



**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE
COMUNICAÇÃO E AUTOMAÇÃO**

EDNARDO PEREIRA DA ROCHA

**ANÁLISE TRIFÁSICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM MODELOS DE TURBINAS EÓLICAS TIPO IV**

MOSSORÓ – RN

2015

EDNARDO PEREIRA DA ROCHA

**ANÁLISE TRIFÁSICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM MODELOS DE TURBINAS EÓLICAS TIPO IV**

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Comunicação e Automação, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Sistemas de Comunicação e Automação.

Orientador: Prof. Dr. Adriano Aron Freitas de Moura – UFERSA

MOSSORÓ – RN

2015

Catálogo na Fonte
Catálogo de Publicação na Fonte. UFRSA - BIBLIOTECA ORLANDO TEIXEIRA - CAMPUS
MOSSORÓ

Rocha, Ednardo Pereira da.

Análise Trifásica de Sistemas de Distribuição com Modelos de Turbinas Eólicas Tipo IV./ Ednardo
Pereira da Rocha. - Mossoró, 2015.

123f: il.

1. Turbina eólica. 2. Fluxo de carga. 3. Hosting capacity. 4. Máquinas síncronas. I. Título

RN/UFRSA/BOT/263

CDD 621312136 R672m

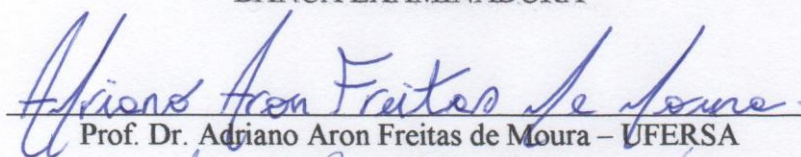
EDNARDO PEREIRA DA ROCHA

**ANÁLISE TRIFÁSICA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
COM MODELOS DE TURBINAS EÓLICAS TIPO IV**

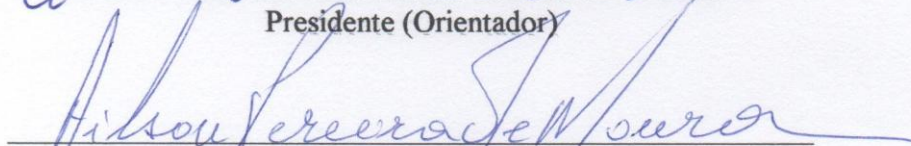
Dissertação de mestrado acadêmico apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Comunicação e Automação, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Sistemas de Comunicação e Automação.

APROVADA EM: 30/01/15.

BANCA EXAMINADORA

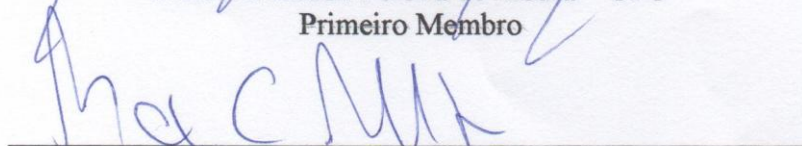

Prof. Dr. Adriano Aron Freitas de Moura – UFERSA

Presidente (Orientador)



Prof. Dr. Ailson Pereira de Moura – UFC

Primeiro Membro



Prof. Dr. Max Chianca Pimentel Filho – UFERSA

Segundo Membro

Mossoró, 30 de Janeiro de 2015

DEDICATÓRIA

A minha avó Maria Alcindélia (*in memoriam*), que com certeza já estaria preparando um belo almoço de domingo para a comemoração da conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, Edilson e Rosilane, e meus irmãos, pela educação, carinho, incentivo e compreensão. Não sei se conseguiria ser o que sou hoje sem o apoio de vocês.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus; por minha vida, pelas oportunidades que nela surgem, pelas pessoas com quem convivo e por minha família.

Agradeço aos meus familiares, especialmente aos meus pais, Edilson Bezerra e Rosilane Maria; ao meu irmão, Edgar Pereira, e à minha irmã, Edilane Pereira. A estes, eu dedico tudo em que eu obtiver êxito na vida.

A todos os colegas que tive e amigos que conquistei dentro da UFERSA, aos quais desejo nada menos que sucesso.

À minha namorada, Bruna Gabriela, pelo carinho, cuidado, paciência e companheirismo nos melhores e piores momentos.

Ao Prof. Dr. Adriano Aron Freitas de Moura, pela orientação, dedicação, compreensão e confiança ao ser meu orientador. Agradeço pelos ensinamentos e por toda contribuição na formação do meu caráter profissional.

A todos os meus professores, não somente os da graduação, mas todos aqueles que contribuíram para minha formação humana e profissional.

Aos membros da banca, Professores Dr. Ailson e Dr. Max Chianca, pelas sugestões que contribuem para o melhoramento deste trabalho.

À FAPERN pelo suporte financeiro e pelo incentivo à pesquisa.

Aos professores do PPGSCA, especialmente ao Prof. Idalmir e a Prof. Fabiana, aos quais tenho enorme respeito e admiração pelos trabalhos prestados na UFERSA.

Aos amigos mestrados do PPGSCA, José Lucas, Francisco Clebson, Adelson Menezes e Isaac.

À secretária do PPGSCA, Livia Lessa, pelo apoio administrativo e sugestões dadas ao decorrer do mestrado.

EPÍGRAFE

As conquistas dependem de 50% de inspiração, criatividade e sonhos, e 50% de disciplina, trabalho árduo e determinação. São duas pernas que devem caminhar juntas. (Augusto Cury)

RESUMO

A conexão de geradores eólico-elétricos pode causar influências significativas no perfil de tensões, desequilíbrio de tensão, no carregamento e nas perdas elétricas em sistemas de distribuição de energia radiais. Este fato requer um estudo específico, denominado *Hosting Capacity*, que tem por finalidade analisar o limite máximo do incremento de potência na rede que torna a performance do sistema aceitável para os limites de qualidade estabelecidos. Este trabalho demonstra o comportamento do sistema de distribuição radial do IEEE, composto de 13 barras, em regime permanente, quando uma máquina eólica síncrona é acoplada na barra com o maior nível de tensão do sistema, de duas formas distintas: diretamente conectada à rede e conectada por meio de conversor de frequência. Para cada tipo de conexão o fator de potência foi variado de 0.9 capacitivo a 0.9 indutivo. Os parâmetros analisados na barra de conexão foram o grau de desequilíbrio de tensão, as perdas no sistema e o perfil das tensões. As simulações foram realizadas através do programa Análise de Redes de Distribuição com Geração Eólico-Elétrica - ANAREDEGEE, que foi desenvolvido e validado com resultados próprios do IEEE. Verificou-se que houve uma redução no grau de desequilíbrio para todas as situações simuladas, quando comparadas ao valor da situação original do sistema, não superado os limites de desequilíbrios determinados por entidades como NEMA, ANSI, IEEE e ANEEL. Com relação ao perfil das tensões nas diversas barras do sistema, houve uma ligeira diminuição em algumas situações. No sistema original, o valor de tensão na fase B da barra 680 superava os 5% de sobretensão determinado pela ANEEL, apresentando um valor de 1,0529 p.u. Com a máquina diretamente conectada houve um aumento deste valor em todas as simulações com diferentes fatores de potência, enquanto que a conexão por meio de conversor de frequência possibilitou uma diminuição dos níveis de tensão da fase B para valores abaixo de 1,05 p.u. nas situações em que os fatores de potência eram iguais a 0.9 capacitivo e unitário. As perdas no sistema foram reduzidas em todos os casos, entretanto apresentaram menores valores quando a máquina síncrona era integrada ao sistema por meio de conversor de frequência. Foi observado também uma redução considerável do grau de desequilíbrio do sistema após a conexão da máquina síncrona, esta redução, na maioria dos casos, se deu de forma proporcional ao aumento da potência injetada na barra de conexão.

Palavras-Chave: Fluxo de carga; máquinas síncronas; grau de desequilíbrio; regime permanente; *Hosting Capacity*.

ABSTRACT

The connection of wind generators might cause significant influences in the profile voltages, voltage unbalance, loading and the electrical losses in radial power distribution systems. This fact requires a specific study, called Hosting Capacity, which aims to analyze the maximum limit of the power increase on the network that makes the performance of the system acceptable to the established quality limits. This work shows an IEEE radial distribution system behavior, composed of 13 bus, in steady state, when a synchronous wind machine is engaged on the bus 680 in two ways: directly connected to the network and connected through the frequency converter. For each type of connection the power factor was varied from 0.9 capacitive to inductive 0.9. The parameters analyzed in connection bar were the degree of voltage unbalance, the losses in the system and the profile of voltages on the bus 680 for each case. The simulations were performed using the program Distribution Network Analysis with Generation Aeolian-Electric - ANAREDGEE, which was developed and validated with own results of the IEEE. It was found that there was a reduction in the degree of unbalance for all simulated situations, when compared to the original value of the system status, not exceeded the limits determined by imbalances entities NEMA, ANSI, IEEE and ANEEL. Regarding the profile of voltages in the various system buses, there was a slight decrease in some situations. In the original system, the voltage level of the phase B in the bus 680 exceeded the 5% voltage given by ANEEL, with a value of 1.0529 p.u. With the machine connected directly, there was an increase of this value in all simulations with different power factor, while the connection through frequency converter might causa a reduction of the phase B voltage levels to below 1.05 pu in situations where the power factors were equal to 0.9 capacitive and unitary. The system losses were reduced in all cases, but showed lower values when the synchronous machine was integrated into the system by frequency convertor. It was also observed a significant reduction in the degree of system imbalance after connecting the synchronous machine, this reduction, in most cases, occurred in proportion to the increase in power injected into the connection bar.

Keywords: Load flow; synchronous machines; degree of imbalance; steady state; Hosting Capacity.

LISTA DE TABELAS

Tabela I - Valores máximos admissíveis para grau de desequilíbrio de acordo com diferentes entidades.....	38
Tabela II - Graus de desequilíbrio das barras do sistema para o horário de carga pesada.	39
Tabela III - Convenção de sinais para aR	80
Tabela IV - Valores de base	82
Tabela V - Grau de desequilíbrio para o período de carga pesada e com regulação de tensão na fonte.....	101
Tabela VI - Grau de desequilíbrio para o período de carga pesada e sem regulação de tensão na fonte.....	102
Tabela VII - Grau de desequilíbrio para o período de carga leve e com regulação de tensão na fonte.....	103
Tabela VIII - Grau de desequilíbrio para o período de carga leve e com regulação de tensão na fonte.....	104
Tabela IX - Perdas de potência ativa e reativa no sistema em condições originais.....	105
Tabela X - Resultados das perdas no sistema na situação em que 1 máquina síncrona é conectada ao sistema via conversor no período de carga pesada, com regulador de tensão na fonte.....	107
Tabela XI - Resultados das simulações referentes a situação em que 2 máquinas síncronas são conectadas ao sistema de distribuição sem regulador de tensão.....	108
Tabela XII - Resultados das perdas do sistema com 2 máquinas acopladas, com regulador de tensão na subestação e em período de carga leve.....	109
Tabela XIII - Perfil das tensões no sistema IEEE 13 barras (carga pesada)	111
Tabela XIV - Resultados do perfil das tensões para 1 máquina síncrona diretamente conectada ao sistema com regulador na fonte e período de carga pesada.....	112
Tabela XV - Resultados do perfil das tensões para 1 máquina síncrona conectada ao sistema via conversor de frequência, com regulador na fonte e período de carga pesada.	113

Tabela XVI - Perfis das tensões na fase B da barra de conexão para duas máquinas síncronas diretamente conectadas e conectadas via conversor no período de carga pesada.	114
Tabela XVII - Perfis das tensões na barra de conexão para 1 máquina síncrona conectada ao sistema na ausência de regulador de tensão na fonte.	116
Tabela XVIII - Perfis das tensões na barra de conexão para 2 máquinas síncronas conectadas ao sistema na ausência de regulador de tensão na fonte.	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Crescimento da capacidade instalada no mundo.	26
Figura 2 - Capacidade instalada dos maiores produtores no mundo.	26
Figura 3 - Aproximação para descrição do hosting capacity.	31
Figura 4 - Sistema IEEE de 13 barras	32
Figura 5 - Análise fasorial em componentes simétricas.....	35
Figura 6 - Sistema IEEE de 13 barras	38
Figura 7 - Circuito equivalente de Thevenin de um cogenerador.	40
Figura 8 - Equivalente de Norton para o gerador síncrono.	41
Figura 9 - Modelo de sequência do gerador.	42
Figura 10 - Circuito equivalente de Norton para o gerador.	42
Figura 11 - Procedimento para calcular I_a , I_b e I_c no estudo de fluxo de carga.	46
Figura 12 - Fluxograma do ANAREDGEE	49
Figura 13 - Cabo de neutro concêntrico.....	54
Figura 14 - Distância entre dois cabos de neutros concêntricos.....	55
Figura 15 - Esquema básico de um cabo de neutro concêntrico	56
Figura 16 - Cabo blindado.....	57
Figura 17 - Modelo pi equivalente de um segmento trifásico.	60
Figura 18 - Modelo de um transformador estrela aterrada-estrela aterrada	64
Figura 19 - Modelo de tensões de um transformador delta-estrela aterrada	67
Figura 20 - Modelo de correntes de um transformador delta-estrela aterrada	73
Figura 21 - Regulador de tensão tipo A - elevação.....	75
Figura 22 - Regulador de tensão tipo A - Abaixamento.	76
Figura 23 - Regulador de tensão tipo B - Elevação	77
Figura 24 - Regulador de tensão tipo B em sua posição abaixadora	79
Figura 25 - Diagrama do compensador de queda de tensão	81

Figura 26 - Diagrama do regulador de tensão trifásico.....	84
Figura 27 - Cargas distribuídas ao longo de uma linha de distribuição.....	89
Figura 28 - Conexão das cargas.....	95
Figura 29 - Grau de desequilíbrio para o período de carga pesada e com regulação de tensão na fonte.....	102
Figura 30 - Grau de desequilíbrio para o período de carga pesada e sem regulação de tensão na fonte.....	103
Figura 31 - Grau de desequilíbrio para o período de carga leve e com regulação de tensão na fonte.....	104
Figura 32 - Grau de desequilíbrio para o período de carga leve e com regulação de tensão na fonte.....	105
Figura 33 - Perdas totais (kW) no sistema analisado com 1 máquina acoplada.....	106
Figura 34 - Resultados das perdas no sistema na situação em que 1 máquina síncrona é conectada ao sistema via conversor no período de carga pesada, com regulador de tensão na fonte.....	107
Figura 35 - Perdas totais (kW) no sistema analisado com 2 máquinas acopladas.....	108
Figura 36 - Resultados das simulações referentes em que 2 máquinas síncronas são conectadas ao sistema de distribuição sem regulador de tensão.....	109
Figura 37 - Perdas no sistema com duas máquinas síncronas conectadas durante o período de carga leve.....	110
Figura 38 - Perdas no sistema com duas máquinas síncronas conectadas via conversor durante o período de carga leve.....	110
Figura 39 - Resultados do perfil das tensões para 1 máquina síncrona diretamente conectada ao sistema com regulador na fonte e período de carga pesada.....	112
Figura 40 - Perfil das tensões para o fator de potência 0.9 indutivo e sistema com regulador na fonte.....	114
Figura 41 - Perfil das tensões para o fator de potência 0.9 capacitivo e sistema com regulador na fonte.....	115
Figura 42 - Perfil das tensões para o fator de potência unitário e sistema com regulador na fonte.....	116

NOMENCLATURA

Letras Latinas

z_{ii}	-	Impedância própria do condutor i
z_{ij}	-	Impedância mútua entre os condutores i e j
r_i	-	Resistência do condutor i
GMR_i	-	Raio médio geométrico do condutor i
D_{ij}	-	Distância entre os condutores i e j
$[z_{primitivo}]$	-	Matriz de impedâncias não reduzida
$[z_{abc}]$	-	Matriz de impedâncias de fase reduzida
$[z_{ij}]$	-	Matriz de impedâncias de fase
$[z_{in}]$	-	Matriz de impedâncias entre condutores de fase e de neutro
$[z_{nj}]$	-	Matriz transposta da matriz $[z_{in}]$
$[P_{primitivo}]$	-	Matriz de coeficientes de potencial não reduzida
P_{ii}	-	Elemento da diagonal principal da matriz $[P_{primitivo}]$
P_{ij}	-	Elemento fora da diagonal principal da matriz $[P_{primitivo}]$
S_{ii}	-	Distância entre o condutor i e sua imagem i'
S_{ij}	-	Distância entre o condutor i e a imagem do condutor j
RD_i	-	Raio do condutor i
$[P_{abc}]$	-	Matriz de coeficientes de potencial reduzida
$[P_{ij}]$	-	Matriz de coeficientes de potencial de fase
$[P_{in}]$	-	Matriz de coeficientes de potencial entre fase e neutro
$[P_{nj}]$	-	Matriz transposta de $[P_{in}]$
$[P_{nn}]$	-	Matriz de coeficientes de potencial de neutro

$[C_{abc}]$	-	Matriz de capacitâncias
$[y_{abc}]$	-	Matriz de admitâncias shunt
y_{abc}	-	Admitância shunt
d_c	-	Diâmetro do condutor fase (polegadas)
d_{od}	-	Diâmetro nominal da camada que cobre os neutros concêntricos (polegadas)
d_s	-	Diâmetro do neutro concêntrico strand ou diâmetro externo do cabo blindado
GMR_c	-	Raio médio geométrico do condutor fase
GMR_s	-	Raio médio geométrico do neutro strand
r_c	-	Resistência do condutor fase
r_s	-	Resistência do neutro strand sólido
k	-	Número de sub-condutores de neutro
GMR_{cn}	-	Raio médio geométrico equivalente de um neutro concêntrico
R	-	Raio da circunferência traçada que passa pelo centro dos sub-condutores de neutro
r_{cn}	-	A resistência equivalente do neutro concêntrico
D_{nm}	-	Distância centro a centro entre os condutores de fase
y_{ag}	-	Admitância shunt do neutro concêntrico
R_b	-	Raio do círculo passando pelos centros dos fios de neutro ou Raio do cabo blindado
RD_c	-	Raio do condutor de fase
RD_s	-	Raio do condutor de neutro
d_{od}	-	Diâmetro externo com a jaqueta
T	-	Espessura do cabo blindado de cobre
r_{cabo}	-	Resistência do cabo blindado
GMR_{cabo}	-	Raio até o ponto do meio do cabo blindado
$[I_{linha}_{abc}]_n$	-	Matriz de correntes de linha que percorrem as três fases da barra n até a barra m
$[I_{abc}]_m$	-	Matriz de correntes de linha que chegam a barra m
$[Y_{abc}]$	-	Matriz $[y_{abc}]$ multiplicada pelo comprimento da linha em milhas
$[VLG_{abc}]_m$	-	Matriz de tensões fase-terra da barra m

- [VLG_{abc}]_n - Matriz de tensões fase-terra da barra n
- [Z_{abc}] - Matriz de impedâncias da linha
- [a] - Matriz generalizada 1 para as tensões de uma linha de distribuição para o ForwardSweep ou para um regulador de tensão
- [b] - Matriz generalizada 2 para as tensões de uma linha de distribuição para o ForwardSweep ou para um regulador de tensão
- [c] - Matriz generalizada 1 para as correntes de uma linha de distribuição para o ForwardSweep ou para um regulador de tensão
- [d] - Matriz generalizada 2 para as correntes de uma linha de distribuição para o ForwardSweep ou para um regulador de tensão
- [A] - Matriz generalizada 1 para as tensões de uma linha de distribuição para o BackwardSweep
- [B] - Matriz generalizada 2 para as tensões de uma linha de distribuição para o BackwardSweep
- [V_{t_{abc}}] - Matriz de tensões ideais no secundário do transformador
- [VLG_{abc}] - Matriz de tensões fase-terra nos terminais do secundário do transformador
- [Z_{t_{abc}}] - Matriz de impedâncias próprias de cada fase do transformador referidas ao lado de baixa tensão (secundário)
- [I_{abc}] - Matriz de correntes de linha do secundário
- [V_{ABCG}] - Matriz de tensões fase-terra ideais no primário do transformador
- n_t - Relação de transformação de tensões do primário com relação ao secundário
- [a_t] - Matriz generalizada 1 para as tensões para o ForwardSweep em um transformador
- [b_t] - Matriz generalizada 2 para as tensões para o ForwardSweep em um transformador
- [c_t] - Matriz generalizada 1 para as correntes para o ForwardSweep em um transformador
- [d_t] - Matriz generalizada 2 para as correntes para o ForwardSweep em um transformador
- [A_t] - Matriz generalizada 1 para as tensões para o BackwardSweep em um transformador
- [B_t] - Matriz generalizada 2 para as tensões para o BackwardSweep em um transformador
- [VLN_{ABC}] - Tensões equivalentes fase-neutro no lado de alta tensão
- [VLN_{abc}] - Tensões equivalentes fase-neutro no lado de baixa tensão

$[V_{LL_{ABC}}]$	-	Tensões equivalente fase-fase no lado de alta tensão
N_1	-	Número de espiras da bobina shunt do regulador de tensão
N_2	-	Número de espiras da bobina série do regulador de tensão
V_S	-	Tensão de entrada do regulador de tensão
V_L	-	Tensão de saída do regulador de tensão
I_S	-	Corrente de entrada do regulador de tensão
I_L	-	Corrente de saída do regulador de tensão
E_1	-	Tensão sobre a bobina shunt do regulador de tensão
E_2	-	Tensão sobre a bobina série do regulador de tensão
B_c	-	Susceptância capacitiva do banco de capacitores
S_i	-	Potência aparente da fase i
S_{ij}	-	Potência aparente entre as fases i e j
P_i	-	Potência ativa da fase i
Q_i	-	Potência reativa da fase i
P_{ij}	-	Potência ativa entre as fases i e j
Q_{ij}	-	Potência reativa entre as fases i e j
V_{in}	-	Tensão fase-neutro do condutor da fase i
V_{ij}	-	Tensão de linha entre os condutores das fases i e j
IL_i	-	Corrente de linha da fase i
IL_{ij}	-	Corrente que circula no delta entre as fases i e j
Z_i	-	Impedância da fase i
Z_{ij}	-	Impedância entre as fases i e j

Abreviações

GD	-	Grau de Desequilíbrio
FP	-	Fator de Potência

Letras Gregas

α_i	-	Ângulo da corrente de linha da fase i
α_{ij}	-	Ângulo da corrente que circula no delta entre as fases i e j
δ_i	-	Ângulo da tensão da fase i
δ_{ij}	-	Ângulo da tensão de linha entre as fases i e j
ρ	-	Resistividade do material do cabo blindado

Siglas

ANAREDGEE	-	Análise de Redes de Distribuição com Geração Eólio-Elétrica
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CIGRÉ	-	International Council on Large Electric Systems
IEEE	-	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
NEMA	-	National Electrical Manufacturers Association
ONS	-	Operador Nacional do Sistema

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	22
1.1 MOTIVAÇÃO E RELEVÂNCIA	23
1.2 OBJETIVOS	24
1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
1.3.1 Panorama da Energia Eólica	25
1.3.2 Geração distribuída.....	27
1.3.3 Impacto das centrais geradoras eólicas.....	28
1.3.3.1 Impactos dos sistemas eólicos na segurança do sistema.....	28
1.3.3.2 Impactos dos sistemas eólicos na qualidade da energia	29
1.3.4 <i>Hosting Capacity</i>	30
1.4 METODOLOGIA	32
1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	33
2 ACOPLAMENTO DA MÁQUINA SÍNCRONA AO SISTEMA	35
2.1 AS COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	35
2.2 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	36
2.3 SISTEMA TESTE.....	38
2.4 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA CONEXÃO DIRETA.....	39
2.5 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA CONEXÃO VIA CONVERSOR DE FREQUÊNCIA	46
3 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA O FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO 48	
3.1 INTRODUÇÃO	48
3.2 CÁLCULO DE PARÂMETROS DE UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA.....	50
3.2.1 Cálculo da Matriz Impedância Série da Linha	50
3.2.2 Cálculo da Matriz Impedância Shunt da Linha.....	51

3.3.1.1 Cálculo da Matriz Impedância Série da Linha	54
3.3.1.2 Cálculo da Matriz Impedância Shunt da Linha	56
3.3.2 Cabo Blindado.....	57
3.3.2.2 Cálculo da Matriz Admitância Shunt da Linha	59
3.4 MODELO PI EQUIVALENTE DE UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO	60
3.4.1 Modelo Simplificado de uma Linha de Distribuição.....	63
3.5 MODELAGEM DE UM TRANSFORMADOR TRIFÁSICO Y-at Y-at.....	63
3.6 MODELAGEM DE UM TRANSFORMADOR TRIFÁSICO D - Yat.....	66
3.7 MODELAGEM DE UM REGULADOR DE TENSÃO TRIFÁSICO.....	75
3.7.1 Reguladores de Tensão Tipo A	75
3.7.2 Reguladores de Tensão Tipo B	76
3.7.3 Constantes Generalizadas	80
3.7.4 O Compensador de Queda de Tensão.....	80
3.7.5 Reguladores de Tensão Trifásicos.....	83
3.7.6 Reguladores Conectados em Estrela.....	84
3.8 MODELAGEM DE BANCO DE CAPACITORES	86
3.8.1 Banco de Capacitores Ligados em Estrela.....	87
3.8.2 Banco de Capacitores Ligados em Delta	88
3.9 MODELAGEM DE CARGAS	88
3.9.1 Modelagem de Cargas Concentradas	88
3.9.2 Modelagem de Cargas Distribuídas.....	89
3.9.3 Modo de Ligação das Cargas	95
3.9.4 Tipos de Cargas	95
3.9.4.1 Cargas de Potência Constante (Y e Δ).....	96
3.9.4.2 Cargas de Impedância Constante (Y e Δ)	97
3.9.4.3 Cargas de Corrente Constante (Y e Δ).....	99

3.9.4.4 Cargas Híbridas (Y e Δ).....	100
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS	101
4.1 GRAU DE DESEQUILÍBRIO NA BARRA 680	101
4.2 PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA NO SISTEMA	105
4.3 PERFIL DAS TENSÕES NA BARRA 680	111
5 CONCLUSÕES.....	118
<i>Referências Bibliográficas</i>	<i>121</i>

1 INTRODUÇÃO

Com o advento de novas tecnologias no setor da geração eólico-elétrica, impulsionado pelo crescente uso desta fonte e pela recente competitividade perante às demais, várias linhas de pesquisas surgiram com o objetivo de estudar os impactos da integração de parques eólicos aos sistemas de transmissão e distribuição de energia. Há cerca de meio século, a análise dos sistemas de distribuição praticamente resumia-se em uma simples técnica de análise por queda de tensão, que podia ser realizada através de processos manuais (MOURA, 2008).

Com o avanço computacional e a implementação de novos algoritmos, essas análises passaram a ser realizadas por programas que simulavam o fluxo de carga no sistema, através da aplicação de métodos numéricos, e que implicou na aplicação desta técnica em sistemas de grande porte e com características próximas aos modelos reais. No entanto, os primeiros modelos matemáticos para sistemas elétricos trifásicos consideravam o sistema como sendo apenas equilibrado, possuindo mais aplicabilidade para sistemas de transmissão que os de distribuição de energia elétrica (RAZVAN, 2002).

