possui cerca de 1010 ocorrências (9% do total). Na verdade, nesta classe de desequilíbrio, tem-se somente o ponto A. Nesse local, denominado grupo 3, a maioria dos dados situa-se entre 1,15% e 1,25%.

A seguir será apresentado um estudo cujo objetivo é investigar o comportamento das amplitudes e dos ângulos das tensões em cada grupo de desequilíbrio formado.

#### A. Análise das Amostras do Grupo 1.

A Figura 3 ilustra o gráfico de distribuição de ocorrências, função densidade de probabilidade e função densidade de probabilidade acumulada para os dados do grupo 1.

Observa-se da Figura 3, que o desequilíbrio considerando-se o grupo 1, varia de fato entre 0% e 0,45%. O valor médio de desequilíbrio obtido para esse grupo é igual a 0,21%. O intervalo mais provável de ocorrência do fator K nos pontos de medição que constituem este conjunto é de 0,15% a 0,25%.

Cerca de 70% das amostras encontram-se abaixo do patamar de 0,2% de desequilíbrio. A curva de probabilidade é praticamente simétrica em torno do ponto de maior probabilidade de ocorrência. Isso decorre da queda gradual no número de registros à medida que se afasta da média aritmética.

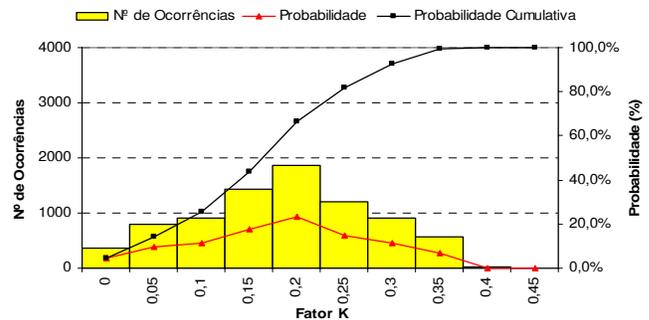


Figura 3 – Distribuição de ocorrências, função densidade de probabilidade e função densidade de probabilidade acumulada do fator K para o grupo 1

As Figuras 4 e 5 apresentam para cada fase os valores máximo, médio e o desvio padrão das amplitudes e das diferenças angulares de tensão, respectivamente, para os oito locais do grupo 1.

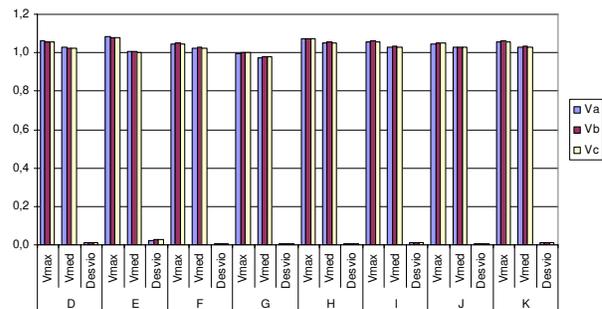


Figura 4 – Estatísticas da amplitude da tensão para os oito pontos do grupo 1

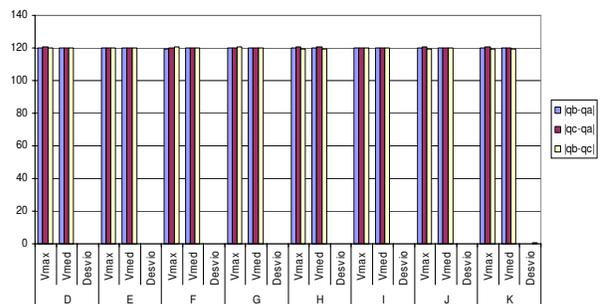


Figura 5 – Valores estatísticos das diferenças angulares de tensão para os oito pontos do grupo 1

A partir das Figuras 4 e 5, nota-se que as estatísticas das amplitudes das três fases da tensão, considerando-se cada local separadamente, são próximas entre si. O mesmo ocorre quando da abordagem das defasagens angulares. Observa-se também níveis de desvio padrão muito próximos de zero. As diferenças entre os valores máximo e médio não são elevadas.

Logo, pode-se concluir que a média aritmética é um índice representativo do comportamento das amplitudes e das diferenças angulares das tensões para estes locais em avaliação.

As Tabelas 3 e 4 exibem o fator K, os valores da média aritmética e do erro relativo máximo das amplitudes e dos ângulos das tensões, respectivamente, nos locais do grupo 1.

Tabela 3 - Comparação entre as amplitudes das tensões de fase e o fator K

Local	Va (p.u.)	Vb (p.u.)	Vc (p.u.)	Erro Relativo Máximo	Fator K
D	1,0277	1,0215	1,0218	0,61%	0,3354
E	1,0079	1,0044	1,0029	0,49%	0,2652
F	1,0243	1,0297	1,0255	0,53%	0,2544
G	0,9731	0,9779	0,9775	0,49%	0,2512
H	1,0521	1,0561	1,0520	0,39%	0,2007
I	1,0277	1,0329	1,0285	0,50%	0,1811
J	1,0264	1,0275	1,0283	0,19%	0,1237
K	1,0262	1,0337	1,0308	0,73%	0,0774

Tabela 4 - Comparação entre as defasagens angulares das tensões e o fator K

Local	$ \theta_b - \theta_a $	$ \theta_c - \theta_a $	$ \theta_b - \theta_c $	Erro Relativo Máximo	Fator K
D	120,02	120,22	119,76	0,40%	0,3354
E	120,16	120,04	119,80	0,33%	0,2652
F	119,75	119,98	120,27	0,43%	0,2544
G	119,94	119,89	120,18	0,24%	0,2512
H	120,09	120,42	119,49	0,77%	0,2007
I	120,18	120,01	119,81	0,31%	0,1811
J	119,90	120,11	120,00	0,17%	0,1237
K	120,15	120,22	119,64	0,49%	0,0774

Nota-se da Tabela 3 que todos os locais do grupo 1 apresentam pequenos valores de erro relativo máximo entre as amplitudes da tensão. O patamar mais elevado encontra-se no ponto K e é igual a 0,73%. É preciso ressaltar que este local apresentou o menor valor médio de fator K detectado no grupo 1. Embora essas constatações apontem para uma contradição, observa-se que o erro relativo máximo, calculado a partir dos valores médios, estão abaixo de 1%, o que representa a praticamente ausência de desequilíbrio entre as amplitudes das tensões.

Da Tabela 4, verifica-se valores de erro relativo máximo entre as diferenças angulares sempre abaixo de 1%. Trata-se de uma das justificativas para os pequenos patamares de fator K. De fato, a condição, onde se têm pequenos valores de discrepância entre as médias das amplitudes de tensão e entre as diferenças angulares, não é inesperada, uma vez que os valores de fator K para esse conjunto não são elevados.

### B. Análise das Amostras do Grupo 2.

A Figura 6 ilustra o comportamento da distribuição de ocorrências, e funções densidade de probabilidade e densidade de probabilidade acumulada para o grupo 2.

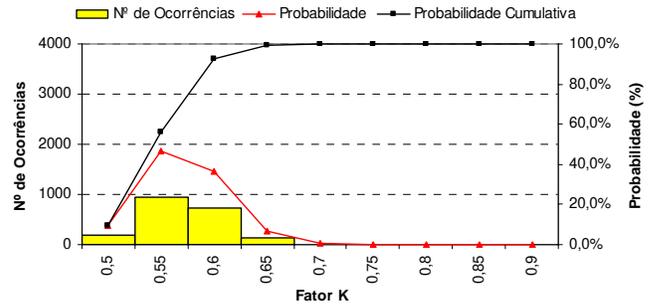


Figura 6 – Distribuição de ocorrências, função densidade de probabilidade e função densidade de probabilidade acumulada do fator K para o grupo 2

Observa-se na Figura 6 que os valores de desequilíbrio estão fundamentalmente distribuídos entre 0,50% e 0,65%. Há uma probabilidade da ordem de 47% de ocorrência de valores entre 0,55% a 0,60%. O valor médio obtido é de 0,60%. Na verdade, cerca de 90% das amostras deste conjunto encontram-se abaixo de 0,65%.