A complexidade inerente do controle dos sistemas de distribuição, bem como a necessidade de se obter um ponto ótimo de operação do sistema a partir das características dos dispositivos de operação e cargas conectados ao mesmo, fizeram com que a análise do fluxo de potência desses sistemas se dessem pela utilização de softwares análogo às ferramentas utilizadas em grandes sistemas interligados (MOHAMED, 2010), a partir do desenvolvimento de softwares que possibilitavam a análise do fluxo de carga em sistemas de distribuição de energia. Consequentemente, passava a ser possível a análise de um sistema com um considerável grau de desequilíbrio e, no caso de sistemas equilibrados, esse algoritmo permitia obter os mesmos resultados do fluxo de carga convencional (MOURA, 2008).

De posse de uma ferramenta que realize este fluxo de carga, como o ANAREDGEE (Análise de Redes de Distribuição com Geração Eólico-Elétrica), é possível verificar o comportamento do sistema quando o mesmo é submetido a diversas

situações, como a inserção de turbinas eólicas em suas barras, banco de capacitores, modificação dos tapes do regulador de tensão, dentre outros.

1.1 MOTIVAÇÃO E RELEVÂNCIA

Com a perspectiva de implantação de vários parques eólicos no Nordeste, região esta que vem apresentando há alguns anos um grande crescimento na potência instalada a partir de usinas eólicas, torna-se necessário dispor de ferramentas de análise que tenham a capacidade de prever o comportamento das máquinas síncronas. No entanto, paralelamente ao aumento da potência instalada diretamente conectada ao sistema de distribuição, vem crescendo o número de empreendimentos e residências que utilizam tanto a energia dos ventos quanto a solar para gerar eletricidade, a partir da utilização de aerogeradores de pequeno e médio porte e/ou painéis fotovoltaicos.

Especificamente para o caso da energia eólica, a integração de aerogeradores no sistema elétrico pode potencialmente afetar o sistema de energia devido à flutuação da energia eólica (AYODELE et al., 2012), pelos parâmetros da turbina utilizada e pelo tipo de conexão desta à rede. Dessa forma, o operador do sistema pode ter uma noção da melhor adequação possível na interligação de aerogeradores síncronos no seu sistema de distribuição de energia elétrica, de modo a prever qual a situação que melhor se adequa ao sistema.

Atualmente, os sistemas elétricos de potência possuem as maiores e mais complexas máquinas já construídas pelo homem, o que exige técnicas e estudos cada vez mais precisos e refinados para construir, manter e operar estas máquinas. Além disso, eles estão expostos a condições adversas e imprevisíveis que podem levar a situações de falha ou má operação, causando transtornos e problemas a todos que dependem da energia elétrica.

De forma geral, os grandes usuários de energia elétrica, principalmente aqueles com uma alta demanda contratada, localizados em grandes áreas industriais e cada vez em maior número, também demandam melhores condições operacionais das companhias geradoras ou distribuidoras de energia elétrica.

Visando prevenir indesejáveis e freqüentes quedas, interrupções não-programadas, oscilações abruptas de carga e tensão, variações de freqüência, ou falhas nas redes de transmissão e distribuição, índices e padrões para o controle de qualidade são estabelecidos por leis regulamentares do setor. Simultaneamente, há um aumento na complexidade do planejamento, administração, supervisão e controle necessários para atender esta demanda (SIQUEIRA, 2005).

Neste contexto, os resultados provenientes deste trabalho tendem a contribuir num aumento do conhecimento do comportamento da máquina eólica síncrona quando submetida à variação de parâmetros dela e de parâmetros do sistema na qual a mesma se encontra.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é analisar o sistema de distribuição de 13 barras do IEEE quando o mesmo é submetido à geração eólio-elétrica integrada, através do acoplamento de aerogeradores síncronos diretamente conectados e acopladas à rede por meio de conversor de freqüência.

Em adição, para cumprir o objetivo geral, foram elencados os seguintes objetivos específicos:

- Analisar o grau de desequilíbrio da barra de conexão, após a inserção da turbina eólica do tipo IV na mesma;
- Analisar o perfil das tensões na barra de conexão, verificando se o valor enquadra-se nos limites admissíveis pelo operador do sistema elétrico;
- Observar a variação das perdas totais do sistema na medida em que ocorre a variação do fator de potência da máquina conectada ao sistema, bem como do tipo de conexão realizada;
- Comparar os resultados e analisar em que situações é mais vantajosa a utilização de máquinas diretamente conectadas ou interligadas ao sistema de distribuição via conversor de freqüência;
- Verificar a influência da presença do regulador de tensão na fonte, número de máquinas conectadas ao sistema e o período de carga (leve ou pesada) perante os parâmetros da saída analisados.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão apresentados os conceitos e definições que fundamentam este trabalho. A Seção 2.1 apresenta uma breve descrição do panorama da energia eólica no cenário mundial. Na Seção 2.2 são abordados alguns dos principais impactos dos sistemas elétricos que serão abordados neste trabalho, considerando tanto os impactos na segurança quanto na qualidade no sistema.

1.3.1 Panorama da Energia Eólica

O primeiro registro histórico da utilização da energia eólica para bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos é proveniente da Pérsia, por volta de 200 A.C.. Esse tipo de moinho de eixo vertical veio a se espalhar pelo mundo islâmico sendo utilizado por vários séculos. Acredita-se que antes da invenção dos cata-ventos na Pérsia, a China (por volta de 2000 A.C.) e o Império Babilônico (por volta 1700 A.C) também utilizavam cata-ventos rústicos para irrigação (SHEPHERD, 1994).

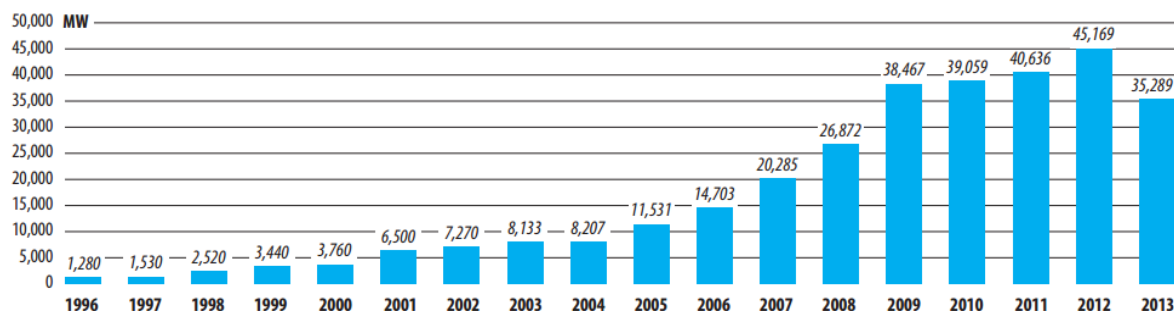
No entanto, com o advento e a popularização da eletricidade, surgiram-se os primeiros aerogeradores, no ano de 1890, na Dinamarca. Em 1940 nos Estados Unidos, em uma colina de Vermont chamada Grandpa's Knob, foi instalado o primeiro grande gerador eólico desenvolvido até então, denominado Smith-Putnam, com potência de 1.25 MW com rotação constante de 28 rpm, que funcionava em corrente alternada, conectado diretamente à rede elétrica local (VOADEN, 1943 apud SHEPHERD, 1994).

Recentemente, o interesse na utilização da força do vento para gerar energia elétrica, denominada de forma simplificada como geração eólica, tem crescido consideravelmente em razão de avanços tecnológicos, da necessidade do uso de novas fontes primárias de energia, da maior conscientização sobre conservação ambiental e principalmente devido a incentivos governamentais (HEIER, 1998).

Com o aumento da competitividade do preço do MWh da energia eólica perante as demais, houve um crescimento anual sempre maior que 10% na maioria dos últimos

anos conforme pode ser visto pelo gráfico do GWEC (*Global Wind Energy Council*, em inglês, ou Conselho Global de Energia Eólica) do ano de 2013.

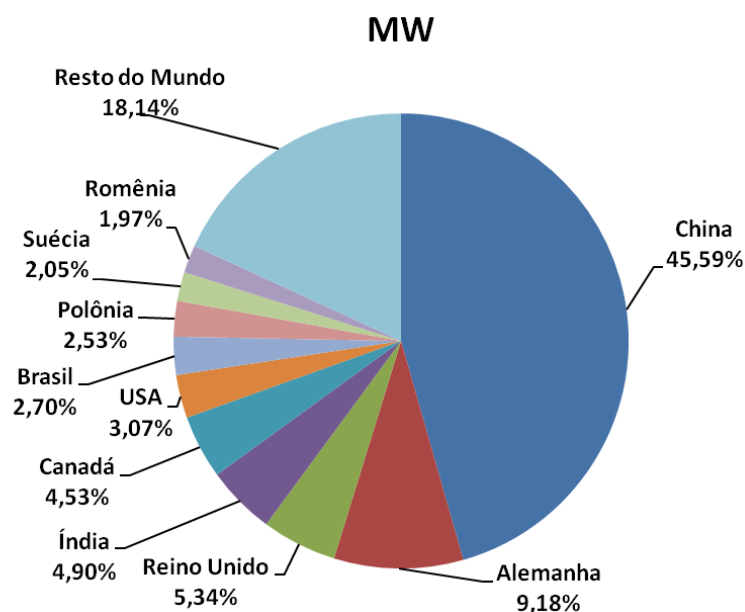
Figura 1 - Crescimento da capacidade instalada no mundo.



Fonte: GWEC (2014).

A capacidade instalada acumulada nos 10 maiores produtores de energia elétrica a partir da energia eólica, em 2013, pode ser visto na Figura 2.

Figura 2 - Capacidade instalada dos maiores produtores no mundo.



Fonte: GWEC (2014).

O Brasil vem se destacando nos últimos anos como um grande produtor de energia a partir de usinas eólicas, ficando no *ranking* dos dez maiores instaladores de usinas eólicas no ano de 2013 (GWEC, 2014), com uma potência instalada de 3.461MW, sendo 953MW instalados apenas no ano de 2013.

1.3.2 Geração distribuída

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia. No Brasil, a geração distribuída foi regulamentada pela Resolução Normativa N°482/92 da ANEEL, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

Para efeitos de definição, a norma subdividiu os grupos de geração de acordo com o nível de potência instalada dos mesmos, conforme definições abaixo:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

Também foi elaborado um sistema de compensação, na qual a potência injetada na rede de distribuição por parte do consumidor se converte em créditos que podem ser abatidos do consumo mensal da unidade consumidora onde a micro ou mini usina está instalada, ou em outra unidade consumidora cujo contrato com a concessionária é feita através da utilização do mesmo CPF do contratante da unidade consumidora que produz energia. Vale ressaltar que existe toda uma documentação específica e inspeções por parte da concessionária para liberar a permissão da conexão entre consumidor e rede de distribuição pública de energia por meio de um medidor bidirecional.

1.3.3 Impacto das centrais geradoras eólicas

São significativos os esforços voltados para o estudo da integração das fontes renováveis de energia ao sistema elétrico, como resultado das preocupações ambientais e a busca da segurança energética (OLAOFE, 2012). Como citado no Capítulo 1, a fonte eólica vem se destacando dentre as demais devido sua maturidade tecnológica, incentivo governamental, instalação relativamente fácil e boa competitividade no preço do MWh. Isto incita na necessidade de uma maior análise acerca das influências da integração das turbinas eólicas ao sistema elétrico de potência.

Os sistemas de geração eólio-elétricos apresentam uma considerável variabilidade na sua potência, devido à natureza estocástica dos recursos eólicos, como resultado de mudanças incessantes nas condições climáticas. Esta natureza intermitente e difusa da energia eólica apresenta um novo fator de incerteza no sistema elétrico e pode ter um impacto negativo sobre a integridade da rede, ou seja, na qualidade da energia, na segurança do sistema e na estabilidade do sistema eólica (AYODELE et al., 2012).

Quando se é abordado sobre o escoamento da potência gerada pelas CGEs (Centrais Geradoras Eólicas), deve-se ter como princípio o fato de que esta deve respeitar os limites térmicos das linhas e transformadores em qualquer condição de carga, cenário de intercâmbios e contingências simples. Dessa forma, todas as situações operacionais do sistema são levadas em consideração, avaliando-se possíveis sobrecargas e considerando-se a geração máxima das CGEs (RAMOS, 2012).

1.3.3.1 Impactos dos sistemas eólicos na segurança do sistema

A segurança de um sistema de energia é considerada como a capacidade do sistema de suportar distúrbios sem causar um colapso no sistema elétrico (EL-AMIN, 2006). Para o gerador eólico contribuir na segurança do sistema, ele deve ter tanto a característica de controle de tensão quanto da estabilização da frequência após um distúrbio do sistema, bem como de evitar seu funcionamento em determinados níveis de

falhas sem deixar de contribuir na identificação da mesma e funcionar de modo isolado quando a alimentação da rede for perdida (AYODELE et al., 2012).

A geração de energia eólica é frequentemente confrontada com as dificuldades com relação à confiabilidade do sistema em termos de geração, planejamento e programação do fornecimento de energia elétrica (AYODELE et al., 2012). Há sempre uma falta de confiança por parte dos operadores do sistema com relação à capacidade da rede em atender às demandas de pico. Embora nenhum sistema de eletricidade seja 100% confiável, geração intermitente tende a aumentar o nível de incerteza do sistema em questão e, portanto, também aumenta a banda de capacidade de reserva do sistema de energia, implicando num aumento dos custos de geração (GEORGILAKIS, 2008). A influência das turbinas eólicas é mínima a níveis baixos de potência, mas pode ser um desafio para os níveis elevados de geração.

A contribuição dos aerogeradores para curtos-circuitos no sistema é uma informação necessária para se avaliar os impactos sobre a capacidade de interrupção de disjuntores e para os ajustes e coordenação das proteções. Os programas convencionais se utilizam da representação das máquinas síncronas para cálculo das contribuições de curto-circuito por meio da representação clássica de tensão pela reatância transitória ou subtransitória (RAMOS, 2012).

1.3.3.2 Impactos dos sistemas eólicos na qualidade da energia

O grau de desvio da tensão senoidal em relação à função normal, bem como as formas de onda da corrente da alimentação do sistema determina a qualidade da potência transmitida na rede (BOOLEN, 2003). A liberação do mercado de energia resultou numa maior atenção em termos desta característica. Componentes referentes a qualidade de energia são compostos por distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, queda de tensão e elevações de tensão (AYODELE et al., 2012).

Os impactos da operação das CGEs, com relação à qualidade de energia, estão associados principalmente à questão do efeito “*flicker*” e de harmônicos. Trata-se da avaliação dos níveis de perturbação causados na tensão que se refletem em variação de

luminosidade das lâmpadas (“*flicker*”) medida pelos indicadores clássicos das normas IEC e adotados pelos Procedimentos de Rede do ONS. Os impactos são medidos pelos níveis de “*flicker*” (cintilação) na região de influência da CGE resultantes das variações de tensão decorrentes da operação em regime permanente das CGEs, das correntes de “*inrush*” e de manobras internas dos aerogeradores (RAMOS, 2012).

Ainda de acordo com RAMOS (2012), os aerogeradores tipo 4, por geralmente não estarem conectados diretamente à rede, mas sim por meio de conversores, provocam impacto menores de flicker comparados com os aerogeradores com conexão direta. Todavia, com relação à injeção de harmônicos no sistema pelos aerogeradores do tipo 4, a corrente total da máquina é resultado dos chaveamentos dos conversores e certamente apresenta conteúdo harmônico. Os impactos da injeção destes harmônicos dependem não apenas do perfil de injeção informados pelo fabricante, mas também das impedâncias do sistema vista dos pontos de injeção em diversas configurações e condições operativas do sistema.

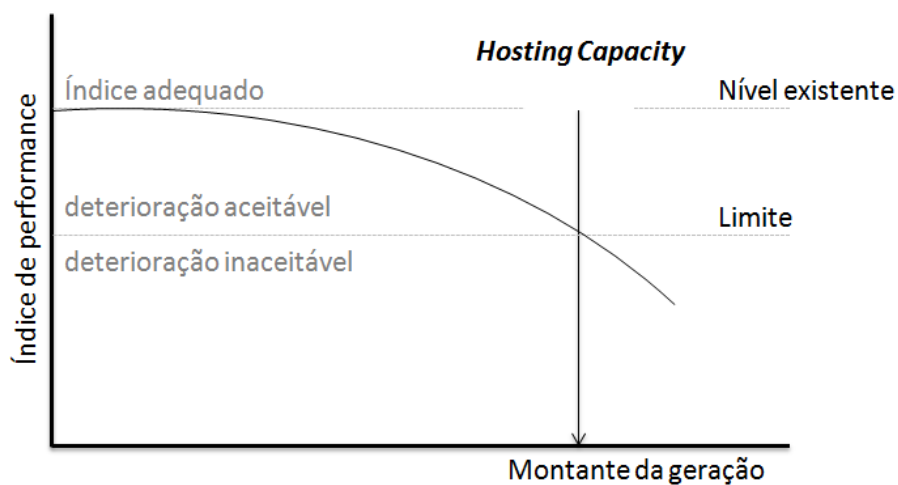
1.3.4 *Hosting Capacity*

O termo *Hosting Capacity* foi utilizado pela primeira vez por André Even na reunião do EU-DEEP (EUropean Distributed Energy Partnership) no ano de 2004.

O *hosting capacity* é a quantidade máxima de potência que pode ser injetada em um sistema elétrico, mantendo seus parâmetros dentro dos limites aceitáveis. O *hosting capacity* leva em consideração as características originais do sistema e observa a maneira com que a geração distribuída muda o desempenho do mesmo, quando não são tomadas medidas adicionais. Para isso, é necessário um conjunto de indicadores de desempenho. Este é um procedimento comum na área de qualidade de energia, mas não ainda em outras áreas dos sistemas de potência (BOLLEN, 2011).

Ainda de acordo com BOLLEN (2011), a injeção de potência no sistema através de geração distribuída geralmente tende a melhorar a performance do sistema, enquanto que em outros casos pode acabar prejudicando o mesmo. Estes últimos casos requerem uma maior atenção.

Figura 3 - Aproximação para descrição do hosting capacity.



Fonte: adaptado de BOLLEN (2011)

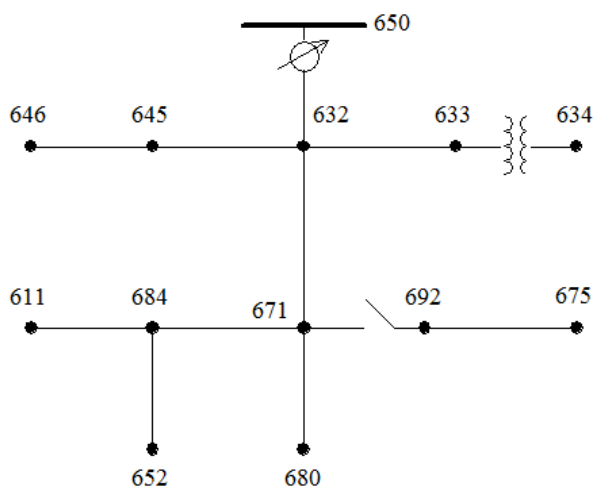
Observando a Figura 3, percebe-se que o *Hosting Capacity* pode ser também definido como o limite máximo do incremento de potência na rede que torna a performance do sistema inaceitável para os limites de qualidade estabelecidos.

1.4 METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho baseia-se na inserção de máquinas eólicas do tipo IV no sistema modelo de 13 barras disponibilizado pelo IEEE. Estes aerogeradores poderão ser acoplados de duas formas: Através de conversor de frequência e diretamente conectado à rede.

A conexão das turbinas ocorre na barra 680 do sistema IEEE de 13 barras, que se trata de uma rede de distribuição radial, que opera com níveis de tensão de 115kV no primário do transformador da subestação, com potência de 5000kVA, e de 4,16kV no secundário do mesmo, dotada de um regulador de tensão na fonte, de outro transformador de 500kVA entre as barras 633 e 634, cuja tensão secundária é de 480V, e de um seccionamento entre as barras 671 e 692. Todas as características como carregamento das linhas, perfis de tensão em cada barra, grau de desequilíbrio, etc., estão configuradas em documento fornecido pelo IEEE, denominado IEEE 13 Test Feeder, que são considerados como dados de referência para o sistema em sua condição inicial, para que possam ser comparados aos dados resultantes das simulações que contenham a máquina eólica síncrona acoplada ao sistema. O esquema básico unifilar do sistema analisado pode ser observado na Figura 4.

Figura 4 - Sistema IEEE de 13 barras



Fonte: IEEE test feeder (1991)

O gerador síncrono possui uma potência de 500 kVA e terá o seu fator de potência variado nas seguintes faixas para ambas conexões: FP unitário, 0,9 capacitivo e 0,9 indutivo.

Os cálculos do fluxo de carga é realizado pelo programa ANAREDGEE (Análise de Redes de Distribuição com Geração Eólico-Elétrica), versão 1.0.2. Após a implementação do modelo matemático do acoplamento da máquina ao sistema, inicializa-se o programa e, após o mesmo carga convergir após o fluxo de carga, são adquiridos os parâmetros de saídas listados abaixo:

- Relatório das tensões: Valores dos módulos e ângulos das tensões das fases A, B e C do sistema, em todas as barras do sistema.
- Relatório de fluxo de corrente: Fornece as correntes de cada fase e o valor em porcentagem do carregamento da linha, em todas as barras do sistema.
- Operação dos reguladores de tensão: Fornece os valores estabelecidos nos tapes do regulador de tensão localizado próximo à alimentação do sistema original.
- Graus de desequilíbrio de tensão: Mostra os valores dos graus de desequilíbrio em cada barra do sistema.
- Perdas ativas e balanço de reativas totais em todas as barras do sistema.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A partir da metodologia adotada, os trabalhos desenvolvidos são apresentados neste documento da seguinte maneira:

Capítulo 1: Aborda uma breve introdução sobre sistemas elétricos de distribuição, os objetivos da pesquisa envolvida neste trabalho e a metodologia utilizada para realizar as simulações no sistema de distribuição do IEEE.

Capítulo 2: Demonstra as modelagens matemáticas das conexões direta e via conversor de frequência entre a(s) máquina(s) síncrona(s) e o sistema de distribuição em

estudo. Também descreve o sistema teste utilizado neste trabalho, denominado de sistema de 13 barras do IEEE.

Capítulo 3: Aborda as modelagens matemáticas de todos os elementos presentes no sistema de distribuição, como: banco de capacitores, reguladores, linhas aéreas e subterrâneas, transformadores, cargas, etc.

Capítulo 4: Analisa os resultados das simulações realizadas, cujo os parâmetros estudados foram: grau de desequilíbrio da barra de conexão, perfil das tensões e perdas no sistema.

Capítulo 5: Conclusões tomadas acerca dos resultados obtidos e analisados no capítulo 5.

2 ACOPLAMENTO DA MÁQUINA SÍNCRONA AO SISTEMA

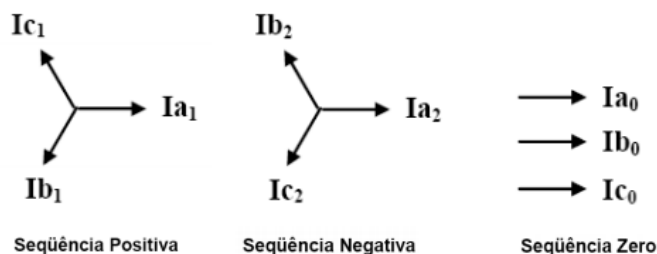
Neste capítulo serão abordadas duas modelagens matemáticas que descrevem a integração de turbinas eólicas do tipo IV ao sistema elétrico de 13 barras do IEEE. Na seção 3.1 será mostrado o sistema utilizado neste trabalho, bem como suas principais características. Na seção 3.2 é abordada a modelagem referente à conexão direta de uma máquina eólica síncrona ao sistema elétrico proposto, enquanto na seção 3.3 é mostrada a modelagem matemática da conexão desta turbina ao sistema por meio de conversor de frequência.

2.1 AS COMPONENTES SIMÉTRICAS

Um sistema trifásico diz-se equilibrado quando as suas três tensões sinusoidais têm a mesma amplitude e se encontram defasadas de 120° (ROBBA, 1973). Quando estas tensões têm amplitudes diferentes ou possuem uma defasagem diferente de 120° , diz-se que o sistema é desequilibrado ou assimétrico.

Para a análise fasorial do sistema é utilizada a transformação em componentes simétricas, obtendo três sequencias: positiva, negativa e zero. Essa transformação pode ser aplicada tanto para tensões quanto para correntes. Observando a Figura 5, é possível verificar as diferenças entre os circuitos de sequência positiva e negativa.

Figura 5 - Análise fasorial em componentes simétricas.



Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories Comercial

Na sequencia positiva os fasores apresentam o mesmo módulo, estão defasados de 120° entre si e se sucedem na sequencia abc, com velocidade angular ω .

Na sequência negativa os fasores apresentam o mesmo módulo, estão defasados de 120° entre si e se sucedem na sequência acb, com velocidade angular ω . Na sequência zero os fasores são iguais em módulo e ângulo nas fases a, b e c. As componentes simétricas são definidas matematicamente como:

$$i^+ = \frac{1}{3}(i_a + \alpha i_b + \alpha^2 i_c) \quad (2.1)$$

$$i^- = \frac{1}{3}(i_a + \alpha^2 i_b + \alpha i_c) \quad (2.2)$$

$$i^0 = \frac{1}{3}(i_a + i_b + i_c) \quad (2.3)$$

Onde $\alpha = 1 \angle 120^\circ = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$, ou seja, multiplicar um fasor por α corresponde a um giro de 120° .

A análise das componentes simétricas serão utilizadas adiante na dedução da modelagem matemática dos acoplamentos da máquina ao sistema.

2.2 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Grau de desequilíbrio de tensões, como o próprio nome sugere, refere-se ao desequilíbrio de tensão entre três fases provenientes de um sistema de distribuição ou de transmissão de energia. Circuitos totalmente equilibrados não são possíveis no mundo real (BISHOP, 2008).

Como consta nos Procedimentos de Rede do ONS, submódulo 2.8, o indicador para avaliar o desequilíbrio de tensão nos barramentos da rede básica é o Fator de Desequilíbrio de Tensão (K), que exprime a relação entre as componentes de sequência negativa (V_2) e sequência positiva (V_1) da tensão, expresso em termos percentuais da componente de sequência positiva:

$$K = \frac{V_2}{V_1} \times 100\% \quad (2.4)$$

O método de análise do grau de desequilíbrio utilizado pelo ONS é o método das componentes simétricas/CIGRÉ, considerado o método de análise do desequilíbrio

de tensão matematicamente mais rigoroso, por levar em conta a real configuração do sistema, empregando os valores dos módulos e dos ângulos das três fases (REZENDE e SAMESIMA, s.d.).

Para a avaliação do desempenho do grau de desequilíbrio do sistema, o Operador Nacional do Sistema determina dois tipos de limites: O Limite Global e o Limite Individual. O primeiro determina os limites do grau de desequilíbrio nos barramentos da rede básica em um valor menor ou igual a 2%. Enquanto que o Limite Individual determina que nos pontos de conexão da rede básica o grau de desequilíbrio deve ser menor ou igual a 1,5%.

O ONS também descreve que caso as tensões de sequência negativa variem de forma intermitente e repetitiva, é permitido ultrapassar os limites especificados em até o dobro, desde que a duração cumulativa das tensões de sequência negativa, acima dos limites contínuos estabelecidos, não ultrapasse 5% do período de monitoração.

Entre as causas do desequilíbrio de um sistema trifásico, a principal é a ligação desproporcional de cargas monofásicas, tais como, sistemas de iluminação e motores monofásicos, nas suas três fases de forma aleatória (REZENDE e SAMESIMA, s.d.).

Desequilíbrios na tensão causam um desequilíbrio de corrente de 6 a 10 vezes a porcentagem da variação com relação à tensão para um motor trabalhando em carga máxima. Por exemplo, se o desequilíbrio de tensão é de 1%, o desequilíbrio de corrente poderia estar em qualquer faixa de valores entre 6% a 10% (MARTINS, 2009).

O motor de indução pode auxiliar na interpretação física dos efeitos das componentes simétricas. A aplicação de excitação desequilibrada sobre este motor se traduz na aplicação dos três sistemas equilibrados das componentes simétricas. A sequência negativa gira o rotor no sentido oposto da sequência positiva, e a sequência zero não gira o rotor, visto que ela não gera campo magnético girante (SOUTO, 2001).

A corrente de sequência negativa fluindo através do estator de uma máquina síncrona, cria um campo magnético girante com velocidade igual à do rotor, porém, no sentido contrário ao de rotação definido pela sequência positiva. Consequentemente, as tensões e correntes induzidas nos enrolamentos de campo, de amortecimento e na superfície do ferro do rotor, terão uma frequência igual a duas vezes à da rede,

aumentando significativamente as perdas no rotor (REZENDE e SAMESIMA, s.d.). Várias entidades determinam os valores máximos do grau de desequilíbrio do sistema. Na Tabela I é possível ver alguns destes valores referentes a cada norma:

Tabela I - Valores máximos admissíveis para grau de desequilíbrio de acordo com diferentes entidades.

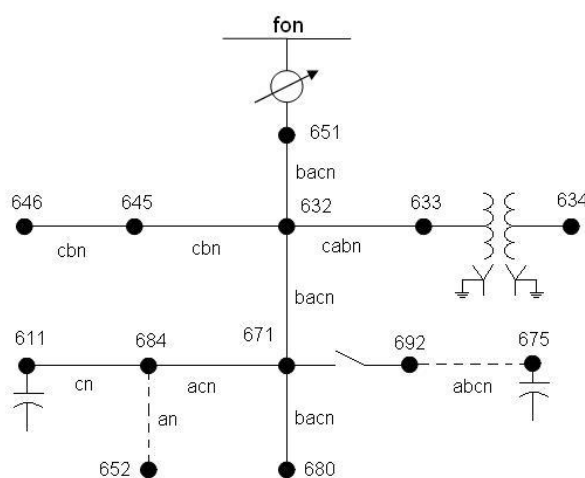
Norma	Limite
NEMA MG1 14-34	2%
ANSI C.84.1-1989	3%
IEEE Orange Book – 446/1995	2,5%
GTCP/CTST/GCPS – ELETROBRÁS	1,5% e 2%
ONS e ANEEL	2%

Fonte: PAULILO (2013).

2.3 SISTEMA TESTE

Neste trabalho o sistema utilizado como teste é o IEEE de 13 barras, demonstrado na Figura 6.

Figura 6 - Sistema IEEE de 13 barras



Fonte: IEEE test feeder (1991)

Este sistema se trata de um modelo de uma rede de distribuição altamente carregado e desbalanceado, com nível de tensão nominal de 4,16kV. Todas as características inerentes ao sistema acima podem ser consultadas através da página do IEEE, na seção dos *test feeder*. Esse sistema proposto originalmente em (IEEE DISTRIBUTION PLANNING WORKING GROUP REPORT, 1991), apresenta muitas das características de um sistema de distribuição real. Ele possui linhas monofásicas, bifásicas e trifásicas, linhas de distribuição aéreas e subterrâneas (neutro concêntrico e cabo blindado), transformador estrela aterrada-estrela aterrada, regulador de tensão na subestação, bancos de capacitores monofásico e trifásico, cargas distribuídas, cargas concentradas ligadas em delta e em estrela modeladas como potência constante, impedância constante e corrente constante. Os graus de desequilíbrio das barras do sistema para o horário de carga pesada são apresentados na Tabela II.

Tabela II - Graus de desequilíbrio das barras do sistema para o horário de carga pesada.

BARRA	CIGRÉ	BARRA	CIGRÉ	BARRA	CIGRÉ	BARRA	CIGRÉ
632	1.1356	671	2.4378	611	100.0000	675	2.5784
645	50.2712	684	50.7541	680	2.4378	633	1.1410
646	50.1805	652	100.0000	692	2.4378	634	1.2393

Fonte: IEEE *test feeder* (1991)

Neste trabalho serão analisados os diferentes valores de graus de desequilíbrio na barra 680 após a inserção de 1 e 2 máquinas na barra citada. Os perfis de tensão nesta barra também serão analisados, bem como as perdas totais do sistema após a inserção da geração distribuída.

2.4 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA CONEXÃO DIRETA

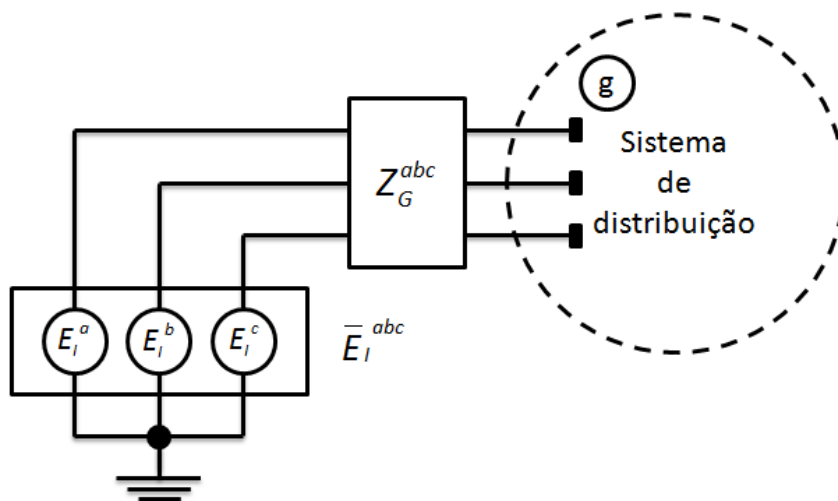
A modelagem matemática da conexão direta da máquina síncrona ao sistema elétrico de distribuição do IEEE foi baseado nos trabalhos de CHEN et. al. (1991), cujo modelo tem como propósito demonstrar rigorosamente o comportamento da conexão do aerogerador a uma determinada barra do sistema. Dessa forma, esta seção baseia-se totalmente em seus trabalhos acerca do estudo da geração distribuída em sistemas de distribuição. Todos os componentes do sistema são modelados com seus circuitos equivalentes em termos de indutância, capacitância, resistência e corrente injetada.

Para a análise de um sistema de distribuição com geração distribuída, os seguintes componentes precisam ser determinados: condutores, cogeradores, transformadores, demandas ou cargas, e capacitores. Outros componentes de proteção da rede, como fusíveis, chaves automáticas, etc., embora necessários para análises de contingências, não são tão importantes no estudo do fluxo de carga e de análises de curto-circuito e, por isso, não são apresentados.

Trabalhos acerca do controle de tensão em sistemas de distribuição com geração distribuída a partir da utilização de máquinas síncronas foram abordados com certa frequência nos últimos anos. Resultados relatam que geradores eólio-elétricos não são controlados para manter a tensão constante, mas sim a potência e fator de potência constantes. Estes parâmetros são pré-estabelecidos pelas operadoras do sistema. Como resultado, os geradores síncronos em modo de geração distribuída podem ser representados como dispositivos de potência constante no estudo do fluxo de carga, ou seja, são representados como dispositivos PQ.

O gerador síncrono é modelado com uma tensão interna " E_I " e uma reatância própria, X_d . Na Figura 7 é mostrado um circuito equivalente de Thevenin para um gerador síncrono em modo de geração distribuída. Este modelo difere do modelo de fluxo de carga tradicional em uma barra de geração (barra PV) na qual a potência é especificada para um determinado nível de tensão.

Figura 7 - Circuito equivalente de Thevenin de um cogerador.



Fonte: Adaptado de Chen et. Al (1991).

Onde:

E_I^{abc} são as tensões localizadas antes da reatância subtransiente;

Z_G^{abc} é a matriz de impedâncias subtransientes.

Utilizando a Figura 7 como modelo, a potência injetada em cada fase, sob um determinado nível de grau de desequilíbrio, pode ser utilizada para encontrar as potências ativas e reativas fornecidas ao sistema:

$$P_T = p^a + p^b + p^c = \text{Constante} \quad (2.5)$$

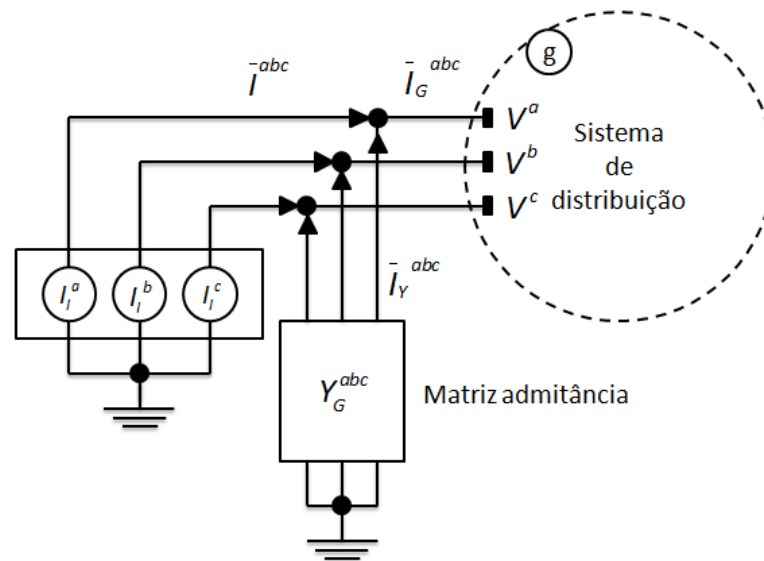
$$Q_T = q^a + q^b + q^c = \text{Constante} \quad (2.6)$$

A tensão interna E_I^{abc} é trifásica e equilibrada em módulo e fase, assumindo uma concepção equilibrada dos enrolamentos da máquina. O gerador síncrono também é representado por um circuito equivalente de Norton, cujo vetor das correntes deve ser equilibrado é:

$$Y_G^{abc} = \{Z_G^{abc}\}^{-1} \quad (2.7)$$

$$\bar{I}_I^{abc} = Y_G^{abc} \bar{E}_I^{abc} \quad (2.8)$$

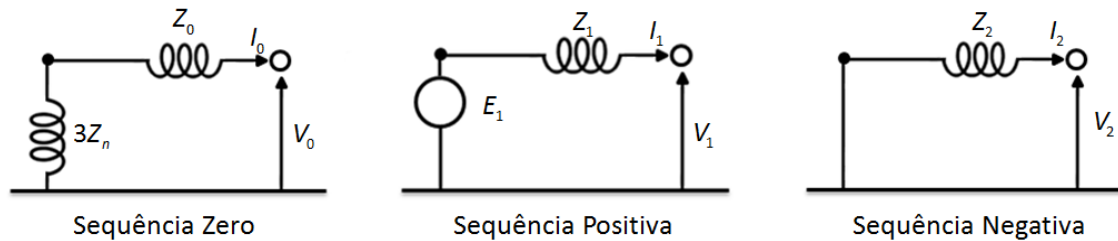
Figura 8 - Equivalente de Norton para o gerador síncrono.



Fonte: Adaptado de Chen et. Al (1991).

Modelos de sequência em coordenadas de componentes simétricas são utilizados para derivar os modelos de sequência de fase mostrados Figura 8. Os modelos de sequência utilizados na Figura 9 são largamente utilizados nas análises de sistemas de potência.

Figura 9 - Modelo de sequência do gerador.



Fonte: Adaptado de CHEN et. al. (1991)

Onde

Z_0 : Impedância de sequência zero;

Z_n : Impedância entre neutro e terra;

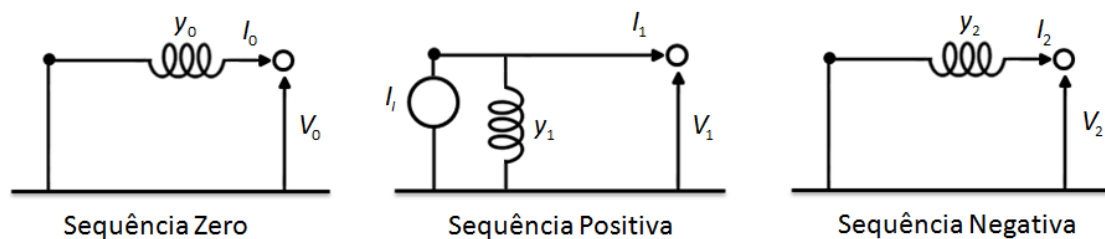
Z_1 : Impedância de sequência positiva (reatância subtransiente X_d'');

Z_2 : Impedância de sequência negativa;

E_1 : Tensão gerada.

Na Figura 10 é mostrado o equivalente de Norton da Figura 8, onde uma fonte de corrente I_1 é usada em vez de uma fonte de tensão E_1 .

Figura 10 - Circuito equivalente de Norton para o gerador.



Fonte: Adaptado de CHEN et. al. (1991)

Onde:

$$y_0 = \frac{1}{z_0 + 3z_n} \quad (2.9)$$

$$y_1 = \frac{1}{z_1} \quad (2.10)$$

$$y_2 = \frac{1}{z_2} \quad (2.11)$$

Os modelos de sequência são representados por:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_L \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} y_0 & 0 & 0 \\ 0 & y_1 & 0 \\ 0 & 0 & y_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

O modelo de sequência de fase pode ser obtido através da transformação da Equação 2.12 para coordenadas de fase, utilizando a matriz de transformação T_s :

$$T_s \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = T_s \begin{bmatrix} 0 \\ I_L \\ 0 \end{bmatrix} - T_s \begin{bmatrix} y_0 & 0 & 0 \\ 0 & y_1 & 0 \\ 0 & 0 & y_2 \end{bmatrix} T_s^{-1} T_s \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Onde:

$$T_s = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

$$T_s^{-1} = T_s^* = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Assim, o modelo de fases é dado pela Equação 2.16, resultando na representação física mostrada na Figura 8:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} I_L - Y_G^{abc} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Onde

$$Y_G^{abc} = T_s Y_G^{123} T_s^{-1} = T_s \begin{bmatrix} y_0 & 0 & 0 \\ 0 & y_1 & 0 \\ 0 & 0 & y_2 \end{bmatrix} T_s^{-1} \quad (2.17)$$

A fonte de corrente é balanceada, assim, PT e QT ficam restringidos nos estudos de fluxo de carga. Multiplicando a Equação 2.16 em ambos os lados por V^{abc*} :

$$\begin{bmatrix} V_a^* & V_b^* & V_c^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} V_a^* & V_b^* & V_c^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} I_l - \begin{bmatrix} V_a^* & V_b^* & V_c^* \end{bmatrix} Y_G^{abc} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

A restrição é representada por:

$$(p_a \ p_b \ p_c) - j(q_a \ q_b \ q_c) = \frac{1}{\sqrt{3}} I_l (V_a^* \ a^2 V_b^* \ a V_c^*) - \bar{V}^{abc*} Y_G^{abc} \bar{V}^{abc} \quad (2.19)$$

e

$$P_T - jQ_T = (p_a \ p_b \ p_c) - j(q_a \ q_b \ q_c) \quad (2.20)$$

Especificando as potências ativas e reativas totais é suficiente para garantir uma fonte de corrente balanceada para o sistema.

Como foi dito anteriormente, o modelo do gerador mostrado na Figura 8 pode ser tanto utilizado na análise de fluxo de carga quanto na análise de curto-circuito. Na análise do fluxo de carga, a injeção da corrente I_l será atualizada utilizando a Equação 2.16, baseada na atualização da tensão a cada iteração, e a matriz de admitância Y_G^{abc} , a potência real total e a potência aparente total são mantidos constantes.

Para o modelo da máquina síncrona ligada ao sistema no modo de geração distribuída, conforme Figura 8, a modelagem para análise do fluxo de carga é mostrado na sequência, onde inicialmente é determinada a matriz admitância Y_G :

$$y_0 = \frac{1}{x_0} \quad (2.21)$$

$$y_1 = \frac{1}{x_d''} \quad (2.22)$$

$$y_2 = \frac{1}{x_2} \quad (2.23)$$

$$Y_G = T_S \begin{bmatrix} y_0 & 0 & 0 \\ 0 & y_1 & 0 \\ 0 & 0 & y_2 \end{bmatrix} T_S^{-1} \quad (2.24)$$

As matrizes de tensão e corrente de sequência de fase são:

$$\bar{V}_g^{abc} = [V_g^a V_g^b V_g^c]^t \quad (2.25)$$

$$\bar{I}_g^{abc} = [I_g^a I_g^b I_g^c]^t \quad (2.26)$$

A corrente de linha é calculada por:

$$I_l = \frac{(P_T - jQ_T) + \bar{V}_g^{abc*} Y_G \bar{V}_g^{abc}}{\frac{1}{\sqrt{3}}(V_g^{a*} + a^2 V_g^{b*} + a V_g^{c*})} \quad (2.27)$$

Utilizando a matriz abaixo pode-se obter a matriz das correntes injetadas por cada fase:

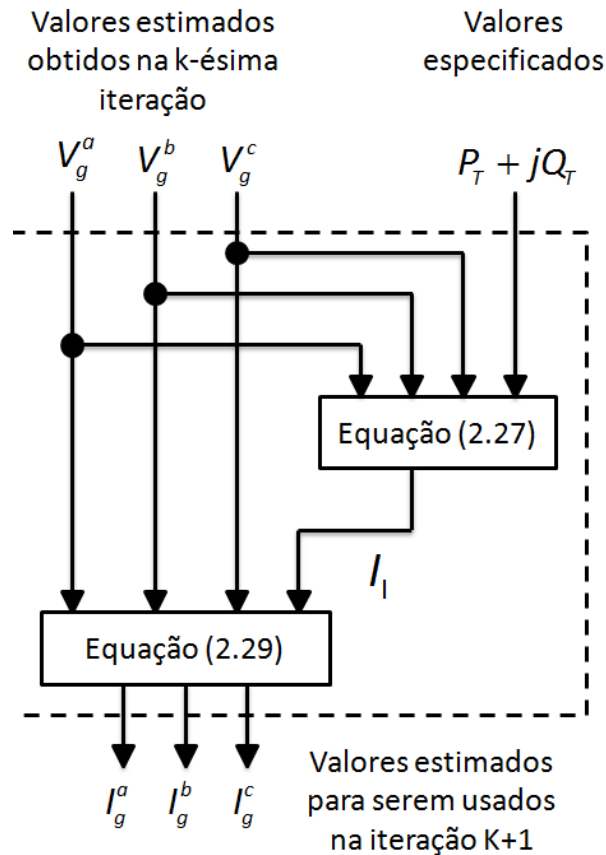
$$\bar{I}_l^{abc} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} I_l \quad (2.28)$$

Substituindo a Equação 2.27 na Equação 2.28, tem-se:

$$\bar{I}_g^{abc} = \bar{I}_l^{abc} - Y_G^{abc} \bar{V}_g^{abc} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} I_l - Y_G^{abc} \bar{V}_g^{abc} \quad (2.29)$$

Na Figura 11 é demonstrado o procedimento para calcular I_a , I_b e I_c , que são as correntes injetadas pela máquina síncrona no sistema em cada iteração do fluxo de carga.

Figura 11 - Procedimento para calcular I_a , I_b e I_c no estudo de fluxo de carga.



Fonte: Adaptado de CHEN et. al. (1991)

2.5 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA CONEXÃO VIA CONVERTOR DE FREQUÊNCIA

O conceito da análise do acoplamento da máquina síncrona ao sistema de distribuição via conversor de frequência foi desenvolvido em por MOHAMED, 2010. Para o controle do conversor de frequência, considera-se que apenas a corrente de sequência positiva é injetada no sistema pelo conversor, o motivo é que para um sistema a quatro fios e desequilibrado, o conversor pode determinar as correntes de sequência negativa e zero como sendo zero, como uma forma de contrabalançar o desequilíbrio causado devido ao sistema à jusante do ponto de conexão. Desta forma corrente injetada pela máquina síncrona, por fase, é dada por:

$$I^1 = -\frac{(S_{Synchronous_Generator} / 3)^*}{(V^1)^*} \quad (2.30)$$

$$I^{0,2} = 0 \quad (2.31)$$

Onde:

$S_{Synchronous_Generator}$ é a potência aparente trifásica do gerador eólio-elétrico

$I^{0,1,2}$ é a corrente em componentes simétricas, injetada pelo gerador eólio-elétrico no sistema

$V^{0,1,2}$ é a tensão em componentes simétricas no PCC (Point of Common Coupling)

3 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA O FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO

3.1 INTRODUÇÃO

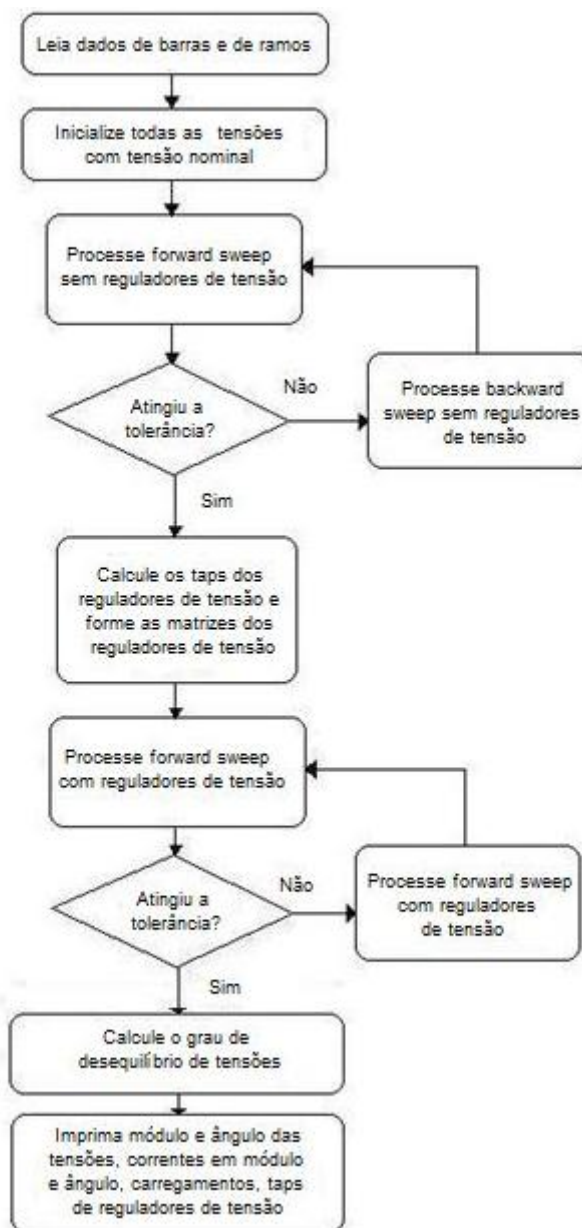
Para o desenvolvimento do programa Análise de Redes de Distribuição com Geração Eólio-Elétrica - ANAREDGEE, desenvolvido pelo Prof. Dr. Adriano Aron Freitas de Moura, toda a modelagem computacional envolvida e implementada no programa proporcionou uma elevada confiabilidade dos resultados para o sistema de distribuição, baseando-se nos modelos do fluxo de carga trifásico desenvolvidos e adaptados em grande parte pelo professor William H. Kersting da Universidade de Las Cruces no Novo México, nos EUA. Estes resultados foram adquiridos no ANAREGEE e validados com resultados próprios do IEEE. No seu livro, intitulado *Distribution System Modeling and Analysis*, constam-se os modelos descritos neste capítulo de maneira ainda mais aprofundada.

Inicialmente, o programa foi elaborado em linguagem C++ sendo, posteriormente, desenvolvido em linguagem Matlab. Em suas versões, o ANAREDGEE possibilita ao usuário definir diversos parâmetros, como a tolerância, número de iterações, tensões iniciais, etc., bem como definir em qual barra o usuário deseja conectar a máquina em estudo diretamente no código fonte.

Como parâmetros de saída, o programa fornece ao usuário valores de carregamento das linhas, módulos e ângulos das tensões das barras do sistema, variação dos tap's do regulador, valor do grau do desequilíbrio do sistema em forma de gráfico e em tabela e perdas ativas e balanço de reativo da rede.

Na Figura 12 é mostrado um fluxograma básico da técnica iterativa implementada no programa ANAREDGEE.

Figura 12 - Fluxograma do ANAREDGEE



Fonte: adaptado de MOURA, 2008.

O programa permanece num laço até processar todo o sistema sem reguladores, entrando em seguida num laço para processar o sistema junto com os reguladores. Em seguida, os parâmetros citados podem ser solicitados pelo usuário através de relatórios.

3.2 CÁLCULO DE PARÂMETROS DE UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA

A Linha de distribuição aérea é o componente mais comumente utilizado nos sistemas de potência e particularmente nos sistemas de distribuição (MOURA, 2008). A seguir é apresentada a maneira como se faz a modelagem da impedância série e da admitância shunt da linha, levando em consideração que se trata do modelo pi da linha.

3.2.1 Cálculo da Matriz Impedância Série da Linha

As linhas de distribuição aéreas podem ser representadas com o modelo pi equivalente da linha. Nesse modelo a impedância série é calculada através das equações modificadas de Carson (KERSTING, 2006):

$$z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{GMR_i} \right) + 7.93402 \right) \Omega / milha \quad (3.1)$$

$$z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7.93402 \right) \Omega / milha \quad (3.2)$$

Onde:

z_{ii} = impedância própria do condutor i em Ω /milha

z_{ij} = impedância mútua entre os condutores i e j em Ω /milha

r_i = resistência do condutor i em Ω /milha

GMR_i = raio médio geométrico do condutor i em pés

D_{ij} = distância entre os condutores i e j em pés

Assim, levando em consideração uma linha trifásica com neutro, define-se a matriz primitiva $z_{primitivo}$ como sendo:

$$z_{primitivo} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} & z_{an} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} & z_{bn} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} & z_{cn} \\ z_{na} & z_{nb} & z_{nc} & z_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Para se obter a matriz de impedâncias de fase, utiliza-se a redução de Kron através da equação abaixo:

$$z_{abc} = z_{ij} - z_{in} z_{nn}^{-1} z_{nj} \quad (3.4)$$

Onde: z_{abc} = matriz de impedâncias de fase

$$\begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$z_{ij} = z_{in} = \begin{bmatrix} z_{an} \\ z_{bn} \\ z_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Onde:

$$z_{nj} = z_{in}^t \text{ (transposta de } z_{in}\text{)}$$

$$z_{nn}^{-1} = \frac{1}{z_{nn}}$$

3.2.2 Cálculo da Matriz Impedância Shunt da Linha

Para se obter a matriz de admitância shunt que representa o efeito capacitivo da linha, também utiliza-se equações desenvolvidas por Carson (KERSTING, 2006). Para isso define-se a matriz $P_{primitivo}$ (matriz de coeficientes de potencial) como mostrado abaixo:

$$P_{\text{primitivo}} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Cujos elementos possuem a unidade milhas/uF

Para determinar cada elemento P da matriz, utiliza-se as seguintes equações:

$$P_{ii} = 11.17689 \ln \left(\frac{S_{ii}}{RD_i} \right) \text{ milhas / uF} \quad (3.8)$$

$$P_{ij} = 11.17689 \ln \left(\frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \text{ milhas / uF} \quad (3.9)$$

Onde:

S_{ii} = distância entre o condutor i e sua imagem i' em pés

S_{ij} = distância entre o condutor i e a imagem do condutor j em pés

D_{ij} = distância entre o condutor e o condutor j em pés

RD_i = raio do condutor i em pés

Obtêm-se a matriz P de fases fazendo-se a redução de Kron, conforme equação abaixo:

$$P_{abc} = P_{ij} - P_{in} P_{nn}^{-1} P_{nj} \quad (3.10)$$

Onde:

P_{abc} = matriz P de fase

$$\begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

$$P_{ij} = z_{in} = \begin{bmatrix} P_{an} \\ P_{bn} \\ P_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Onde:

$$P_{nj} = P_{in}^t \text{ (transposta de } P_{in}\text{)}$$

$$P_{nn}^{-1} = \frac{1}{P_{nn}}$$

Invertendo-se a matriz P_{abc} , obtém-se a matriz de capacitâncias C_{abc} .