Os valores máximo, médio e de desvio padrão das amplitudes e das diferenças angulares da tensão para os dois locais do grupo 2 são mostrados, respectivamente, nas Figuras 7 e 8.

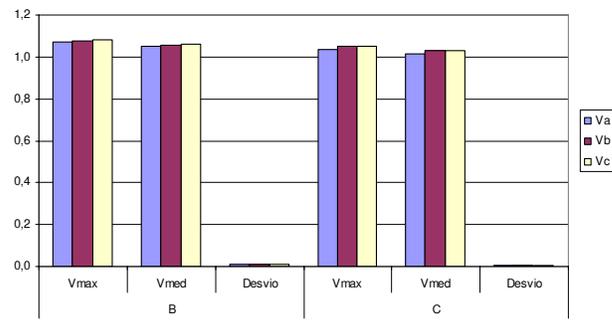


Figura 7 – Valores estatísticos de amplitude de tensão para os dois pontos do grupo 2

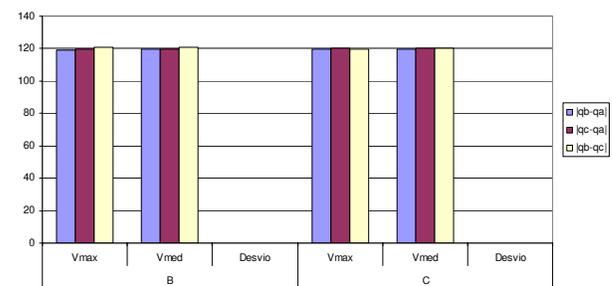


Figura 8 – Valores estatísticos das diferenças angulares de tensão para os dois pontos do grupo 2

Observa-se das Figuras 7 e 8, que as estatísticas expostas para cada fase apresentam valores próximos entre si. O desvio padrão é ínfimo quando comparado à média aritmética.

As Tabelas 6 e 7 exibem o fator K, os valores da média aritmética e do erro relativo máximo das amplitudes e dos ângulos das tensões, respectivamente, nos locais do grupo 2.

Tabela 6 - Comparação entre as amplitudes das tensões de fase e o fator K

Local	Va (p.u.)	Vb (p.u.)	Vc (p.u.)	Erro Relativo Máximo	Fator K
B	1,0509	1,0574	1,0594	0,81%	0,6048
C	1,0145	1,0309	1,0275	1,62%	0,5891

Tabela 7 - Comparação entre as diferenças angulares das tensões de fase e o fator K

Local	$ \theta_b - \theta_a $	$ \theta_c - \theta_a $	$ \theta_b - \theta_c $	Erro Relativo Máximo	Fator K
B	119,44	119,88	120,68	1,03%	0,6048
C	119,66	120,13	120,21	0,46%	0,5891

Os maiores valores de erro relativo observados nas Tabelas 6 e 7, dizem respeito aos dados dos pontos B e C. Eles são mais acentuados aos obtidos para o grupo 1. Destaca-se que, embora os valores de fator K dos locais em avaliação apresentem valores médios próximos entre si, o erro relativo máximo obtido entre as amplitudes no ponto C é o dobro do registrado no ponto B. No entanto, quando se trata da análise das diferenças angulares ocorre o oposto. A diferença relativa máxima no ponto B supera em mais de duas vezes o resultado verificado em C. Tal comportamento sugere que no ponto B o desequilíbrio se deve principalmente à desconformidade nos ângulos, e no ponto C é decorrente, predominantemente, das desigualdades nas amplitudes das tensões. Por se tratarem de valores de fator K não muito elevados, não se tem de forma evidente quais são as prováveis justificativas para o desequilíbrio destes locais.