A matriz de admitâncias shunt pode então ser determinada multiplicando-se a matriz C_{abc} por $j\omega$. Assim:

$$[y_{abc}] = j\omega[C_{abc}] \quad (3.13)$$

Onde $\omega = 2\pi f = 2\pi 60 = 376.99 \text{ rad/s}$.

A unidade dos elementos de $[y_{abc}]$ é uS/milha

As equações de Carson, conforme foi visto, dependem das distâncias relativas entre os condutores. Desta forma, o tipo de material empregado no cabo e a configuração espacial destes quando dispostos nas cruzetas é que irão determinar os valores das impedância shunt e série.

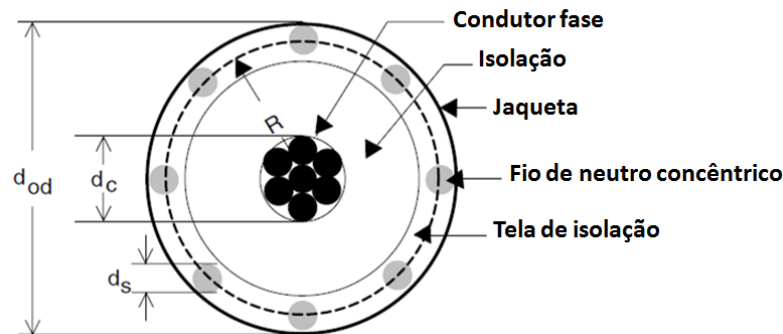
3.3 CÁLCULO DE PARÂMETROS DE UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA

Apesar de menos usual no sistemas de distribuição que as linhas aéreas, há também a necessidade de modelar matematicamente as linhas subterrâneas, haja visto que há dois trechos deste tipo do sistema do IEEE de 13 barras. Estes trechos compreendem as seguintes barras: da 684 a 652; e da 692 a 675. As linhas de distribuição subterrâneas podem ser formadas de cabos de Neutro Concêntrico ou então de cabos TapeShield (KERSTING, 2006).

3.3.1 Neutro Concêntrico

A Figura 13 mostra a estrutura de um cabo neutro concêntrico.

Figura 13 - Cabo de neutro concêntrico.



Fonte: Adaptado de KERSTING, 2006.

O cabo consiste de um condutor central (de fase) coberto por uma fina camada de material semiconductor não-metálica. Os sub-condutores sólidos do neutro concêntrico são espiralados em volta da camada semicondutora com um espaçamento uniforme entre eles. Alguns cabos têm um revestimento de isolamento cobrindo esses sub-condutores (KERSTING, 2006, apud, MOURA, 2008).

3.3.1.1 Cálculo da Matriz Impedância Série da Linha

Para se aplicar as equações de Carson a esse cabo, os seguintes dados precisam ser extraídos de uma tabela de cabos subterrâneos:

d_c = diâmetro do condutor fase (polegadas)

d_{od} = diâmetro nominal da camada que cobre os neutros concêntricos (polegadas)

d_s = diâmetro do neutro concêntrico *strand* (polegadas)

GMR_c = raio médio geométrico do condutor fase (pés)

GMR_s = raio médio geométrico do neutro *strand* (pés)

r_c = resistência do condutor fase (Ω /milha)

r_s = resistência do neutro strand sólido (Ω /milha)

k = número de sub-condutores de neutro

Com a Equação 3.14 é possível calcular o raio médio geométrico equivalente de um cabo de neutro concêntrico, haja vista que os cabos de neutro estão distribuídos radialmente em referência ao condutor agrupado de fase.

$$GMR_{cn} = \sqrt[k]{GMR_s k R^{k-1}} \text{ (pés)} \quad (3.14)$$

Onde:

R = raio da circunferência tracejada que passa pelo centro dos sub-condutores de neutro, conforme Figura 12.

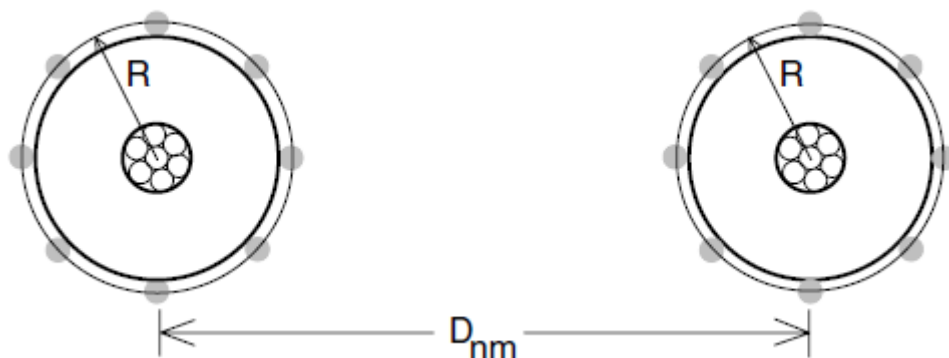
$$R = \frac{d_{od} - d_s}{24} \text{ (pés)} \quad (3.15)$$

A resistência equivalente do neutro concêntrico é dada por:

$$r_{cn} = \frac{r_s}{k} \text{ (}\Omega\text{/milha)} \quad (3.16)$$

A Figura 14 mostra a relação entre as distâncias entre os centros do cabo de neutro concêntrico e o raio do círculo passando por meio dos centros dos fios de neutro.

Figura 14 - Distância entre dois cabos de neutros concêntricos.



Fonte: KERSTING, 2006.

Algumas variáveis referem-se às distâncias entre os sub-condutores neutro concêntrico e os condutores fase e outros condutores neutro concêntrico são as seguintes:

Quando $D_{ij} = R$, representa a distância entre o neutro concêntrico para seu próprio condutor fase, ou seja, o próprio raio que compreende o centro do condutor ao centro dos condutores neutro concêntricos.

Quando D_{ij} = distância centro a centro dos condutores de fase, teremos a distância entre dois condutores de neutro concêntricos.

A distância média geométrica entre um neutro concêntrico e um condutor adjacente de fase é dada por:

$$D_{ij} = \sqrt[k]{D_{nm}^k - R^k} \text{ ft} \quad (3.17)$$

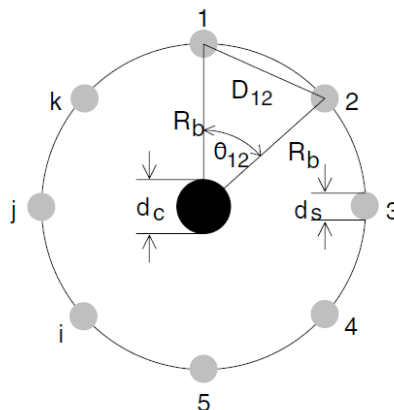
Onde:

D_{nm} = distância centro a centro entre os condutores de fase.

3.3.1.2 Cálculo da Matriz Impedância Shunt da Linha

Tomando a Figura 15 como referência, a equação para calcular a admitância shunt da linha pode ser vista abaixo:

Figura 15 - Esquema básico de um cabo de neutro concêntrico



Fonte: KERSTING, 2006.

$$y_{ag} = 0 + j \frac{77.3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \ln \frac{k.RD_s}{R_b}} \text{ uS/milha} \quad (3.18)$$

onde:

k = número de fios do neutro concêntrico

R_b = Raio do círculo passando pelos centros dos fios de neutro

d_c = diâmetro do condutor de fase.

d_s = diâmetro do condutor de neutro.

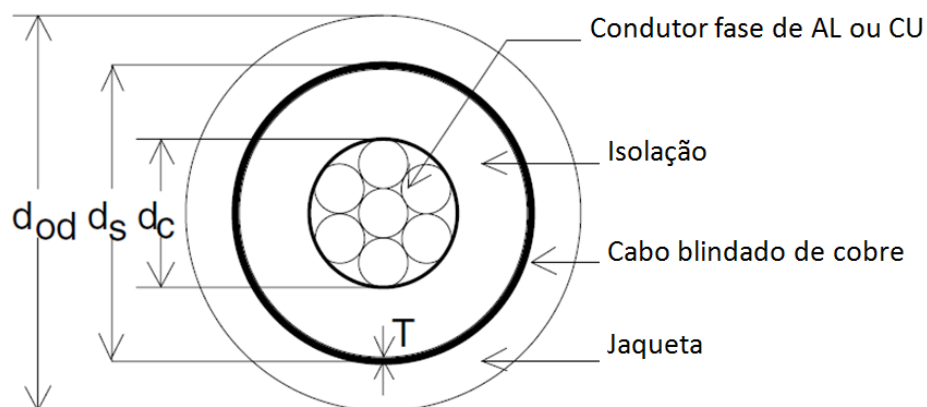
RD_c = raio do condutor de fase.

RD_s = raio do condutor de neutro.

3.3.2 Cabo Blindado

Outro tipo de cabo geralmente utilizado nos sistemas de distribuição são os cabos blindados. Assim como nos cabos de neutro concêntrico, pode-se calcular as matrizes de impedância série e shunt dos cabos blindados na linha. Um esquema do corte transversal deste tipo de cabo é mostrado na Figura 16.

Figura 16 - Cabo blindado.



Fonte: Adaptado de KERSTING, 2006.

3.3.2.1 Cálculo da Matriz Admitância Série da Linha

A Figura 15 mostra em detalhes a seção transversal do cabo blindado. Assim como no subterrâneo, o cabo blindado consiste de um condutor de fases central coberta por uma fina camada de material semiconductor não-metálico o qual é circundada por um material isolante. Uma jaqueta isolante cobre o cabo blindado. Observando a imagem, observa-se apenas a ausência dos condutores de neutro concêntricos. Os parâmetros do cabo blindado são:

d_c = diâmetro do condutor de fase (polegadas)

d_s = diâmetro externo do cabo blindado (polegadas)

d_{od} = diâmetro externo com a jaqueta (polegadas)

T = espessura do cabo blindado de cobre em mils

As equações modificadas de Carson serão aplicadas para calcular as impedâncias própria do condutor de fase e do cabo blindado; tão bem como as impedâncias mútuas entre o condutor de fase e o cabo blindado. A resistência e o GMR do condutor de fase pode ser encontrado em uma tabela padrão de dados dos condutores (KERSTING, 2006, apud, MOURA, 2008).

A resistência do cabo blindado é dada por:

$$r_{\text{cabo}} = 7.9385 \times 10^8 \frac{\rho}{d_s T} \Omega/\text{milha} \quad (3.19)$$

A resistência do cabo blindado é dada pela Equação 3.19. Para a utilização desta, é necessário assumir uma resistividade de $100\Omega\text{-metro}$ e uma temperatura de 50°C . Em termos de unidade, o diâmetro externo do cabo blindado d_s é dado em polegadas e a espessura do cabo blindado T, em mils.

O GMR do cabo blindado é o raio do círculo passando por meio do meio do cabo blindado e é dado por:

$$\text{GMR}_{\text{cabo}} = \frac{\frac{d_s}{2} - \frac{T}{2000}}{12} \text{ ft} \quad (3.20)$$

Algumas outras variáveis relacionadas ao espaçamentos são descritas abaixo:

- Cabo blindado para sua própria fase

$D_{ij} = \text{GMR}_{\text{cabo}} =$ raio até o ponto do meio do cabo blindado (pés)

- Cabo blindado até um cabo blindado vizinho

$D_{ij} =$ distância de centro até o centro de condutores de fase (pés)

- Cabo blindado até um condutor de fase adjacente ou condutor de neutro

$D_{ij} = D_{nm}$ (pés)

onde: $D_{nm} =$ distância centro a centro entre condutores de fase

3.3.2.2 Cálculo da Matriz Admitância Shunt da Linha

A equação que determina a admitância shunt da linha é determinada pela Equação 3.20 (KERSTING, 2006):

$$y_{ag} = 0 + j \frac{77.3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c}} \text{ uS/milha} \quad (3.20)$$

Onde: $R_b =$ raio do cabo blindado de CU.

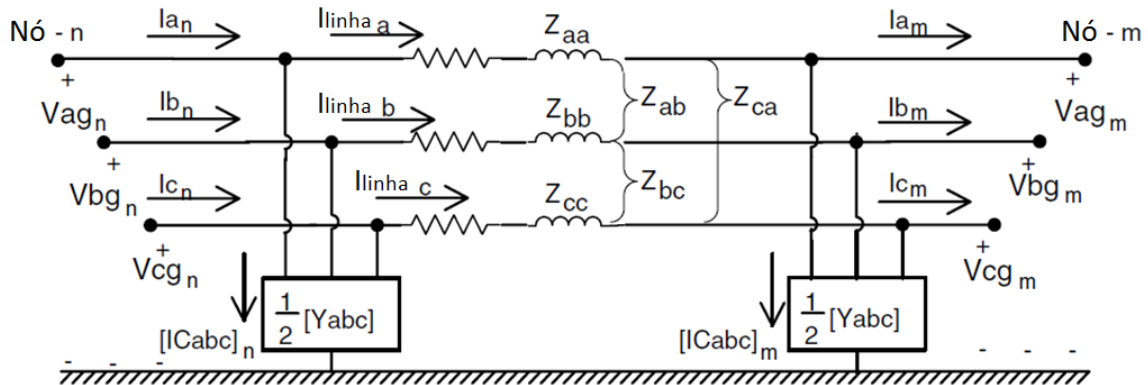
$RD_c =$ raio do condutor de fase.

De modo análogo ao cabo de neutro concêntrico os valores calculados de y_{ag} se situam na diagonal principal. Fora da diagonal principal a matriz é preenchida com zeros (MOURA, 2008 apud KERSTING, 2006).

3.4 MODELO PI EQUIVALENTE DE UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO

O modelo pi equivalente de uma linha de distribuição é mostrado na Figura 17:

Figura 17 - Modelo pi equivalente de um segmento trifásico.



Fonte: Adaptado de KERSTING, 2006.

A partir do modelo esquematizado na Figura 17, serão deduzidas as equações que serão utilizadas pela Ladder Iterative Technique tanto para o Forward Sweep como para o Backward Sweep. Esse modelo pi equivalente também é conhecido como o modelo completo da linha de distribuição, pois, representa o efeito capacitivo da linha (MOURA, 2008). De fato esse efeito é mais significativo em linhas de distribuição subterrâneas, de modo que um modelo simplificado da linha que não envolve esse efeito capacitivo pode ser construído conforme será visto no item 3.4.2. Observando a Figura 16 e aplicando a Lei de Kirchhoff para as correntes a partir da barra n, tem-se:

$$[I_{\text{linha}_{abc}}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [V_{LG_{abc}}]_m \quad (3.21)$$

Onde:

$[I_{\text{linha}_{abc}}]_n$ = matriz de correntes de linha que percorrem as três fases da barra n até a barra m.

$[I_{abc}]_m$ = matriz de correntes de linha que chegam a barra m.

$[Y_{abc}] =$ matriz $[y_{abc}]$ multiplicada pelo comprimento da linha, em milhas.

$[VLG_{abc}]_m =$ matriz de tensões fase-terra da barra m.

De forma semelhante, porém aplicando a lei de Kirchoff das tensões, pode-se escrever:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}] [I_{linha_{abc}}]_n \quad (3.22)$$

Onde: $[Z_{abc}] =$ matriz z_{abc} multiplicada pelo comprimento da linha, em milhas.

Substituindo a equação (3.21) na equação (3.22), tem-se:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}] \left\{ [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [VLG_{abc}]_m \right\} \quad (3.23)$$

Multiplicando os termos nas chaves, temos:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}] [I_{abc}]_m + [Z_{abc}] \frac{1}{2} [Y_{abc}] [VLG_{abc}]_m \quad (3.24)$$

$$[VLG_{abc}]_n = \left\{ [U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right\} [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}] [I_{abc}]_m \quad (3.25)$$

Onde $[U]$ é a matriz identidade, dada por:

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Considerando as matrizes $[a]$ e $[b]$ abaixo:

$$[a] = \left\{ [U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right\} \quad (3.27)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (3.28)$$

Substituindo-as na equação 3.25, tem-se o seguinte equacionamento:

$$[\text{VLG}_{abc}]_n = [a] [\text{VLG}_{abc}]_m + [b] [I_{abc}]_m \quad (3.29)$$

A equação 3.29 será utilizada no processo de Forward Sweep.

As correntes que partem da barra n podem ser também escritas a partir da aplicação da Lei de Kirchhoff para as correntes, resultando na equação 3.30.

$$[I_{abc}]_n = [I_{linha}_{abc}]_n + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [\text{VLG}_{abc}]_n \quad (3.30)$$

Substituindo a equação 3.21 na equação 3.30, tem-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [\text{VLG}_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [\text{VLG}_{abc}]_n \quad (3.31)$$

Substituindo a equação 3.29 na equação 3.31, tem-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [\text{VLG}_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] \{ [a] [\text{VLG}_{abc}]_m + [b] [I_{abc}]_m \} \quad (3.32)$$

Substituindo os valores de [a] e [b] na equação 3.32, tem-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [\text{VLG}_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] \{ [U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \} [\text{VLG}_{abc}]_m + [Z_{abc}] [I_{abc}]_m \quad (3.33)$$

Agrupando os termos na equação acima, obtemos:

$$[I_{abc}]_n = \{ [Y_{abc}] + \frac{1}{4} [Y_{abc}] [Z_{abc}] [Y_{abc}] \} [\text{VLG}_{abc}]_m + \{ [U] + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [Z_{abc}] \} [I_{abc}]_m \quad (3.34)$$

A partir da equação 3.34, agora mais duas matrizes são definidas, conforme as equações 3.35 e 3.36.

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4} [Y_{abc}] [Z_{abc}] [Y_{abc}] \quad (3.35)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [Z_{abc}] \quad (3.36)$$

Isto resulta nas equações que serão utilizadas no Backward Sweep.

3.4.1 Modelo Simplificado de uma Linha de Distribuição

Quando as admitâncias shunt são desprezadas, as matrizes [a], [b], [c], [d], [A] e [B] se tornam:

$$[a] = [U] \quad (3.37)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (3.38)$$

$$[c] = [0] \quad (3.39)$$

$$[d] = [U] \quad (3.40)$$

$$[A] = [U] \quad (3.41)$$

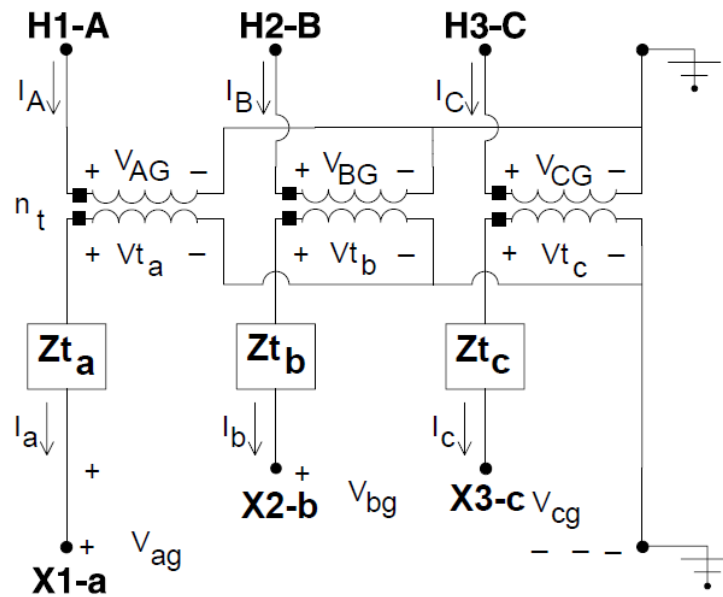
$$[B] = [Z_{abc}] \quad (3.42)$$

Essas novas matrizes [a], [b], [c], [d], [A] e [B] constituem o modelo simplificado da linha de distribuição que não leva em consideração o efeito capacitivo das linhas, visto que muitas vezes o mesmo pode ser desprezado (MOURA, 2008).

3.5 MODELAGEM DE UM TRANSFORMADOR TRIFÁSICO Y-at Y-at

Nesta seção é demonstrada toda a modelagem matemática dos transformadores utilizados nos cálculos de fluxo de carga trifásico. Utilizando a Figura 18 como referência, é possível determinar a modelagem matemática de um transformador na configuração Y-at Y-at.

Figura 18 - Modelo de um transformador estrela aterrada-estrela aterrada



Fonte: KERSTING, 2006.

Da figura, observa-se que:

$$\begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Na forma condensada, a matriz acima pode ser escrita como:

$$[Vt_{abc}] = [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}][I_{abc}] \quad (3.44)$$

Os termos da equação acima são explicados abaixo:

$[Vt_{abc}]$ = matriz de tensões ideais no secundário do transformador;

$[VLG_{abc}]$ = matriz de tensões fase-terra nos terminais do secundário do transformador;

$[Zt_{abc}]$ = matriz de impedâncias próprias de cada fase do transformador referidas ao lado de baixa tensão (secundário);

$[I_{abc}]$ = matriz de correntes de linha do secundário do transformador.

Ainda referindo-se à mesma figura da configuração do transformador, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Vt_a \\ Vt_b \\ Vt_c \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

$$n_t = \frac{VLG_{Nominal-AT}}{VLG_{Nominal-BT}} \quad (3.46)$$

Ou seja, n_t é a relação de transformação entre as tensões nominais fase-terra do lado de alta tensão e do lado de baixa tensão. Denominando a matriz cuja diagonal principal possui as relações de transformação, a equação 3.45 pode ser reescrita como:

$$[VLG_{ABC}] = [AV][Vt_{abc}] \quad (3.47)$$

Substituindo a equação 3.44 na equação 3.47, tem-se:

$$[VLG_{ABC}] = [AV]\{[VLG_{abc}] + [Zt_{abc}][I_{abc}]\} \quad (3.48)$$

$$[VLG_{ABC}] = [AV][VLG_{abc}] + [AV][Zt_{abc}][I_{abc}] \quad (3.49)$$

Definindo:

$$[a_t] = [AV] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

$$[b_t] = [AV][Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} n_t Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & n_t Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & n_t Zt_c \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Obtém-se então, a equação de modelagem das tensões do transformador Y aterrado-Y aterrado para o Forward Sweep, que é uma das etapas utilizadas no fluxo de carga - Ladder Iterative Technique - trifásico utilizado neste trabalho, através das matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$.

Para as correntes observa-se que:

$$[I_{ABC}] = [d_t][I_{abc}] \quad (3.52)$$

Onde:

$$[d_t] = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

Partindo da equação do Backward Sweep, tem-se:

$$VLG_{abc} = [AV]^{-1}[VLG_{ABC}] - [Zt_{abc}][I_{abc}] \quad (3.54)$$

Definindo-se:

$$[A_t] = [AV]^{-1} \quad (3.55)$$

$$[B_t] = [Zt_{abc}] \quad (3.56)$$

A equação para o Backward Sweep para o transformador $Y_{aterrado}$ - $Y_{aterrado}$ pode então ser escrita como:

$$[VLG_{abc}] = [A_t][VLG_{ABC}] - [B_t][I_{abc}] \quad (3.57)$$

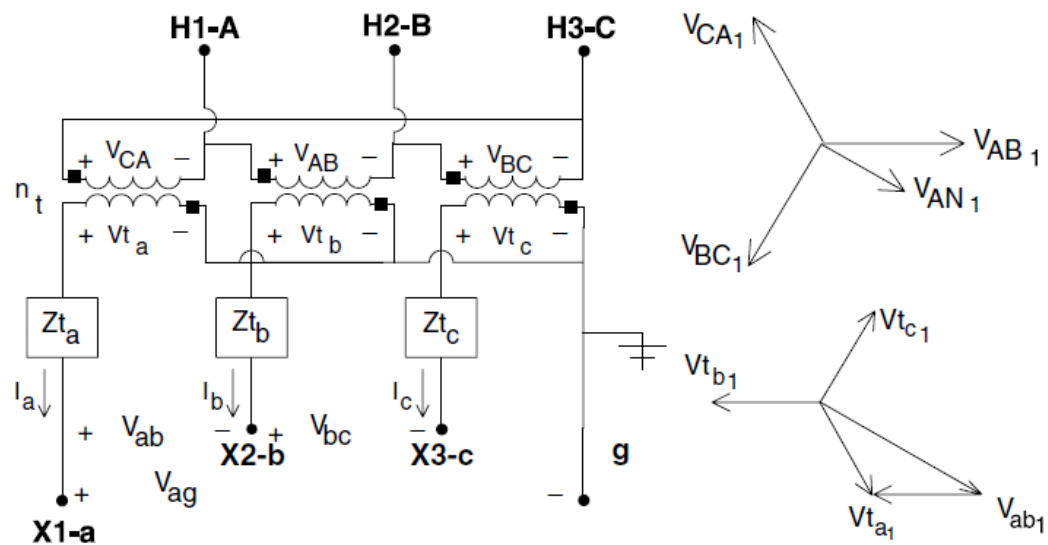
3.6 MODELAGEM DE UM TRANSFORMADOR TRIFÁSICO D - Y_{at}

A conexão Delta- $Y_{aterrado}$ é uma das mais usuais nos sistemas de distribuição, pela possibilidade de ser fornecer um sistema à 4 fios. Outra aplicação da conexão é prover

serviço a uma carga que é primariamente monofásica. Por causa do tipo de conexão, três circuitos monofásicos estão presentes.

Na Figura 19 é mostrado a conexão de três transformadores monofásicos conectados em Delta- Y_{aterrado} em um padrão "30 graus em conexão abaixadora" (KERSTING, 2006).

Figura 19 - Modelo de tensões de um transformador delta-estrela aterrada



Fonte: KERSTING, 2006.

O diagrama fasorial de sequência positiva das tensões na Figura 19 mostra a relação entre as várias tensões de sequência positiva. Deve ser observado a polaridade nas bobinas individuais do transformador. Para simplificar a notação é necessário etiquetar as tensões ideais com marcas de polaridade de tensões como mostrado na Figura 19. Observando as marcas de polaridade das bobinas do transformador, a tensão V_{t_a} estará 180 graus fora de fase com a tensão V_{CA} e a tensão V_{t_b} estará 180 graus fora de fase com a tensão V_{AB} . A Lei de Kirchoff das tensões mostra que:

$$V_{ab} = V_{t_a} - V_{t_b} \quad (3.58)$$

Os fasores da sequência positiva de tensão da equação 3.58 são mostrados na Figura 19.

A magnitude entre as tensões pode ser definida por meio da razão entre o número de espiras das bobinas (n_t) ou da razão do transformador (a_x). Com referência a Figura 19, essas razões podem ser definidas como segue:

$$n_t = \frac{VLL_{NOMINAL_LADO_ALTA}}{VLN_{NOMINAL_LADO_BAIXA}} \quad (3.59)$$

Aplicando equação 3.59, a magnitude da tensão de linha relativo a tensão ideal do transformador é:

$$|VLL| = n_t |Vt| \quad (3.60)$$

A magnitude das tensões de sequência positiva fase-neutro no lado de alta tensão é dada por:

$$|VLN| = \frac{|VLL|}{\sqrt{3}} = \frac{n_t}{\sqrt{3}} \cdot |Vt| = a_x |Vt| \quad (3.61)$$

Onde:

$$a_x = \frac{n_t}{\sqrt{3}} = \frac{VLL_{LADO_ALTA_TENSÃO}}{\sqrt{3} \cdot VLN_{LADO_ALTA_TENSÃO}} \quad (3.62)$$

$$a_x = \frac{VLL_{LADO_ALTA_TENSÃO}}{VLL_{LADO_BAIXA_TENSÃO}} \quad (3.63)$$

Com referência a Figura 19, as tensões linha-linha no lado do primário do transformador como função das tensões ideais do secundário são dadas por:

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

Na forma condensada, equação 3.64 se torna:

$$[VLL_{ABC}] = [AV] \cdot [Vt_{abc}] \quad (3.65)$$

Onde

$$[AV] = \begin{bmatrix} 0 & -n_t & 0 \\ 0 & 0 & -n_t \\ -n_t & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

Equação 3.65 fornece as tensões do primário de linha para linha no nó n como função das tensões ideais do secundário. Entretanto, o que é preciso é uma relação entre as tensões equivalentes fase-neutro no nó n e as tensões secundárias ideais. A questão é: como as tensões equivalentes fase-neutro podem ser determinadas conhecendo-se as tensões fase-fase? Um método é aplicar a teoria das componentes simétricas (MOURA, 2008).

As tensões fase-fase conhecidas são transformadas para a sequência de tensões por:

$$[VLL_{012}] = [A_S]^{-1} \cdot [VLL_{ABC}] \quad (3.67)$$

onde

$$[A_S] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

$$a_s = 1 \angle 120^\circ \quad (3.69)$$

Por definição, a sequência zero das tensões fase-fase é sempre zero. A relação entre as sequências positivas e negativas fase-neutro e fase-fase é conhecida. Essas relações na forma matricial são dadas por:

$$\begin{bmatrix} VLN_0 \\ VLN_1 \\ VLN_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t_s^* & 0 \\ 0 & 0 & t_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} VLL_0 \\ VLL_1 \\ VLL_2 \end{bmatrix} \quad (3.70)$$

$$[\text{VLN}_{012}] = [\text{T}].[\text{VLL}_{012}] \quad (3.71)$$

onde:

$$t_s = \frac{1}{\sqrt{3}} < 30^\circ \quad (3.72)$$

Desde que a sequência zero da tensão fase-fase seja zero, o termo (1,1) da matriz T pode ser de qualquer valor. Para as propostas daqui, o termo (1,1) é escolhido como sendo de valor 1.0. Conhecendo as tensões de sequência fase-neutro, as tensões fase-neutro podem ser determinadas.

As tensões equivalentes fase-neutro, como função das tensões fase-neutro de sequência é:

$$[\text{VLN}_{ABC}] = [\text{A}_s].[\text{VLN}_{012}] \quad (3.73)$$

Substituindo a equação 3.71 na equação 3.73:

$$[\text{VLN}_{ABC}] = [\text{A}_s].[\text{T}].[\text{VLL}_{012}] \quad (3.74)$$

Substituindo a equação 3.67 na equação 3.74:

$$[\text{VLN}_{ABC}] = [\text{W}].[\text{VLL}_{ABC}] \quad (3.75)$$

Onde

$$[\text{W}] = [\text{A}_s].[\text{T}].[\text{A}_s]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.76)$$

Equação 3.76 providencia um método de computar as tensões equivalentes fase-neutro do conhecimento das tensões fase-fase (MOURA, 2008).

Para continuar, equação 3.65 pode ser substituída na equação 3.75:

$$[\text{VLN}_{ABC}] = [\text{W}].[\text{AV}].[\text{Vtabc}] = [\text{at}].[\text{Vtabc}] \quad (3.77)$$

Onde

$$[a_t] = [W].[AV] = \frac{-n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.78)$$

Equação 3.78 define a matriz generalizada $[a]$ para a conexão delta estrela-aterrada. As tensões ideais do secundário como função das tensões fase-terra e correntes de linha secundárias são:

$$[V_{t_{abc}}] = [VLG_{abc}] + [Zt_{abc}].[I_{abc}] \quad (3.79)$$

Onde

$$[Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (3.80)$$

Note na equação 3.80 que não há restrição das impedâncias dos três transformadores serem iguais.

Substituindo a equação 3.79 na equação 3.77:

$$[VLN_{ABC}] = [a_t]([VLG_{abc}] + [Zt_{abc}].[I_{abc}]) \quad (3.81)$$

$$[VLN_{ABC}] = [a_t][VLG_{abc}] + [b_t].[I_{abc}] \quad (3.82)$$

Onde:

$$[b_t] = [a_t][Zt_{abc}] = \frac{-n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2.Zt_b & Zt_c \\ Zt_a & 0 & 2.Zt_c \\ 2.Zt_a & Zt_b & 0 \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

As matrizes generalizadas $[a]$ e $[b]$ foram agora definidas. A derivação das matrizes generalizadas $[A]$ e $[B]$ começa resolvendo a equação 3.75 para as tensões secundárias ideais:

$$[V_{t_{abc}}] = [AV]^{-1}.[VLL_{ABC}] \quad (3.84)$$

As tensões fase-fase como função das tensões fase-neutro equivalentes são:

$$[VLL_{ABC}] = [D] \cdot [VLL_{ABC}] \quad (3.85)$$

Onde

$$[D] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.86)$$

Substitua equação 3.85 na equação 3.84:

$$[V_{t_{abc}}] = [AV]^{-1} \cdot [D] \cdot [VLN_{ABC}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] \quad (3.87)$$

onde:

$$[A_t] = [AV]^{-1} \cdot [D] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.88)$$

Substituindo equação 3.44 na equação 3.87:

$$[VLG_{abc}] + [Z_{t_{abc}}] \cdot [I_{abc}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] \quad (3.89)$$

Reescrevendo a equação 3.89:

$$[VLG_{abc}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] - [B_t] \cdot [I_{abc}] \quad (3.90)$$

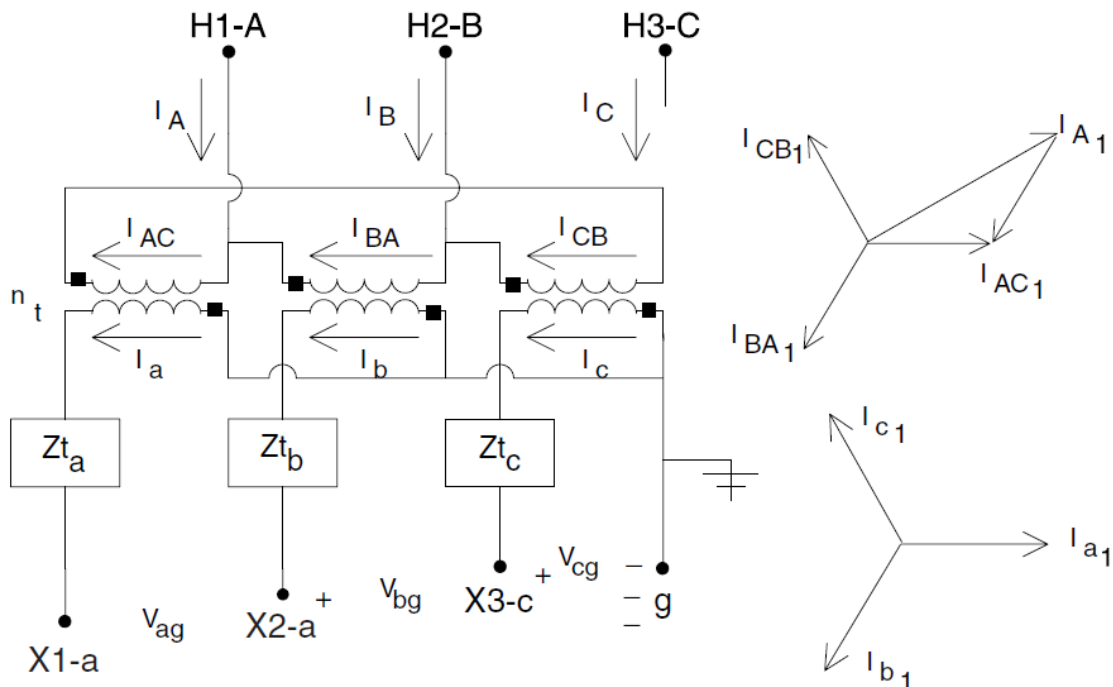
onde:

$$[B_t] = [Z_{t_{abc}}] = \begin{bmatrix} Z_{t_a} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{t_b} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{t_c} \end{bmatrix} \quad (3.91)$$

Equação 3.82 e equação 3.90 são as equações generalizadas de tensão para a conexão delta estrela-aterrada

A conexão de trinta graus especifica que a sequência positiva de corrente entrando no terminal H1 irá adiantar a corrente de sequência positiva deixando o terminal X1 por 30 graus (MOURA, 2008, apud KERSTING, 2006). A Figura 20 mostra a mesma conexão da Figura 18 mas com correntes no lugar de tensões. Assim como para as tensões, as marcas de polaridade nos terminais do transformador devem ser observadas para as correntes. Por exemplo, na Figura 18, a corrente I_a está entrando na marca de polaridade da bobina de baixa tensão tal que a corrente I_{AC} no lado de alta tensão estará em fase com I_a . Essa relação é mostrada no diagrama fasorial para correntes de sequência positiva na Figura 20.

Figura 20 - Modelo de correntes de um transformador delta-estrela aterrada



Fonte: KERSTING, 2006.

As correntes de linha podem ser determinadas como função das correntes no delta aplicando a Lei de Kirchoff das correntes:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{AC} \\ I_{BA} \\ I_{CB} \end{bmatrix} \quad (3.92)$$

Na forma condensada, a equação 3.92 é:

$$[I_{ABC}] = [DI][ID_{ABC}] \quad (3.93)$$

A equação matricial relacionando as correntes do delta primárias com as correntes de linha do secundário são dadas por:

$$\begin{bmatrix} I_{AC} \\ I_{BA} \\ I_{CB} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.94)$$

$$[ID_{ABC}] = [AI][I_{abc}] \quad (3.95)$$

Substituindo equação 3.95 na equação 3.93:

$$[I_{ABC}] = [D].[AI].[I_{abc}] = [c_t].[VLG_{abc}] + [d_t].[I_{abc}] \quad (3.96)$$

Onde

$$[d_t] = [D].[AI] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.97)$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.98)$$

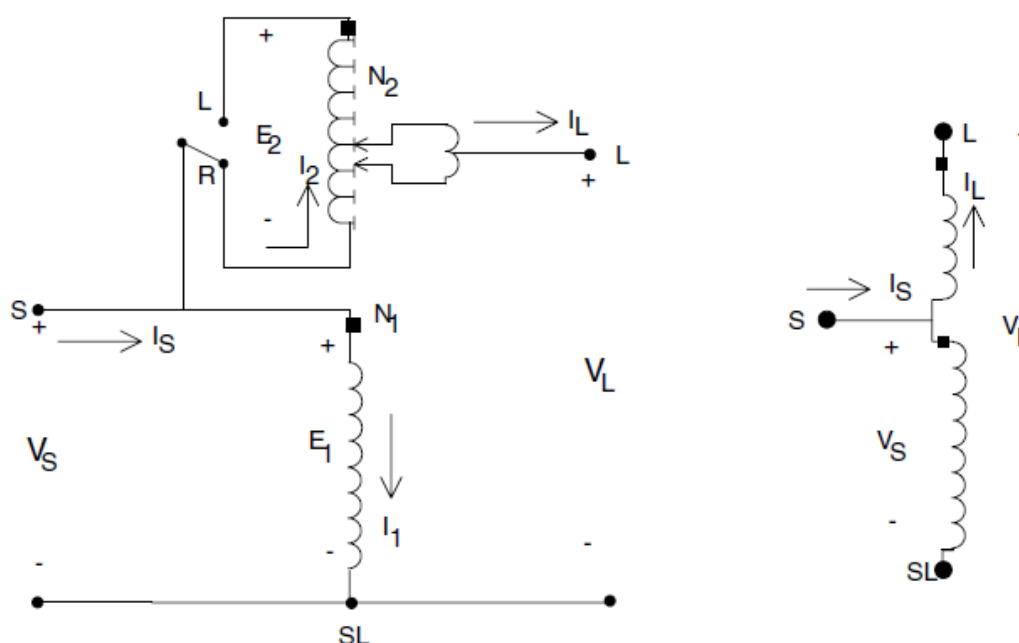
A equação 3.96 providencia um método direto para computar a corrente de fase de linha no nó n conhecendo a corrente de fase de linha no nó m.

3.7 MODELAGEM DE UM REGULADOR DE TENSÃO TRIFÁSICO

3.7.1 Reguladores de Tensão Tipo A

O circuito equivalente detalhado e o circuito abreviado de um regulador de tensão do tipo A na posição de elevação é mostrado na Figura 21.

Figura 21 - Regulador de tensão tipo A - elevação



Fonte: KERSTING, 2006.

O circuito primário do sistema está diretamente conectado a bobina shunt do regulador tipo A. A bobina série está conectada a bobina shunt e por sua vez, via taps, ao circuito regulado. Nesta conexão, a excitação do núcleo varia porque a bobina shunt está conectada diretamente ao longo do circuito primário.

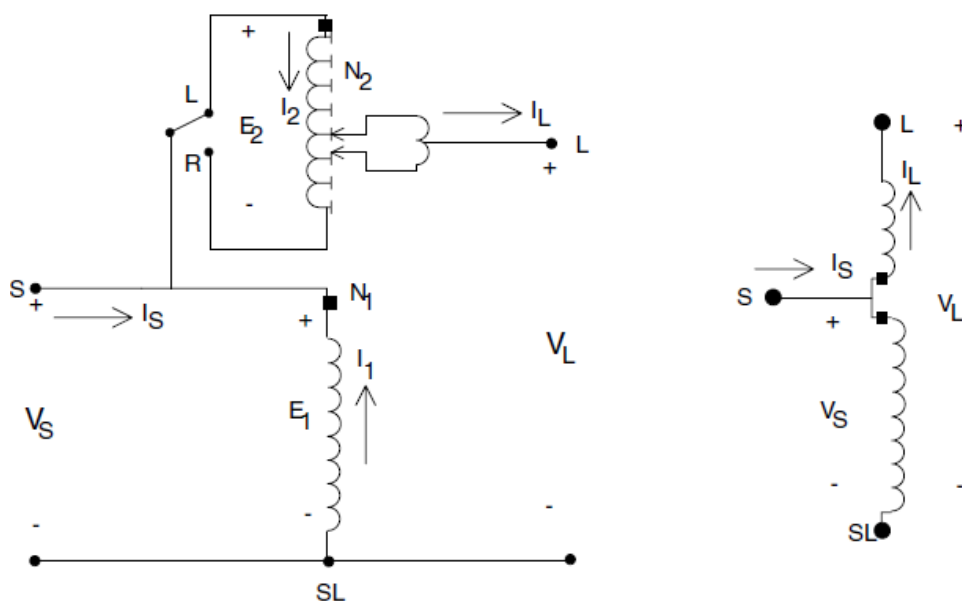
Quando a conexão tipo A está na posição abaixadora, o chaveamento reverso é conectado ao L terminal. O efeito desse reverso é reverter a direção das correntes nas bobinas série e shunt.

3.7.2 Reguladores de Tensão Tipo B

A conexão mais comum de reguladores de tensão é do tipo B, cujo o ramo de excitação está conectado no secundário do equipamento. Desde que esta é a conexão mais comum, as equações de tensão e de corrente para o regulador de tensão serão desenvolvidas apenas para a conexão tipo B (MOURA, 2008).

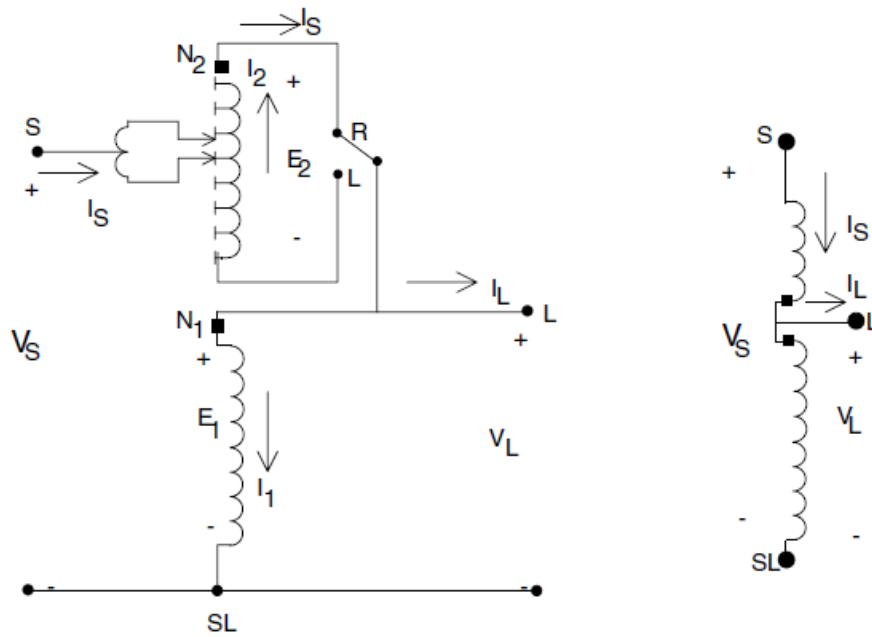
Os circuitos equivalentes detalhado e abreviado do regulador tipo B na sua posição de elevação é mostrado na Figura 23. O circuito primário do sistema está conectado via taps com a bobina série do regulador, na conexão tipo B. A bobina série está conectada a bobina shunt, o qual está conectada diretamente ao circuito regulado. Em um regulador tipo B, a excitação do núcleo é constante porque a bobina shunt está conectada ao longo do circuito regulado (MOURA, 2008, apud KERSTING, 2006).

Figura 22 - Regulador de tensão tipo A - Abaixamento.



Fonte: KERSTING, 2006.

Figura 23 - Regulador de tensão tipo B - Elevação



Fonte: KERSTING, 2006.

As equações de tensão e de corrente para o regulador na sua posição elevadora são como segue:

Equações de tensão

$$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2} \quad (3.99)$$

$$V_S = E_1 - E_2 \quad (3.101)$$

$$V_L = E_1 \quad (3.103)$$

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L \quad (3.105)$$

$$V_S = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) V_L \quad (3.107)$$

$$V_S = a_R V_L \quad (3.109)$$

Equações de corrente

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (3.100)$$

$$I_L = I_S - I_1 \quad (3.102)$$

$$I_2 = I_S \quad (3.104)$$

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} I_S \quad (3.106)$$

$$I_L = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) I_S \quad (3.108)$$

$$I_L = a_R I_S \quad (3.110)$$

$$a_R = 1 - \frac{N_2}{N_1} \quad (3.111)$$

Equação 3.109, 3.110 e equação 3.111 são as equações necessárias para modelar um regulador na posição de elevação.

O tipo B na posição abaixadora é mostrado na Figura 24. Como na conexão tipo A, note que a direção das correntes por meio das bobinas série e shunt mudam, mas a polaridade de tensão das duas bobinas permanece a mesma. As equações para o regulador tipo B na sua posição abaixadora são como segue:

Equações de tensão

$$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2} \quad (3.112)$$

$$V_S = E_1 - E_2 \quad (3.114)$$

$$V_L = E_1 \quad (3.116)$$

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L \quad (3.118)$$

$$V_S = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) V_L \quad (3.120)$$

$$V_S = a_R V_L \quad (3.122)$$

$$a_R = 1 + \frac{N_2}{N_1} \quad (3.124)$$

Equações de corrente

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (3.113)$$

$$I_L = I_S - I_1 \quad (3.115)$$

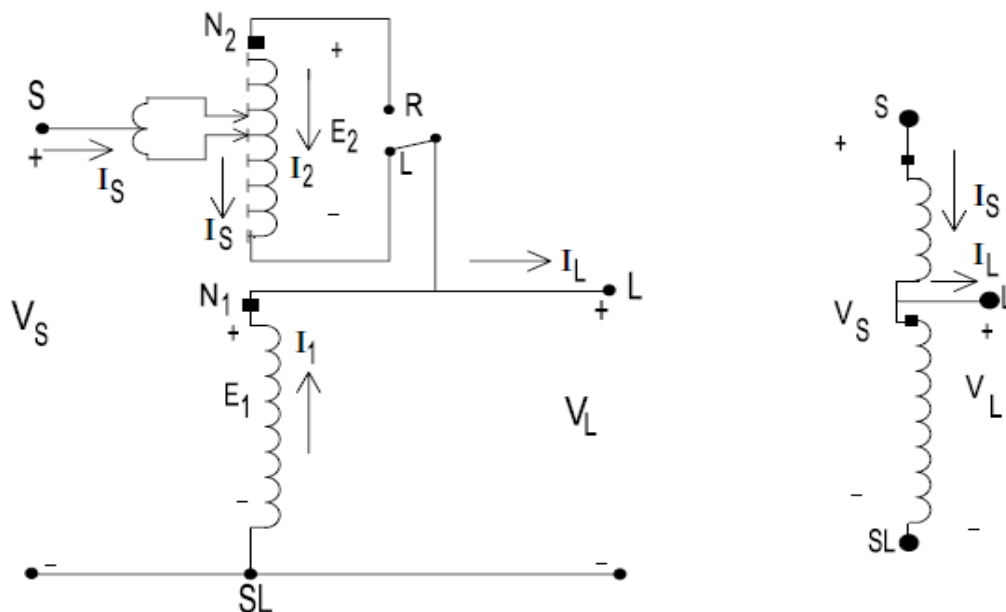
$$I_2 = -I_S \quad (3.117)$$

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} (-I_S) \quad (3.119)$$

$$I_L = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) I_S \quad (3.121)$$

$$I_L = a_R I_S \quad (3.123)$$

Figura 24 - Regulador de tensão tipo B em sua posição abaixadora



Fonte: KERSTING, 2006.

Equação 3.111 e equação 3.124 dão o valor da razão efetiva do regulador como função da razão do número de voltas na bobina série (N_2) e do número de voltas na bobina shunt (N_1).

Na análise final, a única diferença entre as equações de tensão e de corrente para o regulador tipo B nas posições elevadora e abaixadora é o sinal da razão de espiras N_2/N_1 . A razão do número de espiras é desconhecida. Entretanto, uma posição particular do tap será conhecida. As equações 3.111 e 3.124 podem ser modificadas para dar a razão efetiva do regulador como função da posição do tap. Cada tap muda a tensão por 5/8% ou 0.00625 pu. A razão efetiva do regulador pode ser dada por:

$$a_R = 1 \mp 0.00625 \cdot \text{Tap} \quad (3.125)$$

Na equação 3.125, o sinal de menos se aplica para a posição de elevação e o sinal positivo para a posição abaixadora.

3.7.3 Constantes Generalizadas

Constantes generalizadas a, b, c e d podem ser desenvolvidas para os reguladores tipo A e B. As equações de tensão e corrente tomam a forma:

$$\text{Tipo A: } V_S = \frac{1}{a_R} V_L \quad (3.126) \quad I_S = a_R I_L \quad (3.127)$$

$$\text{Tipo B: } V_S = a_R V_L \quad (3.128) \quad I_S = \frac{1}{a_R} I_L \quad (3.129)$$

Assim, as constantes generalizadas para os reguladores são:

$$\text{Tipo A: } a = 1/a_R \quad b = 0 \quad c = 0 \quad d = a_R \quad (3.130)$$

$$\text{Tipo B: } a = a_R \quad b = 0 \quad c = 0 \quad d = 1/a_R \quad (3.131)$$

Onde a_R é dado pela equação 3.125 e a convenção do sinal é dada na Tabela III.

Tabela III - Convenção de sinais para a_R

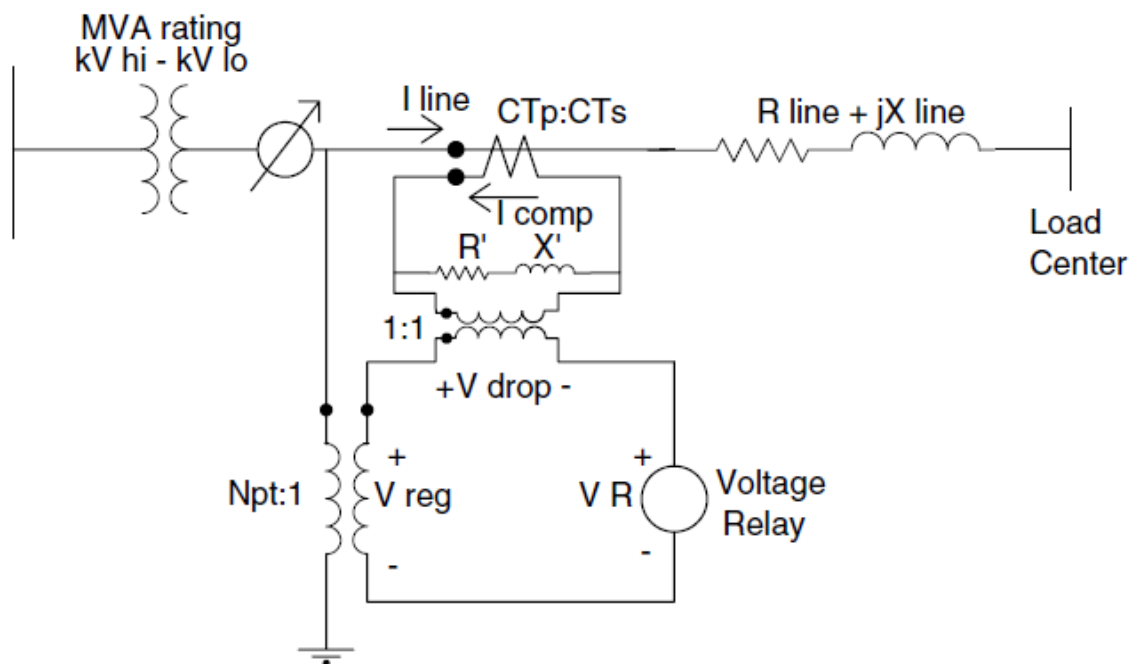
	Tipo A	Tipo B
Elevador	+	-
Abaixador	-	+

Fonte: KERSTING, 2006.

3.7.4 O Compensador de Queda de Tensão

A mudança dos taps do regulador é controlada pelo compensador de queda de linha. A Figura 25 mostra um esquema simplificado do circuito do compensador e como ele é conectado a linha de distribuição por meio de um transformador de potencial e um transformador de corrente.

Figura 25 - Diagrama do compensador de queda de tensão



Fonte: KERSTING, 2006.

O objetivo do compensador de queda de tensão é simular a queda de tensão da linha de distribuição do regulador até o centro de carga. O compensador é um circuito analógico que é um modelo em pequena escala do circuito da linha (MOURA, 2008). A entrada do compensador é tipicamente 120V, o qual requer um transformador de potencial para reduzir a tensão nominal até 120V. Para um regulador conectado linha-terra, a tensão nominal é a tensão fase-terra, enquanto que um regulador conectado linha-linha, a tensão nominal é a fase-fase.