### C. Análise das Amostras do Grupo 3.

A Figura 9 ilustra o gráfico de distribuição de ocorrências, função densidade de probabilidade e função densidade de probabilidade acumulada para o grupo 3.

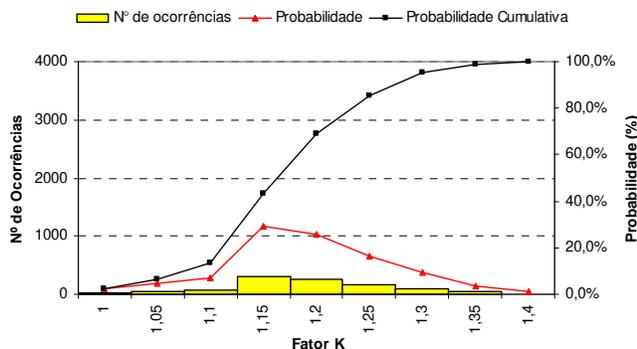


Figura 9 – Distribuição de ocorrências, função densidade de probabilidade e função densidade de probabilidade acumulada do fator K para o grupo 3

Nota-se que os níveis de desequilíbrio para o grupo 3 estão situados entre 1% e 1,45%. O intervalo de 1,15% a 1,20% tem maior probabilidade de ocorrência, aproximadamente, 29,5%. Cerca de 95% das amostras encontram-se abaixo de 1,3%. O valor médio do desequilíbrio detectado neste local é igual a 1,22%.

As Figuras 10 e 11 apresentam os valores máximo, médio e de desvio padrão das amplitudes e das diferenças angulares da tensão, respectivamente, para o consumidor do grupo 3.

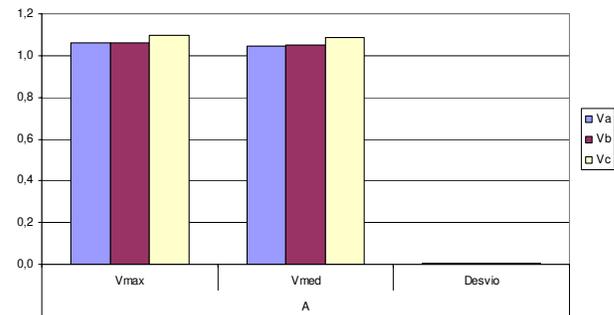


Figura 10 – Valores estatísticos de amplitude de tensão para o consumidor do grupo 3

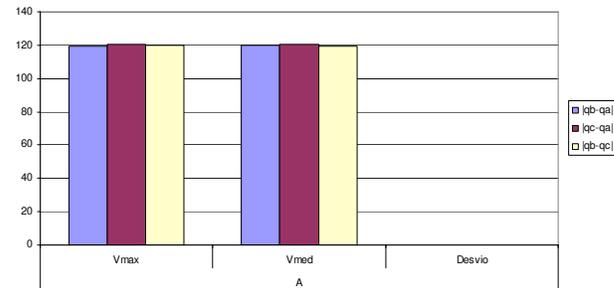


Figura 11 – Valores estatísticos das diferenças angulares de tensão para o consumidor do grupo 3

Observa-se nas Figuras 10 e 11 que os valores máximo e médio das amplitudes da tensão são mais elevados na fase C. Trata-se de uma discrepância acentuada, se comparada às apresentadas nas análises dos grupos 1 e 2. Quanto às estatísticas das defasagens angulares, verificam-se patamares de valores máximos e médios próximos entre si, e ainda, pequenos valores de desvio-padrão.

A Tabela 8 exhibe os valores de média aritmética e erro relativo máximo das tensões trifásicas no grupo 3, formado apenas pelo ponto A, bem como os níveis de desequilíbrio em cada local.