A razão de transformação do transformador de corrente é especificada como $CT_p:CT_s$, onde CT_p será a corrente nominal do alimentador. O ajuste que é mais crítico é aquele de R' e X' calibrado em volts. Estes valores devem representar a impedância equivalente do regulador até o centro de carga. O requerimento básico é fazer a impedância do compensador de queda de tensão igual a impedância da linha em pu (MOURA, 2008). Para isso é necessário que um consistente grupo de valores de base sejam desenvolvidos. Isso é feito selecionando-se uma tensão de base e uma corrente de base para o circuito da linha e então computando a tensão base e a corrente base no compensador pela divisão da tensão e corrente base do sistema pela razão do transformador de potencial e do transformador de corrente respectivamente (MOURA,

2008, apud KERSTING, 2006). Para reguladores conectados linha-terra, a tensão base do sistema é selecionada como sendo a tensão nominal fase-terra V_{LN} e a corrente base do sistema é selecionada como a quantidade de enrolamentos no primário do transformador de corrente CT_p .

A Tabela IV mostra um grupo de valores base e emprega essas regras para um regulador conectado linha-terra. Com os valores desenvolvidos na tabela, o ajuste do R e X do compensador pode ser computado primeiro computando a impedância pu da linha.

Tabela IV - Valores de base

Base	Valor Linha-terra	Valor Regulador
Tensão	V_{LN}	$\frac{V_{LN}}{N_{PT}}$
Corrente	CT_p	CT_s
Impedância	$Z_{base_linha} = \frac{V_{LN}}{CT_p}$	$Z_{base_reg} = \frac{V_{LN}}{N_{PT} \cdot CT_p}$

Fonte: adaptado de KERSTING, 2006.

$$R_{pu} + jX_{pu} = \frac{R_{linha_{\Omega}} + jX_{linha_{\Omega}}}{Z_{base_linha}} \quad (3.132)$$

$$R_{pu} + jX_{pu} = (R_{linha_{\Omega}} + jX_{linha_{\Omega}}) \cdot \frac{CT_p}{V_{LN}} \quad (3.133)$$

A impedância em pu da Equação 3.133 deve ser a mesma na linha e no compensador de queda de tensão. A impedância do compensador em ohms é computada pela multiplicação da impedância em pu pela impedância base do compensador.

$$R_{\text{comp}\Omega} + jX_{\text{comp}\Omega} = (R_{\text{pu}} + jX_{\text{pu}}) \cdot Z_{\text{base}_{\text{comp}}} \quad (3.134)$$

$$R_{\text{comp}\Omega} + jX_{\text{comp}\Omega} = (R_{\text{linha}\Omega} + jX_{\text{linha}\Omega}) \frac{CT_p}{V_{LN}} \cdot \frac{V_{LN}}{N_{PT} \cdot CT_S} \quad (3.135)$$

$$R_{\text{comp}\Omega} + jX_{\text{comp}\Omega} = (R_{\text{linha}\Omega} + jX_{\text{linha}\Omega}) \frac{CT_p}{N_{PT} \cdot CT_S} \Omega \quad (3.136)$$

Equação 3.135 dá o valor do R e do X do compensador em ohms. O R e o X do compensador em volts são determinados multiplicando o R e o X em ohms do compensador pela razão de corrente do secundário (CT_S) do transformador de corrente.

$$R' + jX' = (R_{\text{comp}\Omega} + jX_{\text{comp}\Omega}) \cdot CT_S \quad (3.137)$$

$$R' + jX' = (R_{\text{linha}\Omega} + jX_{\text{linha}\Omega}) \frac{CT_p}{N_{PT} \cdot CT_S} \cdot CT_S \quad (3.138)$$

$$R' + jX' = (R_{\text{linha}\Omega} + jX_{\text{linha}\Omega}) \frac{CT_p}{N_{PT}} V \quad (3.139)$$

Conhecendo a impedância equivalente em ohms do regulador até o centro de carga, o valor requerido do compensador de queda de tensão (R' e X') é determinado usando a equação 3.149.

3.7.5 Reguladores de Tensão Trifásicos

3 reguladores monofásicos podem ser conectados externamente na forma de um regulador trifásico. Quando três reguladores monofásicos são conectados juntos, cada regulador tem seu próprio circuito compensador e os taps de cada regulador são mudados separadamente. Conexões típicas de reguladores de tensão monofásicos são:

1. Monofásica
2. Dois reguladores conectados em estrela-aberta (algumas vezes referido como fase V)

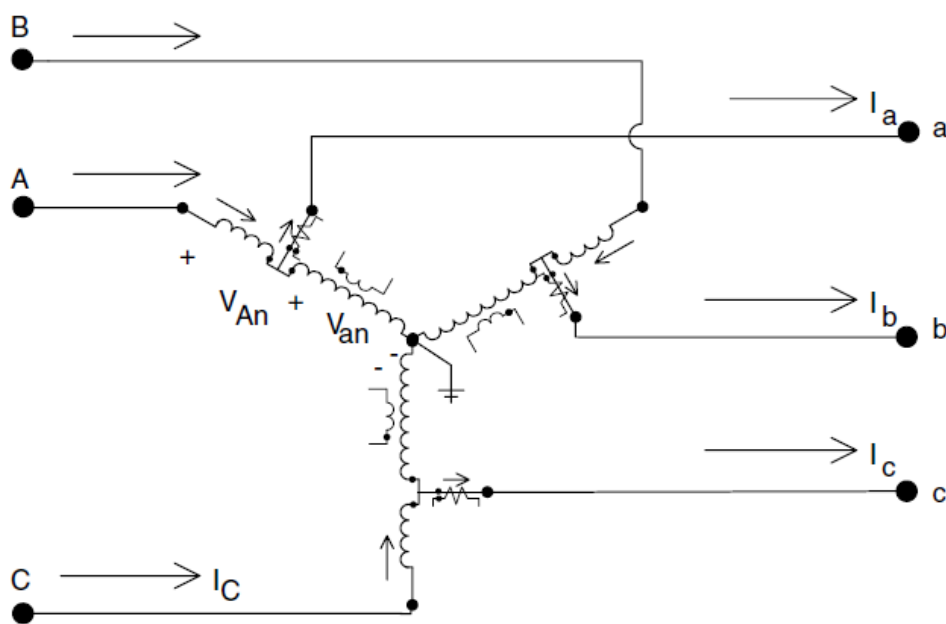
3. Três reguladores conectados em estrela aterrada.
4. Dois reguladores conectados em delta aberto.
5. Três reguladores conectados em delta fechado.

Nessa dissertação implementou-se e modelou-se o regulador de tensão do tipo 3.

3.7.6 Reguladores Conectados em Estrela

3 reguladores monofásicos Tipo B conectados em estrela são mostrados na Figura 26 e as polaridades das bobinas são mostradas para a posição de elevação. Quando o regulador está na posição mais baixa, um chaveamento reverso terá reconectado as bobinas série tal que a polaridade das bobinas série está agora no terminal de saída. Independentemente se o regulador está elevando ou abaixando as tensões, a seguinte equação se aplica:

Figura 26 - Diagrama do regulador de tensão trifásico



Fonte: KERSTING, 2006.

$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{R_a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{R_b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{R_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.140)$$

onde:

a_{R_a} , a_{R_b} e a_{R_c} representam a razão efetiva para os três reguladores monofásicos.

A equação 3.140 é da forma

$$[VLN_{ABC}] = [a] \cdot [VLN_{abc}] + [b] \cdot [I_{abc}] \quad (3.141)$$

Equações de corrente

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{R_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{R_b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{R_c}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.142)$$

Ou:

$$[I_{ABC}] = [c] [VLG_{abc}] + [d] [I_{abc}] \quad (3.143)$$

Equações 3.141 e 3.143 estão na mesma forma generalizada que as equações das linhas e do transformador. Para um regulador de tensão trifásico estrela conectado, negligenciando a impedância série e a admitância shunt, as matrizes generalizadas são:

$$[a] = \begin{bmatrix} a_{R_a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{R_b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{R_c} \end{bmatrix} \quad (3.144)$$

$$[b] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.145)$$

$$[c] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.146)$$

$$[d] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{R_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{R_b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{R_c}} \end{bmatrix} \quad (3.147)$$

Nas equações 3.144 e 3.147, a razão efetiva para cada regulador de tensão deve satisfazer:

$0.9 \leq a_{R_abc} \leq 1.1$ em 32 degraus de 0.625%/degrau (0.75volts/degrau em uma base de 120 volts)

A razão efetiva (a_{R_a} , a_{R_b} , e a_{R_c}) podem ficar em diferentes valores quando três reguladores monofásicos são conectados em estrela. É também possível ter um regulador trifásico conectado em estrela, onde a tensão e a corrente são amostradas em apenas uma fase e então todas as três fases são mudadas pelo mesmo número de taps.

3.8 MODELAGEM DE BANCO DE CAPACITORES

Os bancos de capacitores podem ser ligados em conexão Y ou em Δ . Podendo-se realizar ainda a conexão de um único banco (entre fase-terra na conexão Y ou entre

fases na conexão Δ) ou de três bancos simultaneamente. São abordados nas seções 3.8.1 e 3.8.2 os dois tipos.

3.8.1 Banco de Capacitores Ligados em Estrela

Calcula-se a susceptância do capacitor B_c pela fórmula abaixo:

$$B_c = \frac{k \text{ var}}{kV_{LN}^2 \cdot 1000} S \quad (3.148)$$

$k\text{var}$ = Potência reativa do banco ligado entre uma fase e o neutro

kV_{LN}^2 = Tensão fase-neutro da conexão Y elevada ao quadrado

Observe que os k 's nas expressões acima indicam que os valores devem ser substituídos já multiplicados por mil.

Assim, as correntes de linha que percorrem os bancos de capacitores mostrados na figura abaixo, são dadas por:

$$IC_a = jB_a V_{an} \quad (3.149)$$

$$IC_b = jB_b V_{bn} \quad (3.150)$$

$$IC_c = jB_c V_{cn} \quad (3.151)$$

Observa-se que B_a , B_b e B_c são fixos, no entanto, como as tensões V_{an} , V_{bn} e V_{cn} variam durante o processo iterativo, as correntes de linha também variam.

3.8.2 Banco de Capacitores Ligados em Delta

Calcula-se a susceptância do capacitor B_c pela fórmula abaixo:

$$B_c = \frac{k \text{ var}}{kV_{LL}^2 \cdot 1000} S \quad (3.152)$$

As correntes de fase que percorrem os bancos de capacitores podem ser calculadas pelas fórmulas abaixo:

$$IC_{ab} = jB_a V_{ab} \quad (3.153)$$

$$IC_{bc} = jB_b V_{bc} \quad (3.154)$$

$$IC_{ca} = jB_c V_{ca} \quad (3.155)$$

As correntes de linha podem ser obtidas aplicando a Lei de Kirchoff das correntes em cada nó:

$$\begin{bmatrix} IC_a \\ IC_b \\ IC_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IC_{ab} \\ IC_{bc} \\ IC_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.156)$$

Aqui o raciocínio é idêntico, os B 's são constantes e as tensões variam durante o processo iterativo fazendo as correntes de linha variarem.

3.9 MODELAGEM DE CARGAS

3.9.1 Modelagem de Cargas Concentradas

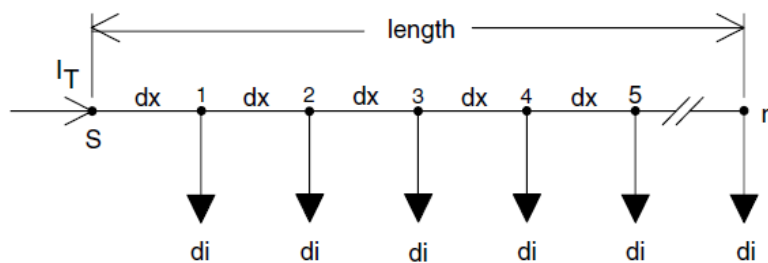
As cargas em sistemas de distribuição são caracterizadas pela potência complexa consumida (KERSTING, 2006). As cargas concentradas, cuja simbologia corresponde a uma seta conectada na barra ou no nó de ligação, pode ser modelada como qualquer um

dos tipos vistos na seção 3.8. Essa distinção de tipos depende da natureza operativa da carga quando conectada ao sistema de potência.

3.9.2 Modelagem de Cargas Distribuídas

Para os sistemas analisados nesse trabalho as cargas são modeladas como cargas distribuídas lineares, ou seja, não são distribuídas ao longo de uma área e sim ao longo de um segmento de reta, conforme figura mostrada abaixo:

Figura 27 - Cargas distribuídas ao longo de uma linha de distribuição



Fonte: KERSTING, 2006.

A Figura 27 mostra n cargas uniformemente espaçadas de uma distância dx . As cargas são todas iguais e serão tratadas como solicitando uma corrente d_i . Observe que esse modelo é perfeitamente geral, pois, aqui não está sendo dito que o modelo da carga é de corrente constante, ou seja, que o módulo da corrente não irá variar durante o processo iterativo. Está sendo dito apenas que as cargas distribuídas como são uniformes solicitam todas elas uma corrente d_i . Depois, quando o modelo equivalente de duas barras for obtido, pode-se usar o modelo equivalente de carga concentrada para representar as cargas distribuídas com os modelos de potência constante, impedância constante e corrente constante. Seja, então, a corrente total no alimentador I_T . É desejado determinar a queda de tensão total do nó fonte (S) até o último nó n . Seja:

l = comprimento do alimentador

$z = r + jx$ = impedância da linha em Ω /milha

dx = distância entre cargas consecutivas (separadas por segmentos de reta)

d_i = corrente das cargas em cada nó

n = número de cargas e número de segmentos de reta

I_T = corrente total no alimentador

As correntes de carga são dadas por:

$$di = \frac{I_T}{n} \quad (3.157)$$

A queda de tensão no primeiro segmento de reta é dada por:

$$V_{drop_1} = \text{Re} \{z \cdot dx \cdot (n \cdot di)\} \quad (3.158)$$

A queda de tensão no segundo segmento de reta é dada por:

$$V_{drop_2} = \text{Re} \{z \cdot dx \cdot [(n-1) \cdot di]\} \quad (3.159)$$

A queda de tensão total do nó fonte até o último nó é dada por:

$$V_{drop_{total}} = V_{drop_1} + V_{drop_2} + \dots + V_{drop_n} \quad (3.160)$$

$$V_{drop_{total}} = \text{Re} \{z \cdot dx \cdot di \cdot [n + (n-1) + (n-2) + \dots + (1)]\} \quad (3.161)$$

Usando a fórmula da soma dos termos de uma progressão aritmética na equação acima, obtém-se:

$$1+2+3+\dots+n = \frac{n(n+1)}{2} \quad (3.162)$$

Logo:

$$V_{drop_{total}} = \text{Re} \left\{ z \cdot dx \cdot di \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1)}{2} \right] \right\} \quad (3.163)$$

$$dx = \frac{l}{n} \quad (3.164)$$

$$d_i = \frac{I_T}{n} \quad (3.165)$$

Obtém-se:

$$V_{\text{drop}_{\text{total}}} = \text{Re} \left\{ z \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{I_T}{n} \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1)}{2} \right] \right\} \quad (3.166)$$

$$V_{\text{drop}_{\text{total}}} = \text{Re} \left\{ z \cdot l \cdot I_T \cdot \left[\frac{(n+1)}{2n} \right] \right\} \quad (3.167)$$

Como $z \cdot l = Z$, ficamos com:

$$V_{\text{drop}_{\text{total}}} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} Z I_T \left(1 + \frac{1}{n} \right) \right\} \quad (3.168)$$

Quando n tende para infinito, a queda de tensão total tende para:

$$V_{\text{drop}_{\text{total}}} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} Z I_T \right\} \quad (3.169)$$

A equação 3.169 pode ser interpretada de duas maneiras. A primeira é colocar a carga total I_T no ponto médio da linha. A segunda é colocar metade da carga total I_T no final da linha. Obtém-se, portanto, dois modelos válidos para calcular a queda de tensão ao longo da linha. No entanto, esses modelos não permitem como veremos calcular a perda de potência na linha.

Para calcular a perda total de potência trifásica na linha, considere o primeiro modelo. Obtém-se, então:

$$P_{\text{perdas}} = 3 \cdot |I_T|^2 \cdot \frac{R}{2} = \frac{3}{2} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (3.170)$$

Quando o segundo modelo é usado para calcular a perda total trifásica, obtém-se:

$$P_{perdas} = 3 \cdot \frac{|I_T|^2}{2} \cdot R = \frac{3}{4} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (3.171)$$

Os dois modelos permitem obter resultados diferentes para as perdas de potência na linha. No entanto, nenhum dos dois está certo. Esse modelo de queda de tensão não se aplica ao cálculo de perda de potência na linha. Para se calcular as perdas de potência na linha um modelo precisa ser desenvolvido (MOURA, 2008).

Escrevendo as equações para as perdas de potência, obtém-se:

$$P_{perdas1} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n \cdot di)|^2 \quad (3.172)$$

$$P_{perdas2} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n-1) \cdot di|^2 \quad (3.173)$$

Assim, a perda total é dada por:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |di|^2 [n^2 + (n-1)^2 + (n-2)^2 + \dots + 1^2] \quad (3.174)$$

A série acima tem a seguinte fórmula geral:

$$1^2 + 2^2 + \dots + n^2 = \frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \quad (3.175)$$

A equação para a perda de potência total pode ser escrita como:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot \left(r \cdot \frac{l}{n} \right) \cdot \left(\frac{|I_T|}{n} \right)^2 \left[\frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \right] \quad (3.176)$$

Simplificando a equação acima, obtém-se:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \left[\frac{(n+1) \cdot (2n+1)}{6n^2} \right] \quad (3.177)$$

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \left[\frac{(2n^2 + 3n + 1)}{6n^2} \right] \quad (3.178)$$

$$P_{perdas(total)} = 3.R. |I_T|^2 \left[\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right] \quad (3.179)$$

Onde $R=r.l$ é a resistência total por fase da linha. Assim quando n tende ao infinito, obtém-se que as perdas totais tendem a:

$$P_{perdas(total)} = 3. \left[\frac{1}{3}.R. |I_T|^2 \right] \quad (3.180)$$

Ou seja, essa equação afirma que é possível concentrar toda a corrente I_T a uma distância do início da linha de um terço do comprimento total da linha.

Obtém-se, então, três modelos da linha (2 para calcular a queda de tensão e 1 para calcular a perda total de potência). Deriva-se agora um modelo exato da linha que permite calcular tanto a perda de potência total como a queda de tensão.

A Figura 27 mostra a configuração generalizada que permitirá obter tanto o modelo para cálculo da queda de tensão total como para o cálculo da perda de potência total.

A queda total de tensão é dada por:

$$V_{queda(total)} = \text{Re}[kZI_T + (1-k)ZcI_T] \quad (3.181)$$

onde:

Z = impedância total da linha em ohms.

K = fator do comprimento total da linha onde se concentra a primeira parte da corrente total (I_X)

c = fator da corrente total para colocar no final da linha tal que $I_T = I_X + c.I_T$

Igualando essa expressão da queda total com a expressão desenvolvida anteriormente, obtém-se:

$$\text{Re}\left\{ \frac{1}{2}ZI_T \right\} = \text{Re}[kZI_T + (1-k)ZcI_T] \quad (3.182)$$

Logo:

$$\frac{1}{2}ZI_T = kZI_T + (1-k)ZcI_T \quad (3.183)$$

Simplificando a equação acima, obtém-se:

$$\frac{1}{2} = k + (1-k)c \quad (3.184)$$

Resolvendo a equação acima para k, obtém-se:

$$k = \frac{0,5 - c}{1 - c} \quad (3.185)$$

O mesmo procedimento pode ser desenvolvido para a perda total de potência. A perda de potência total trifásica é dada por:

$$P_{perda(total)} = 3.[kR | I_T |^2 + (1-k)R(c | I_T |)^2] \quad (3.186)$$

Igualando essa equação a $P_{perdas(total)} = 3. \left[\frac{1}{3} . R . | I_T |^2 \right]$, obtém-se:

$$\left[\frac{1}{3} . R . | I_T |^2 \right] = [kR | I_T |^2 + (1-k)R(c | I_T |)^2] \quad (3.187)$$

Simplificando, obtém-se:

$$\frac{1}{3} = [k + (1-k)c^2] \quad (3.188)$$

$$\frac{1}{3} = [k + c^2 - kc^2] = [k.(1 - c^2) + c^2] \quad (3.189)$$

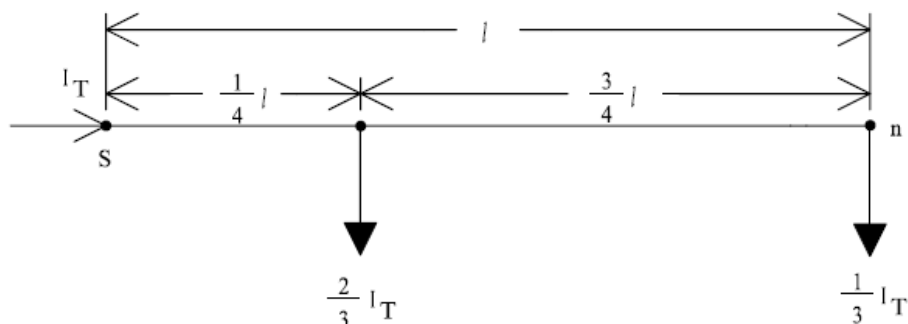
Substituindo a expressão de k na equação acima, obtém-se:

$$\frac{1}{3} = \frac{0,5 - c}{1 - c} (1 - c^2) + c^2 \quad (3.190)$$

Da equação acima, obtém-se: $c = \frac{1}{3}$ e $k = \frac{1}{4}$

A interpretação desses resultados é que um terço da carga deve ser colocada no final da linha e dois-terços da carga devem ser colocados a um-quarto de distância do nó fonte, conforme mostrado na Figura 28.

Figura 28 - Conexão das cargas



Fonte: KERSTING, 2006.

3.9.3 Modo de Ligação das Cargas

As cargas podem estar ligadas em estrela ou em delta. Quando as cargas estão ligadas em delta é necessário calcular as correntes que circulam na linha a partir das correntes que circulam no delta. As seções a seguir tratam de como modelar cada tipo de carga seja elas ligadas em estrela ou em delta.

3.9.4 Tipos de Cargas

As cargas podem ser de potência constante, corrente constante e/ou impedância constante. Elas podem estar ligadas em estrela ou em delta, conforme já foi visto. Para as cargas em estrela usa-se a seguinte notação para as potências complexas e tensões:

Fase a:

$$|S_a| \angle \theta_a = P_a + jQ_a \quad \text{e} \quad |V_{an}| \angle \delta_a \quad (3.191)$$

Fase b:

$$|S_b| \angle \theta_b = P_b + jQ_b \text{ e } |V_{bn}| \angle \delta_b \quad (3.192)$$

Fase c:

$$|S_c| \angle \theta_c = P_c + jQ_c \text{ e } |V_{cn}| \angle \delta_c \quad (3.193)$$

Para as cargas ligadas em delta a notação abaixo é usada:

Fase ab:

$$|S_{ab}| \angle \theta_{ab} = P_{ab} + jQ_{ab} \text{ e } |V_{ab}| \angle \delta_{ab} \quad (3.194)$$

Fase bc:

$$|S_{bc}| \angle \theta_{bc} = P_{bc} + jQ_{bc} \text{ e } |V_{bc}| \angle \delta_{bc} \quad (3.195)$$

Fase ca:

$$|S_{ca}| \angle \theta_{ca} = P_{ca} + jQ_{ca} \text{ e } |V_{ca}| \angle \delta_{ca} \quad (3.196)$$

3.9.4.1 Cargas de Potência Constante (Y e Δ)

Para as cargas ligadas em estrela, as seguintes equações são usadas para calcular as correntes de linha:

$$IL_a = \left(\frac{S_a}{V_{an}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle (\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \quad (3.197)$$

$$IL_b = \left(\frac{S_b}{V_{bn}} \right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|} \angle(\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \quad (3.198)$$

$$IL_c = \left(\frac{S_c}{V_{cn}} \right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cn}|} \angle(\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c \quad (3.199)$$

Para as cargas ligadas em delta, as equações são as dadas a seguir:

$$IL_{ab} = \left(\frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* = \frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|} \angle(\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |IL_{ab}| \angle \alpha_{ab} \quad (3.200)$$

$$IL_{bc} = \left(\frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* = \frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|} \angle(\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |IL_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad (3.201)$$

$$IL_{ca} = \left(\frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* = \frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|} \angle(\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |IL_{ca}| \angle \alpha_{ca} \quad (3.202)$$

Nesse modelo, as tensões fase-fase irão mudar durante cada iteração até a convergência ser alcançada. As tensões mudam tanto em módulo como em ângulo. A potência, no entanto, é mantida constante durante as iterações, daí o nome do modelo, e considera-se o neutro solidamente aterrado.

3.9.4.2 Cargas de Impedância Constante (Y e Δ)

Cargas ligadas em Y:

$$Z_a = \frac{|V_{an_nominal}|^2}{S_{a_nominal}^*} = \frac{|V_{an_nominal}|^2}{|S_{a_nominal}|} \angle \theta_a = |Z_a| \angle \theta_a \quad (3.203)$$

$$Z_b = \frac{|V_{bn_nominal}|^2}{S_{b_nominal}^*} = \frac{|V_{bn_nominal}|^2}{|S_{b_nominal}|} \angle \theta_b = |Z_b| \angle \theta_b \quad (3.204)$$

$$Z_c = \frac{|V_{cn_nominal}|^2}{S_{cn_nominal}^*} = \frac{|V_{cn_nominal}|^2}{|S_{cn_nominal}|} \angle \theta_c = |Z_c| \angle \theta_c \quad (3.205)$$

Na fórmula acima as tensões são as nominais. No modelo de carga com impedância constante as impedâncias não mudam seu valor durante o processo iterativo e são calculadas de acordo com a tensão nominal da barra.

A corrente na carga como função das impedâncias constantes da carga são dadas por:

$$IL_a = \frac{V_{an}}{Z_a} = \frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \angle(\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle\alpha_a \quad (3.206)$$

$$IL_b = \frac{V_{bn}}{Z_b} = \frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \angle(\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle\alpha_b \quad (3.207)$$

$$IL_c = \frac{V_{cn}}{Z_c} = \frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \angle(\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle\alpha_c \quad (3.208)$$

A tensão fase-neutro irá mudar durante cada iteração até a convergência ser alcançada. Os valores de Z_a , Z_b e Z_c permanecerão constantes.

Cargas ligadas em delta:

$$Z_{ab} = \frac{|V_{ab_nominal}|^2}{S_{ab_nominal}^*} = \frac{|V_{ab_nominal}|^2}{|S_{ab_nominal}|} \angle\theta_{ab} = |Z_{ab}| \angle\theta_{ab} \quad (3.209)$$

$$Z_{bc} = \frac{|V_{bc_nominal}|^2}{S_{bc_nominal}^*} = \frac{|V_{bc_nominal}|^2}{|S_{bc_nominal}|} \angle\theta_{bc} = |Z_{bc}| \angle\theta_{bc} \quad (3.210)$$

$$Z_{ca} = \frac{|V_{ca_nominal}|^2}{S_{ca_nominal}^*} = \frac{|V_{ca_nominal}|^2}{|S_{ca_nominal}|} \angle\theta_{ca} = |Z_{ca}| \angle\theta_{ca} \quad (3.211)$$

Na fórmula acima as tensões são as nominais (de linha). No modelo de carga com impedância constante as impedâncias não mudam seu valor durante o processo iterativo e são calculadas de acordo com a tensão nominal fase-fase da barra.