Tabela 8 - Comparação entre as amplitudes das tensões de fase e o fator K

Local	Va (p.u.)	Vb (p.u.)	Vc (p.u.)	Erro Relativo Máximo	Fator K
A	1,0454	1,0489	1,0851	3,80%	1,2180

Tabela 9 - Comparação entre as amplitudes das tensões de fase e o fator K

Local	$ \theta_b - \theta_a $	$ \theta_c - \theta_a $	$ \theta_b - \theta_c $	Erro Relativo Máximo	Fator K
A	120,01	120,56	119,43	0,95%	1,2180

Observa-se da Tabela 8, que o ponto A apresenta os maiores valores de erro relativo máximo para as amplitudes da tensão. Da Tabela 9 verifica-se um erro relativo máximo entre as defasagens dos ângulos abaixo de 1%. Logo, conclui-se que o fator K médio detectado para o ponto A, tem origem, sobretudo, na discrepância observada entre as amplitudes das tensões.

#### IV. QUALIFICAÇÃO

A Tabela 10 ilustra os valores máximos de desequilíbrio e os mais elevados patamares com probabilidade de 95% de não serem excedidos (P95%) de um intervalo de 7 dias consecutivos de medição, registrados em cada local.

Considerando-se que o Submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede do ONS impõe que o maior valor de P95%, calculado para cada dia de um período de uma semana, não deve ter fator K superior a 2%, observa-se que todos os locais atendem aos requisitos demandados pela norma.

Tabela 8 - Valores máximos de desequilíbrio e P95% de todos os locais

Grupo	Local	Máximo	P95%
1	A	1,4230	1,4060
2	B	2,7970	0,6657
	C	0,9189	0,6387
3	D	0,8562	0,4022
	E	0,4159	0,4041
	F	0,2216	0,3332
	G	0,8249	0,3033
	H	0,7054	0,2565
	I	0,3203	0,3127
	J	0,7051	0,2351
	K	0,2216	0,2144

#### V. CONCLUSÃO

As análises efetuadas neste trabalho possibilitaram vislumbrar de forma concreta o perfil de 11 pontos do sistema elétrico brasileiro de transmissão, escolhidos para este estudo.

Dos onze locais estudados verificou-se a formação, considerando-se os níveis de desequilíbrio, de três grupos denominados 1, 2 e 3.

O grupo 1 possui 8 locais e apresenta os menores níveis de desequilíbrio. Em consequência, têm-se pequenas discrepâncias entre valores médios das amplitudes e das defasagens angulares da tensão.

O grupo 2 é constituído de 2 locais. Neste caso têm-se níveis do desequilíbrio um pouco mais elevado aos ilustrados no grupo 1. Em um dos locais analisados o valor do fator K justifica-se nas diferenças entre as amplitudes das fases. Já no outro ponto de medição que compõe este grupo, as defasagens angulares são as grandes causadoras do valor do fator K.

No consumidor do terceiro e último grupo, o fator K apresenta o mais elevado desequilíbrio. Isso se deve às discrepâncias observadas entre as amplitudes das tensões.

De toda esta análise verifica-se que os níveis de desequilíbrio em alguns pontos no sistema de transmissão no norte do Brasil, não superam os limites estabelecidos pelo ONS.

É importante ressaltar que, através das análises propostas neste artigo, foi possível identificar os níveis médios de desequilíbrio para os supracitados locais, além de se ter expostas as mais prováveis justificativas para os seus valores.

#### VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL. (2000). Contribuição para a Normalização da Qualidade da Energia Elétrica – Harmônicos e Desequilíbrios nas Redes Elétricas. Relatório Parcial 6 – Resultados das Medições e Tratamentos. Universidade Federal de Uberlândia.
- [2] ANEEL. (2005). Módulo 8 – Qualidade da Energia – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.
- [3] ANEEL. (2000). Contribuição para a Normalização da Qualidade da Energia Elétrica – Harmônicos e Desequilíbrios nas Redes Elétricas. Relatório Parcial 4 – Estado da Arte. Universidade Federal de Uberlândia.
- [4] ANEEL. (2000). Contribuição para a Normalização da Qualidade da Energia Elétrica – Harmônicos e Desequilíbrios nas Redes Elétricas. Relatório Parcial 3 – Protocolos de Medição. Universidade Federal de Uberlândia.
- [5] ONS. (2002). *Submódulo 2.2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica*.