A corrente na carga como função das impedâncias constantes da carga são dadas por:

$$IL_{ab} = \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} = \frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|} \angle(\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |IL_{ab}| \angle\alpha_{ab} \quad (3.212)$$

$$IL_{bc} = \frac{V_{bc}}{Z_{bc}} = \frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|} \angle(\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |IL_{bc}| \angle\alpha_{bc} \quad (3.213)$$

$$IL_{ca} = \frac{V_{ca}}{Z_{ca}} = \frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|} \angle(\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |IL_{ca}| \angle\alpha_{ca} \quad (3.214)$$

A tensão fase-fase irá mudar durante cada iteração até a convergência ser alcançada. Os valores de Z_{ab} , Z_{bc} e Z_{ca} permanecerão constantes.

3.9.4.3 Cargas de Corrente Constante (Y e Δ)

Cargas em Y:

Nesse modelo, o módulo das correntes são calculados de acordo com as equações 3.215 a 3.217 e permanecem constantes durante o processo iterativo. Nesse processo, o ângulo das tensões (δ) muda, resultando na mudança do ângulo da corrente tal que o fator de potência da carga permanece constante.

$$IL_a = |IL_a| \angle(\delta_a - \theta_a) \quad (3.215)$$

$$IL_b = |IL_b| \angle(\delta_b - \theta_b) \quad (3.216)$$

$$IL_c = |IL_c| \angle(\delta_c - \theta_c) \quad (3.217)$$

Cargas em delta:

Nesse modelo, o módulo das correntes são calculados de acordo com as equações 3.218 a 3.220 e permanecem constantes durante o processo iterativo. Nesse processo, o

ângulo das tensões (δ) muda, resultando na mudança do ângulo da corrente tal que o fator de potência da carga permanece constante.

$$IL_{ab} = |IL_{ab}| \angle(\delta_{ab} - \theta_{ab}) \quad (3.218)$$

$$IL_{bc} = |IL_{bc}| \angle(\delta_{bc} - \theta_{bc}) \quad (3.219)$$

$$IL_{ca} = |IL_{ca}| \angle(\delta_{ca} - \theta_{ca}) \quad (3.220)$$

3.9.4.4 Cargas Híbridas (Y e Δ)

Para as cargas híbridas ligadas em estrela usa-se a fórmula abaixo:

$$I = (\%PQ).I_{pq} + (\%Z).I_z + (\%I).I_i \quad (3.221)$$

Onde os percentuais acima constituem a modelagem híbrida da carga e os valores das correntes são calculadas com cada uma das fórmulas já vistas (potência constante, impedância constante e corrente constante). Já para as cargas ligadas em delta a fórmula é a mesma sendo que se utilizam para as correntes I_{pq} , I_z e I_i as fórmulas correspondentes da ligação delta.

Observação: observe que toda corrente da ligação delta deve ser posteriormente convertida para uma corrente de linha. As correntes de fase devem ser convertidas para correntes de linha para serem usadas no processo iterativo. A matriz de transformação é obtida a partir da Lei de Kirchoff das correntes para a carga ligada em delta. É a mesma matriz da ligação delta de banco de capacitores.

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.222)$$

Na fórmula da carga híbrida todos os valores de corrente são correntes de linha

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 GRAU DE DESEQUILÍBRIO NA BARRA 680

O valor do grau de desequilíbrio na barra de conexão 680 foram analisados em situações inerentes à variação do fator de potência da máquina conectada a esta barra, ao número de máquinas conectadas, ao tipo de conexão da máquina, com presença ou não de regulador de tensão na subestação e ao período de carga em que o sistema é operado. Os valores do grau de desequilíbrio na barra, nas condições originais do sistema, são de 2,4378% e de 0,6823% para os períodos de carga pesada e carga leve, respectivamente. Estes valores são considerados como caso base.

Para o período de carga pesada, com o sistema operando com um regulador de tensão na fonte, os resultados obtidos são mostrados na Tabela V:

Tabela V - Grau de desequilíbrio para o período de carga pesada e com regulação de tensão na fonte.

1 Máquina Síncrona Conectada			2 Máquinas Síncronas Conectadas		
Sistema com Regulador/Carga pesada			Sistema com Regulador/Carga pesada		
FP	Conex. Direta	Conex. via Conversor	FP	Conex. Direta	Conex. via Conversor
0.9 Indutivo	1,58	1,72	0.9 Indutivo	1,18	1,53
0.9 Capacitivo	1,66	1,80	0.9 Capacitivo	1,45	1,67
Unitário	1,61	1,56	Unitário	1,26	1,57

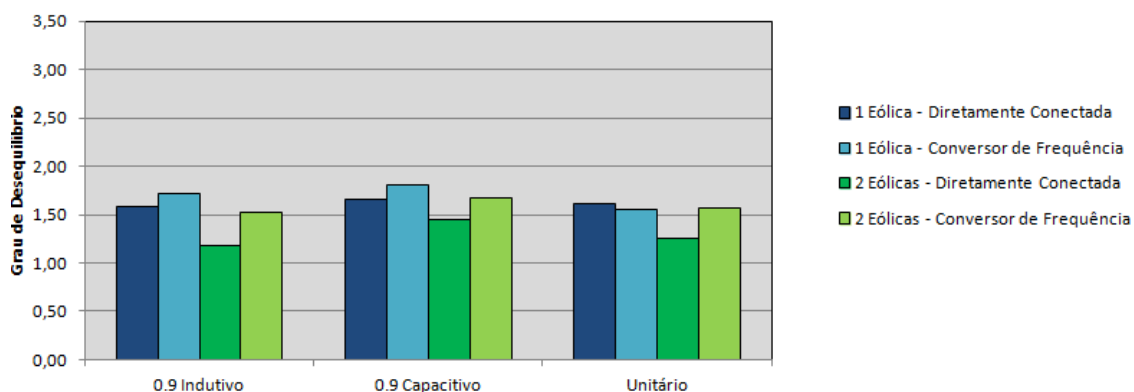
Fonte: Elaboração própria (2014)

Percebe-se que em todos os casos houve uma diminuição do grau de desequilíbrio da tensão na barra 680 no período de carga pesada. Ainda é possível observar que, em sua grande maioria, a conexão direta entre a máquina síncrona e o sistema de distribuição possibilita resultados ainda menores, excetuando-se na situação em que apenas uma máquina é conectada ao sistema operando com fator de potência unitário.

Com relação ao fator de potência, verificou-se que máquinas operantes com FP indutivo proporcionam valores inferiores do grau de desequilíbrio quando comparados aos demais casos. A melhor situação ocorre quando duas máquinas diretamente conectadas à barra 680 operam com FP 0,9 indutivo. O pior caso analisado ocorreu quando duas máquinas conectadas à barra via conversor de frequência operam com fator de potência 0,9 capacitivo.

De maneira geral, uma maior potência injetada ao sistema através de uma máquina síncrona operante com fator de potência indutivo pode proporcionar, na barra de conexão, melhores valores de grau de desequilíbrio para um sistema operando no período de carga pesada e com regulador de tensão na fonte. Analisando os dados contidos na Tabela V em forma de gráfico, os resultados podem ser vistos na Figura 29.

Figura 29 - Grau de desequilíbrio para o período de carga pesada e com regulação de tensão na fonte.



Fonte: Elaboração própria (2014)

No segundo conjunto de simulações, onde o sistema foi analisado sem a presença do regulador de tensão na fonte, os dados obtidos podem ser analisados a partir da Tabela VI.

Tabela VI - Grau de desequilíbrio para o período de carga pesada e sem regulação de tensão na fonte.

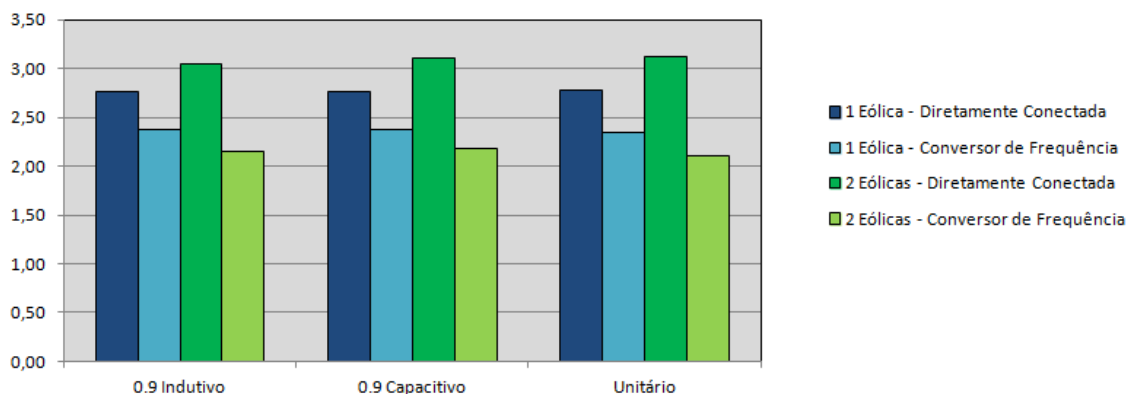
1 Máquina Síncrona Conectada			2 Máquinas Síncronas Conectadas		
Sistema sem Regulador/Carga pesada			Sistema sem Regulador/Carga pesada		
FP	Conex. Direta	Conex. via Conversor	FP	Conex. Direta	Conex. via Conversor
0.9 Indutivo	2,76	2,37	0.9 Indutivo	3,05	2,15
0.9 Capacitivo	2,77	2,38	0.9 Capacitivo	3,12	2,19
Unitário	2,78	2,35	Unitário	3,13	2,11

Fonte: Elaboração própria (2014)

Observa-se que, em todas as situações, a máquina conectada via conversor de frequência apresenta melhores resultados dentro do conjunto de simulações. Todavia, ao contrário dos dados contidos na Tabela V, os valores do grau de desequilíbrio na barra para as simulações sem regulador de tensão na fonte mostraram valores maiores do que o valor de 2,4378% da condição original do sistema. Desta forma, percebe-se que é

fundamental, para o período de carga pesada, a presença de um regulador de tensão na fonte para que haja uma redução do valor do grau de desequilíbrio na barra de conexão da máquina síncrona ao sistema. A partir da Figura 30, é possível analisar o aumento do grau de desequilíbrio para a situação analisada.

Figura 30 - Grau de desequilíbrio para o período de carga pesada e sem regulação de tensão na fonte.



Fonte: Elaboração própria (2014)

No terceiro grupo de simulações, testou-se o sistema em período de carga leve com a presença de um regulador de tensão na fonte. O valor do grau de desequilíbrio para o caso base é de 0,6823%. Os resultados podem ser vistos na Tabela VII:

Tabela VII - Grau de desequilíbrio para o período de carga leve e com regulação de tensão na fonte.

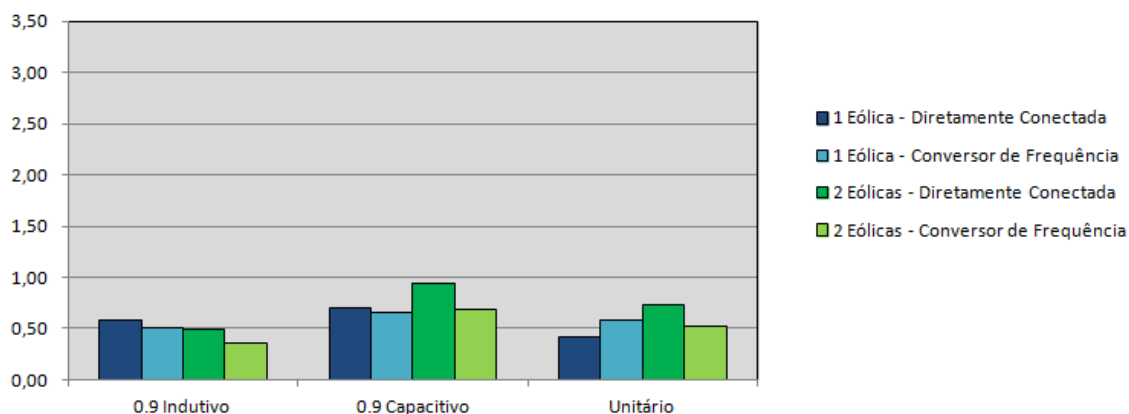
1 Máquina Síncrona Conectada			2 Máquinas Síncronas Conectadas		
Sistema com Regulador/Carga leve			Sistema com Regulador/Carga leve		
FP	Conex. Direta	Conex. via Conversor	FP	Conex. Direta	Conex. via Conversor
0.9 Indutivo	0,58	0,51	0.9 Indutivo	0,49	0,36
0.9 Capacitivo	0,71	0,66	0.9 Capacitivo	0,94	0,69
Unitário	0,42	0,58	Unitário	0,74	0,52

Fonte: Elaboração própria (2014)

Analisando os dados, percebe-se que, na maioria dos casos, a conexão via conversor de frequência apresenta menores valores de grau de desequilíbrio. Situação inversa ao que ocorre nas condições com regulador com o sistema operando em carga pesada. Observa-se que nas condições em que a máquina opera em fator de potência de 0.90 capacitivo há um aumento deste valor, chegando até 0,94% no pior caso.

Entretanto, considerando os limites estabelecidos pelos órgãos reguladores, estes valores são aceitáveis, conforme visto na Figura 31.

Figura 31 - Grau de desequilíbrio para o período de carga leve e com regulação de tensão na fonte.



Fonte: Elaboração própria (2014)

A última situação apresenta o sistema operando sem regulador na fonte no período de carga leve. Os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela VIII.

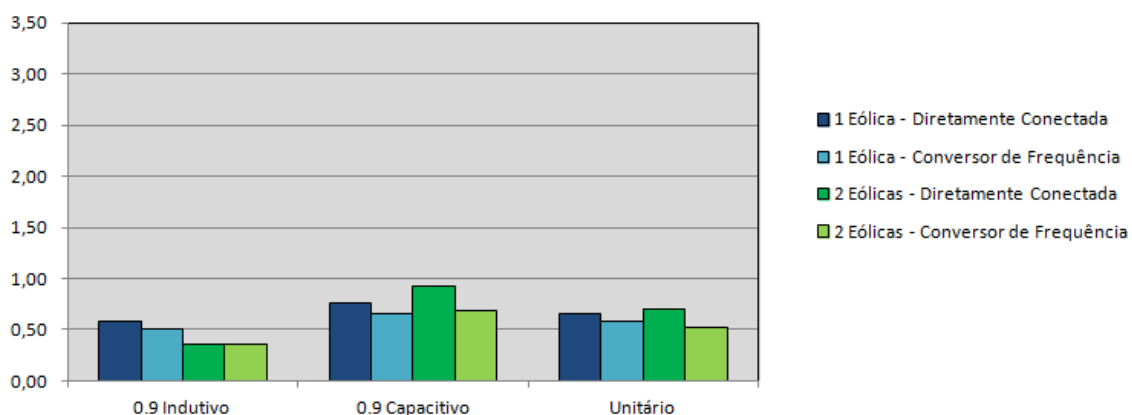
Tabela VIII - Grau de desequilíbrio para o período de carga leve e com regulação de tensão na fonte.

1 Máquina Síncrona Conectada			2 Máquinas Síncronas Conectadas		
Sistema sem Regulador/Carga leve			Sistema sem Regulador/Carga leve		
FP	Conex. Direta	Conex. via Conversor	FP	Conex. Direta	Conex. via Conversor
0.9 Indutivo	0,58	0,51	0.9 Indutivo	0,35	0,35
0.9 Capacitivo	0,76	0,66	0.9 Capacitivo	0,93	0,69
Unitário	0,66	0,58	Unitário	0,70	0,52

Fonte: Elaboração própria (2014)

Novamente, para o período de carga leve, a(s) máquina(s) síncronas conectadas via conversor de frequência apresentam melhores valores para o grau de desequilíbrio na barra, apesar de que, novamente, a operação da turbina em um fator de potência capacitivo não se mostra vantajosa para a redução do GD na barra. Dentre os fatores de potência analisados, a operação com fator de potência indutivo proporciona reduções consideráveis no desequilíbrio da barra de conexão. Estes valores podem ser observados na Figura 32.

Figura 32 - Grau de desequilíbrio para o período de carga leve e com regulação de tensão na fonte.



Fonte: Elaboração própria (2014)

4.2 PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA NO SISTEMA

Um dos principais parâmetros analisados neste trabalho são as perdas no sistema. A redução das perdas é primordial para um aumento da eficiência global do sistema, desta forma evita-se o adiantamento da necessidade de enrobustecer a instalação do sistema de distribuição, ou seja, o aumento das seções dos condutores, as potências dos alimentadores do sistema, etc. As perdas no sistema do IEEE de 13 barras também foram observadas de acordo com a variação do fator de potência, da presença ou ausência do regulador e da potência injetada na barra. No total, foram realizadas 48 simulações para cálculos de perdas por potência ativa no sistema de distribuição analisado. As perdas do sistema nas condições originais podem ser observadas na Tabela IX:

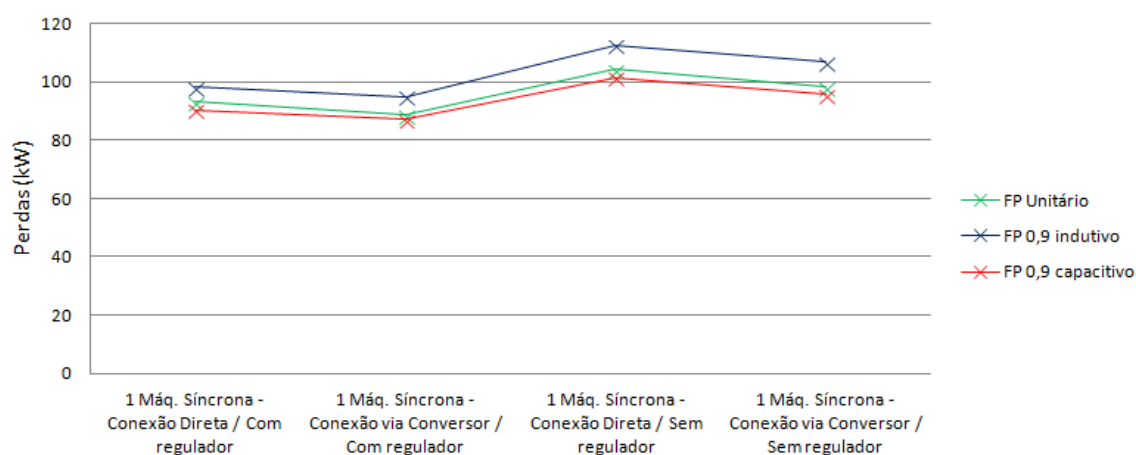
Tabela IX - Perdas de potência ativa e reativa no sistema em condições originais.

Perdas	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)
Fase A	39,121	152,271
Fase B	-4,562	42,114
Fase C	76,142	128,448
Totais	110,7	322,832

Fonte: IEEE *test feeder* (1991)

De maneira geral, observou-se que quando a máquina opera com fator de potência indutivo, o sistema apresenta perdas mais elevadas quando comparado aos resultados das simulações onde a máquina síncrona opera com fator de potência unitário ou de 0.90 capacitivo. A presença do regulador também é um fator determinante para a redução das perdas no sistema, bem como o controle dos módulos das tensões. Levando em conta a conexão de apenas uma máquina síncrona na barra 680 do sistema, considere as seguintes situações presentes na Figura 33:

Figura 33 - Perdas totais (kW) no sistema analisado com 1 máquina acoplada.



Fonte: Elaboração própria (2014)

As maiores perdas devido a variação do FP podem ser explicadas pelo seguinte fato: quando a máquina injeta reativo indutivo no sistema, a potência total reativa da rede se eleva devido ao acréscimo de mais reativo indutivo proveniente da máquina eólica síncrona. Isto resulta em uma maior potência aparente injetada na rede de distribuição, o que implica em maiores correntes percorrendo o sistema, quando comparado aos fatores de potência unitário e capacitivo da máquina, gerando maiores perdas nos condutores. Quando há a injeção de potência capacitiva por parte da máquina, há uma compensação da potência reativa Q global do sistema, que implica em uma menor potência aparente injetada na rede e, conseqüentemente, menores correntes percorrendo os cabos do sistema gerando menores perdas.

A Tabela X contém os resultados das simulações que fornecem os dados da situação em que 1 máquina síncrona é conectada ao sistema via conversor de frequência no período de carga pesada. É possível observar que, embora o FP 0,9 capacitivo

forneça menores perdas no sistema, a máquina conectada via conversor de frequência proporciona valores menores que nas condições originais do sistema ainda quando operando com fator de potência indutivo. Desta forma, presume-se que a ligação via conversor por si só já é suficiente para proporcionar algum aumento da eficiência global do sistema.

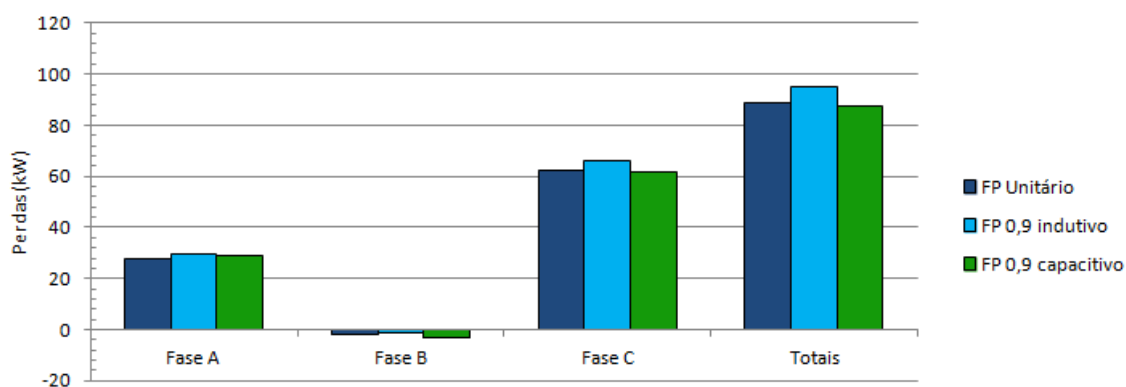
Tabela X - Resultados das perdas no sistema na situação em que 1 máquina síncrona é conectada ao sistema via conversor no período de carga pesada, com regulador de tensão na fonte.

	Referência		1 Máquina Síncrona Conectada via Conversor / Com Regulador / Carga Pesada					
			FP Unitário		FP 0,9 indutivo		FP 0,9 capacitivo	
Perdas	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)
Fase A	39,121	152,271	28,004	121,234	29,779	130,447	29,005	120,078
Fase B	-4,562	42,114	-1,888	28,154	-1,118	30,018	-3,428	29,471
Fase C	76,142	128,448	62,387	101,728	66,382	111,01	61,739	98,362
Totais	110,7	322,832	88,503	251,117	95,044	271,475	87,316	247,911

Fonte: Elaboração própria (2014)

O gráfico da figura 34 demonstra um comparativo entre os dados mostrados na Tabela X.

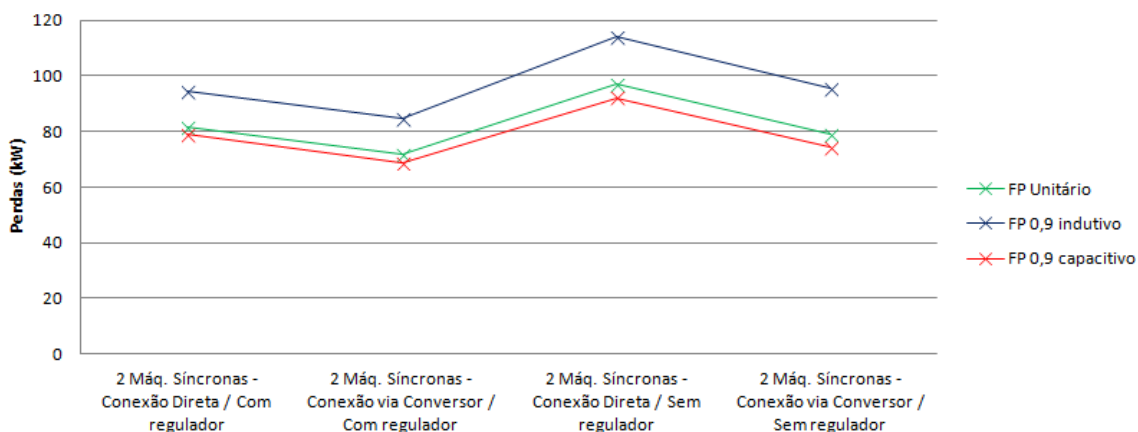
Figura 34 - Resultados das perdas no sistema na situação em que 1 máquina síncrona é conectada ao sistema via conversor no período de carga pesada, com regulador de tensão na fonte.



Fonte: Elaboração própria (2014)

De maneira geral, para apenas 1 máquina síncrona conectada ao sistema, as menores perdas são geradas quando a máquina é conectada via conversor de frequência e quando o sistema opera com regulador de tensão na fonte. O mesmo pôde ser observado quando o sistema opera com duas máquinas síncronas conectadas na barra 680, conforme Figura 35:

Figura 35 - Perdas totais (kW) no sistema analisado com 2 máquinas acopladas.



Fonte: Elaboração própria (2014)

Comparando a Figura 35 com a Figura 34, observa-se uma redução das perdas totais do sistema para configurações que possuem duas máquinas conectadas a rede de distribuição.

Para o período de carga pesada, somente duas simulações proporcionaram valores de perdas ativas maiores que as do sistema em condições originais: Quando 1 ou 2 máquinas síncronas operando com fator de potência 0,9 indutivo são diretamente conectadas ao sistema sem regulação de tensão na fonte. Os resultados destas simulações com duas máquinas conectadas ao sistema podem ser vistos na Tabela XI e na Figura 34.

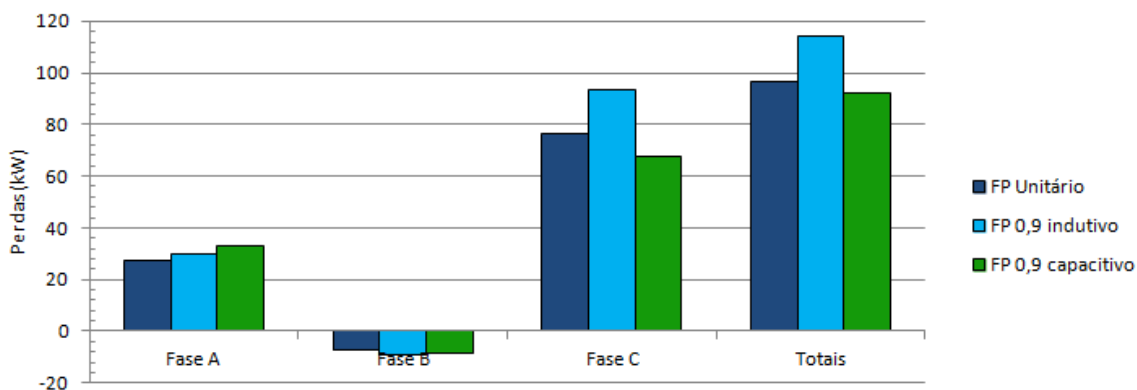
Tabela XI - Resultados das simulações referentes a situação em que 2 máquinas síncronas são conectadas ao sistema de distribuição sem regulador de tensão.

	Referência		2 Máquinas Síncronas diretamente conectadas / Sem Regulador / Carga Pesada					
			FP Unitário		FP 0,9 indutivo		FP 0,9 capacitivo	
Perdas	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)
Fase A	39,121	152,271	27,655	166,614	29,915	196,383	32,972	156,294
Fase B	-4,562	42,114	-7,172	23,873	-9,214	17,954	-8,433	37,996
Fase C	76,142	128,448	76,408	83,589	93,306	112,498	67,603	67,474
Totais	110,7	322,832	96,891	274,076	114,007	326,835	92,142	261,764

Fonte: Elaboração própria (2014)

Graficamente, pode-se representar os dados contidos na Tabela XI através da Figura 36. Observa-se que a fase C contribui significativamente para um aumento das perdas no sistema operante com uma máquina síncrona indutiva.

Figura 36 - Resultados das simulações referentes em que 2 máquinas síncronas são conectadas ao sistema de distribuição sem regulador de tensão.



Fonte: Elaboração própria (2014)

No período de carga leve não houve situações em que as perdas aumentaram. Basicamente, nas 8 situações analisadas, houve uma redução de aproximadamente 50% das perdas no sistema. No sistema em condições originais, as perdas de potência ativa são de 13,038 kW. A situação em que as menores perdas foram observadas referem-se ao sistema com 2 máquinas síncronas acopladas via conversor de frequência e com regulador de tensão na fonte, conforme pode ser visto na Tabela XII:

Tabela XII - Resultados das perdas do sistema com 2 máquinas acopladas, com regulador de tensão na subestação e em período de carga leve.

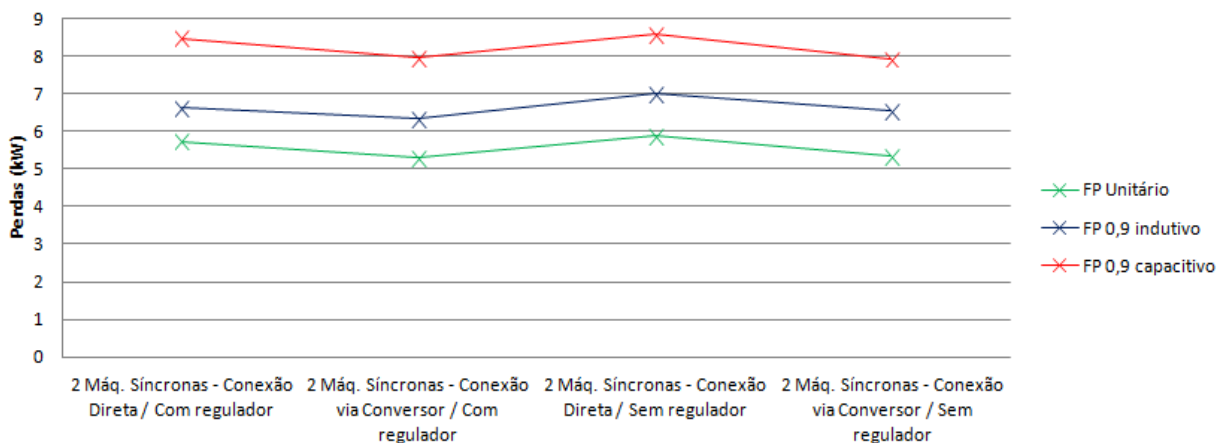
	Referência		2 Máquinas Síncronas conectadas via Conversor / Com Regulador / Carga leve					
			FP Unitário		FP 0,9 indutivo		FP 0,9 capacitivo	
Perdas	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)	Ativa (kW)	Reativa (kVAR)
Fase A	6,58	15,967	2,172	3,815	2,326	5,815	3,795	6,225
Fase B	0,385	7,774	1,517	4,336	1,792	4,144	1,349	7,409
Fase C	6,073	12,308	1,608	3,476	2,21	4,281	2,793	6,753
Totais	13,038	36,049	5,297	11,627	6,328	14,24	7,937	20,387

Fonte: Elaboração própria (2014)

Percebe-se, entretanto, que nesta situação há uma inversão das situações em que ocorrem as menores perdas de potência ativa levando em consideração o fator de potência da máquina. Enquanto que no período de carga pesada o fator de potência capacitivo proporcionam menores perdas, na simulação no período de carga leve foi verificado que a máquina operando com FP 0,9 indutivo apresenta menores perdas.

Observe na Figura 37 as curvas de perdas nos casos em que 2 máquinas síncronas são conectadas ao sistema durante o período de carga leve.

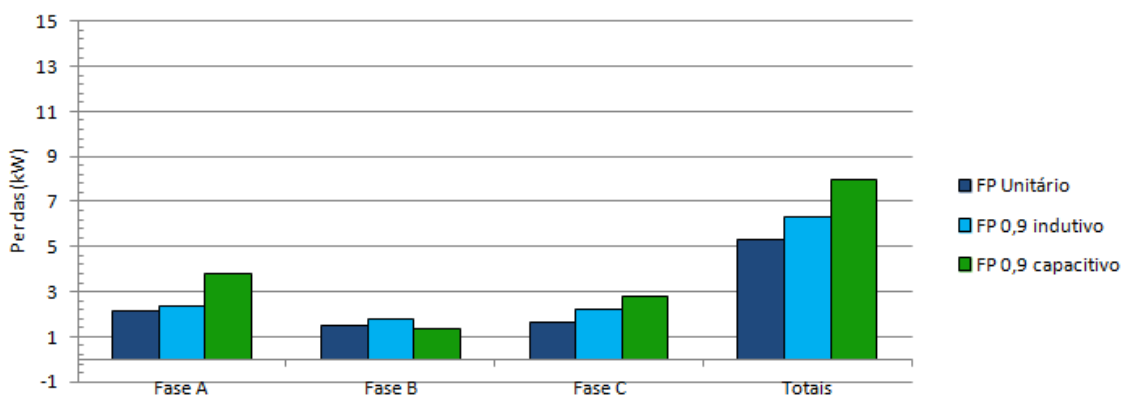
Figura 37 - Perdas no sistema com duas máquinas síncronas conectadas durante o período de carga leve.



Fonte: Elaboração própria (2014)

A situação que apresenta as menores perdas no período de carga leve, comparando o número de máquinas e a presença de regulador, se deu com a conexão de duas máquinas síncronas conectadas via conversor de frequência no sistema dotado de regulador de tensão na fonte, os resultados podem ser observados na Figura 38.

Figura 38 - Perdas no sistema com duas máquinas síncronas conectadas via conversor durante o período de carga leve.



Fonte: Elaboração própria (2014)

4.3 PERFIL DAS TENSÕES NA BARRA 680

Nesta seção serão analisadas as simulações que tiveram por finalidade acompanhar os níveis de tensão na barra 680, ou seja, a barra da conexão da máquina síncrona ao sistema de distribuição de 13 barras do IEEE. Esta conexão foi implementada propositalmente com a finalidade de acompanhar as variações das tensões das fases A, B e C da barra, de acordo com a variação de potência injetada, presença ou ausência de regulador na fonte e do fator de potência da barra, haja visto que a tensão da fase B da barra 680 apresenta o maior valor em módulo do sistema na condição original. Na Tabela XIII constam os valores das tensões do sistema na sua padrão, ou seja, sem a presença de qualquer máquina eólica acoplada ao mesmo.

Tabela XIII - Perfil das tensões no sistema IEEE 13 barras (carga pesada)

Barra/Tensões	A (mod)	A (ang)	B (mod)	B (ang)	C (mod)	C (ang)
650	1.0000	0.00	1.0000	-120.00	1.0000	120.00
632	1.0210	-2.49	1.0420	-121.72	1.0174	117.83
633	1.0180	-2.56	1.0401	-121.77	1.0148	117.82
634	0.9940	-3.23	1.0218	-122.22	.9960	117.34
645			1.0329	-121.90	1.0155	117.86
646			1.0311	-121.98	1.0134	117.90
671	0.9900	-5.30	1.0529	-122.34	0.9978	116.02
680	0.9900	-5.30	1.0529	-122.34	0.9978	116.02
684	0.9881	-5.32			0.9758	115.92
611					0.9738	115.78
652	0.9825	-5.25				
692	0.9900	-5.31	1.0529	-122.34	0.9777	116.02
675	0.9835	-5.56	1.0553	-122.52	0.9758	116.03

Fonte: IEEE *test feeder* (1991)

Tendo em vista que a Resolução N° 505 da ANEEL, que dispõe sobre conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente, determina como nível adequado de tensão valores compreendidos entre 0.93 e 1.05 em relação ao valor nominal de tensão (1 p.u.), para um nível de tensão superior 1kV e inferior a 69kV, o valor da tensão na fase B da barra 680 é classificado como crítico, segundo à resolução citada. A menor tensão do sistema é observada na fase C da barra 611, todavia este valor encontra-se dentro dos limites aceitáveis.

Foram realizadas 16 simulações variando-se os parâmetros citados, os resultados podem ser analisados a partir da Tabela XIV:

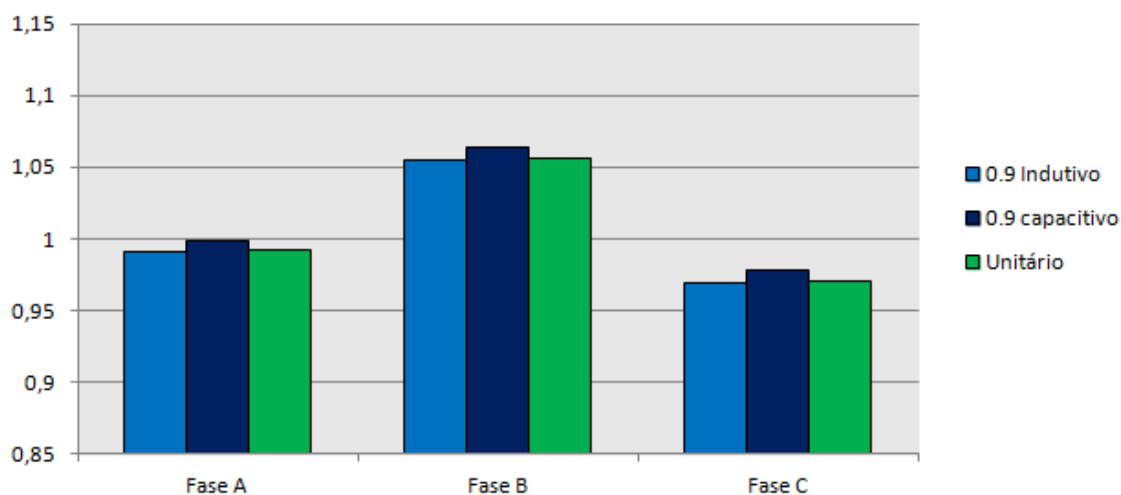
Tabela XIV - Resultados do perfil das tensões para 1 máquina síncrona diretamente conectada ao sistema com regulador na fonte e período de carga pesada.

Tensão na barra 680	1 Máquina diretamente conectada / Com regulador na fonte / Carga Pesada					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
0.9 Indutivo	0,9914	-4,91	1,0554	-121,36	0,9686	117,39
0.9 capacitivo	0,998	-5,25	1,0639	-121,5	0,9776	117,09
Unitário	0,9922	-5,02	1,0567	-121,34	0,9704	117,32
Referência →	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9779	116,03

Fonte: Elaboração própria (2014)

Como dito anteriormente, percebe-se que a fase B apresenta um módulo da tensão bastante elevado quando comparado às fases A e C. Ao acoplar a máquina síncrona diretamente conectada ao sistema, percebeu-se que houve um aumento do módulo da tensão com a variação do fator de potência para os três casos simulados, mantendo, ainda, o valor da tensão da fase B fora dos limites admissíveis, o que foi indicado pela coloração vermelha na letra utilizada para compor a tabela. O gráfico que demonstra o comportamento para esta primeira situação é mostrado na Figura 39:

Figura 39 - Resultados do perfil das tensões para 1 máquina síncrona diretamente conectada ao sistema com regulador na fonte e período de carga pesada.



Fonte: Elaboração própria (2014)

Ao trocar o tipo da conexão da máquina ao sistema, ou seja, reconectando a máquina da situação anterior ao sistema via conversor de frequência, observa-se melhores resultados, conforme pode ser visto na Tabela XV. Todavia, os resultados se enquadram nos limites de tensão admissíveis somente quando a máquina opera com fator de potência 0.9 indutivo ou unitário.

Tabela XV - Resultados do perfil das tensões para 1 máquina síncrona conectada ao sistema via conversor de frequência, com regulador na fonte e período de carga pesada.

Tensão na barra 680	1 Máq. Síncrona conectada via conversor / Com reg. na fonte / Carga Pesada					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
0.9 Indutivo	0,9905	-4,37	1,0482	-121,47	0,9765	117,01
0.9 capacitivo	0,9975	-4,72	1,0564	-121,6	0,9785	116,68
Unitário	0,9982	-4,43	1,0492	-121,44	0,9783	116,92
Referência →	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9779	116,03

Fonte: Elaboração própria (2014)

Esses resultados podem ser explicados pelo modelo de controle do conversor utilizado. Quando a máquina possui acoplamento ao sistema via conversor de frequência, a potência da mesma é dividida igualmente entre as três fases, o que tende a equilibrar o perfil das tensões das três fases. Quando a máquina é diretamente conectada, as potências injetadas por fase se diferenciam devido ao fato que a injeção se dá de acordo com a solicitação das cargas por fase do sistema.

Quando há uma maior injeção de potência na barra de conexão devido ao acréscimo de uma segunda máquina síncrona, verifica-se um aumento da tensão da fase B, quando a máquina é diretamente conectada, enquanto que na conexão via conversor de frequência há uma pequena diminuição deste valor, conforme pode ser visto na Tabela XVI:

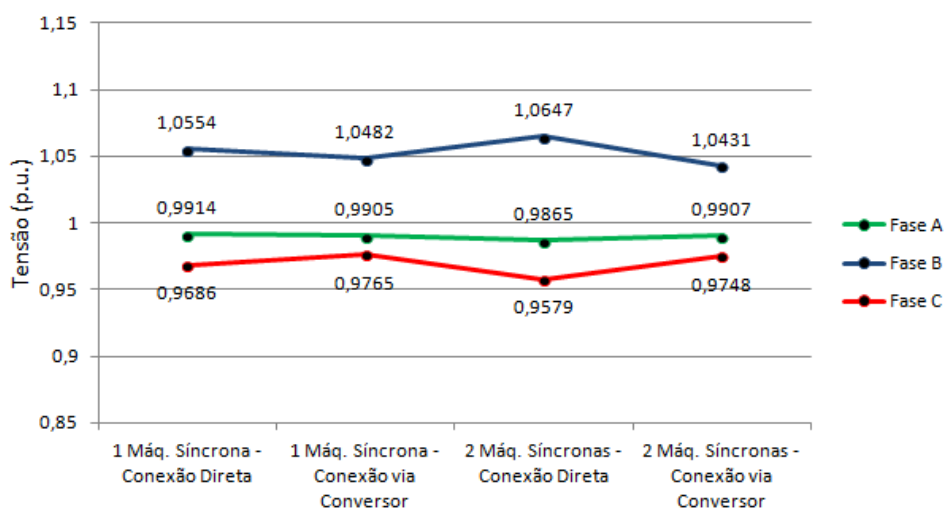
Tabela XVI - Perfis das tensões na fase B da barra de conexão para duas máquinas síncronas diretamente conectadas e conectadas via conversor no período de carga pesada.

Tensão na barra 680	2 Máquinas diretamente conectadas / Com regulador na fonte / Carga Pesada					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
0.9 Indutivo	0,9865	-4,91	1,0647	-120,53	0,9579	119,3
0.9 capacitivo	0,9987	-5,59	1,0829	-120,78	0,976	118,69
Unitário	0,9946	-5,11	1,0741	-120,45	0,9684	119,17
Referência →	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9779	116,03
Tensão na barra 680	2 Máq. Síncronas conectadas via conversor / Com reg. na fonte / Carga Pesada					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
0.9 Indutivo	0,9907	-3,45	1,0431	-120,59	0,9748	117,46
0.9 capacitivo	1,0045	-4,13	1,0595	-120,87	0,9858	117,36
Unitário	0,9993	-3,62	1,0519	-120,54	0,9783	117,85
Referência →	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9779	116,03

Fonte: Elaboração própria (2014)

Organizando os resultados para se analisar a influência do aumento do número de máquinas na barra 680 do sistema e do tipo da conexão da(s) mesma(s), o perfil das tensões pode ser observado nas Figuras 40, 41 e 42:

Figura 40 - Perfil das tensões para o fator de potência 0.9 indutivo e sistema com regulador na fonte.

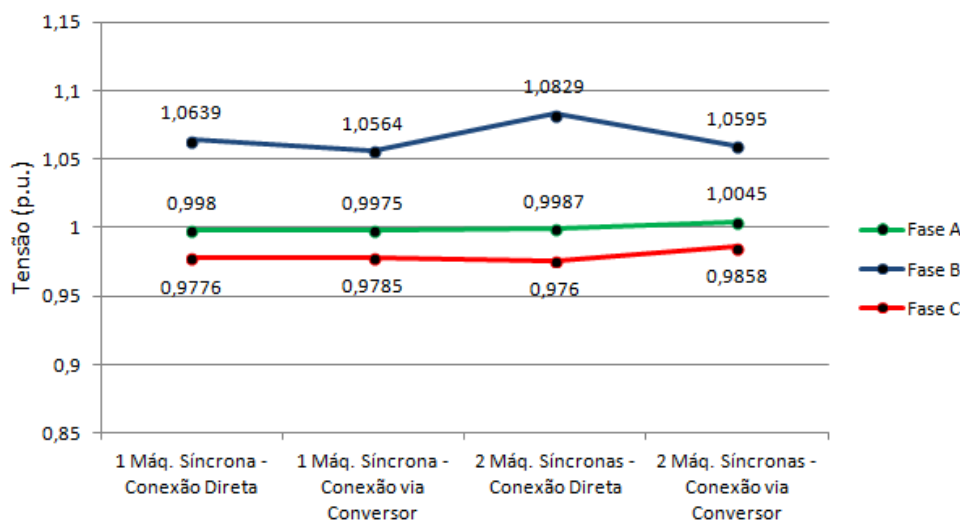


Fonte: Elaboração própria (2014)

Desta forma, observa-se a partir da Figura 40 que as conexões via conversor de frequência para 1 ou 2 máquinas no sistema de distribuição tendem a proporcionar níveis de tensão admissíveis dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL, quando estas máquinas operam com fator de potência indutivo.

Comparando os perfis das fases A, B e C da Figura 41, onde as máquinas operam com fator de potência capacitivo, com o perfil da(s) máquina(s) operando com FP indutivo, percebe-se inicialmente que nenhuma das situações possibilita os níveis de tensão da fase B dentro dos limites admissíveis de tensão do sistema de distribuição. Novamente o acoplamento direto da máquina ao sistema resulta no aumento da tensão da fase B, distanciando ainda mais o módulo da tensão desta fase com o valor máximo admissível que é de 1,05 p.u.

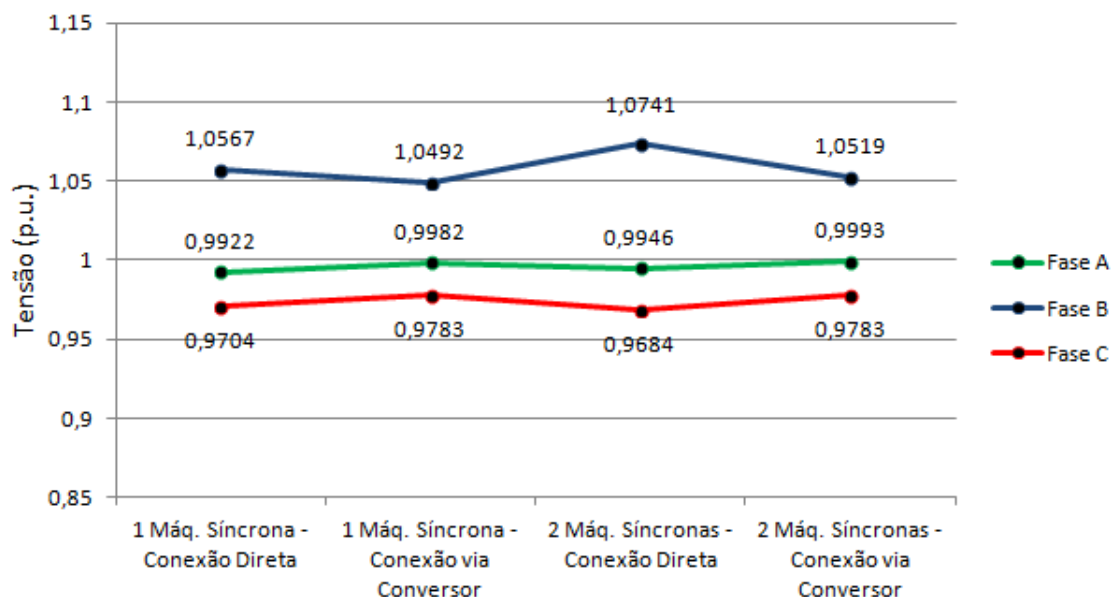
Figura 41 - Perfil das tensões para o fator de potência 0.9 capacitivo e sistema com regulador na fonte.



Fonte: Elaboração própria (2014)

Para o fator de potência unitário, especificamente para o módulo da fase B, foram obtidos valores intermediários entre os observados nos casos com fator de potência capacitivo e indutivo. Em apenas 1 situação houve o enquadramento dos valores dentro o limite máximo admissível. Todavia, a conexão via conversor de frequência novamente mostrou uma redução do módulo da tensão da fase B no ponto de conexão. Os resultados podem ser analisados a partir da Figura 42.

Figura 42 - Perfil das tensões para o fator de potência unitário e sistema com regulador na fonte.



Fonte: Elaboração própria (2014)

Também foram analisados os resultados das tensões do sistema para os casos anteriores com a ausência do regulador de tensão na fonte. Na Tabela XVII estão presentes os valores dos perfis das tensões para o caso do acoplamento de apenas 1 máquina na barra 680 do sistema em estudo no período de carga pesada.

Tabela XVII - Perfis das tensões na barra de conexão para 1 máquina síncrona conectada ao sistema na ausência de regulador de tensão na fonte.

Tensão na barra 680	1 Máquina diretamente conectada / Sem regulador na fonte / Carga Pesada					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
0.9 Indutivo	0,9132	-5,7	1,0165	-121,52	0,888	117,36
0.9 capacitivo	0,9275	-6,01	1,0322	-121,66	0,9054	117,04
Unitário	0,9214	-5,76	1,0247	-121,49	0,8976	117,3
Referência →	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9779	116,03
Tensão na barra 680	1 Máq. Síncrona conectada via conversor / Sem reg. na fonte / Carga Pesada					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
0.9 Indutivo	0,9232	-4,92	0,9966	-121,52	0,8982	116,71
0.9 capacitivo	0,9377	-5,23	1,0122	-121,68	0,9154	116,41
Unitário	0,9314	-4,98	1,0048	-121,5	0,9077	116,67
Referência →	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9779	116,03

Fonte: Elaboração própria (2014)

Analisando estes dados, observa-se um afundamento da tensão nas três fases da barra 680, abaixando e adequando os valores da fase B dentro dos limites, entretanto, a queda nos módulos das fases A e C é crítica, reduzindo os valores para abaixo do limite de 0,93 p.u. Nenhuma das situações da Tabela XVII apresentou valores dos módulos das três fases dentro dos limites estabelecidos, o que significa que as condições do *Hosting Capacity* para a ausência de regulador de tensão na fonte não são satisfeitas. Todavia, ao se conectar mais uma máquina na barra de conexão, é possível obter ao menos 1 situação em que estes limites são aceitáveis para as três fases, conforme pode ser visto na Tabela XVIII:

Tabela XVIII - Perfis das tensões na barra de conexão para 2 máquinas síncronas conectadas ao sistema na ausência de regulador de tensão na fonte.

Tensão na barra 680	2 Máquinas diretamente conectadas / Sem regulador na fonte / Carga Pesada					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
0.9 Indutivo	0,885	-5,76	1,0435	-121,25	0,8812	120,18
0.9 capacitivo	0,9127	-6,43	1,0757	-121,5	0,9156	119,43
Unitário	0,9011	-5,9	1,06	-121,16	0,9002	119,99
Referência →	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9779	116,03
Tensão na barra 680	2 Máq. Síncronas conectadas via conversor / Sem reg. na fonte / Carga Pesada					
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo	Fase	Módulo	Fase	Módulo	Fase
0.9 Indutivo	0,9234	-3,87	0,9912	-120,53	0,8964	117,84
0.9 capacitivo	0,9521	-4,51	1,0222	-120,87	0,9306	117,2
Unitário	0,9397	-4	1,0075	-120,5	0,9153	117,73
Referência →	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9779	116,03

Fonte: Elaboração própria (2014)

Para o período de carga leve, todas as simulações apresentaram valores pouco variantes em torno de 1 p.u., desta forma conclui-se que a variação dos perfis das tensões das fases A, B e C sofrem maiores influências dos parâmetros de fator de potência, tipo de conexão e potência injetada quando a rede está operando no regime de carga pesada. Pôde ser também analisado que a conexão da(s) máquina(s) via conversor de frequência tendem a proporcionar melhores resultados em termos de variação do módulo das tensões das fases.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho consistiu na simulação de um sistema de distribuição mediante a conexão de um gerador eólico-elétrico e uma das barras do sistema, levando em consideração toda a modelagem matemática dos equipamentos presentes na rede, como: reguladores de tensão, transformadores de distribuição, linhas aéreas e subterrâneas, banco de capacitores e do próprio tipo de conexão que a máquina teve ao sistema. Através do programa, denominado de Análise de Redes de Distribuição com Geração Eólica-Elétrica - ANAREDGEE, analisou-se o sistema de distribuição IEEE 13 barras com o referido programa nos horários de carga pesada e leve sem e com regulador de tensão na subestação. A máquina acoplada teve o seu fator de potência variado entre 0,90 capacitivo e 0,90 indutivo, e sua integração ao sistema se deu a partir de conexão direta e do acoplamento via conversor de frequência.

Os parâmetros analisados foram: grau de desequilíbrio e perfil das tensões na barra de conexão e as perdas totais e por fase em todo o sistema. Os principais resultados obtidos da conexão da usina eólica-elétrica em uma barra de um sistema elétrico de potência estão listadas abaixo:

- Uma máquina síncrona diretamente conectada ao sistema apresenta melhores resultados com relação ao grau de desequilíbrio da barra de conexão, desde que haja regulação da tensão na subestação do sistema;
- Quanto maior a potência injetada no período de carga pesada, independente da conexão e com a presença de regulador na fonte, os resultados do grau de desequilíbrio da barra que realiza a conexão entre o sistema e o gerador eólico tendem a melhorar;
- A utilização de conversor de frequência para realizar o acoplamento da máquina ao sistema resultou em melhores resultados nos perfis de tensão das fases da conexão. Todavia, com o aumento da potência injetada, há uma tendência de aumento do módulo da tensão, fazendo com que o valor do módulo da tensão da fase B fique acima do valor máximo admissível de 1,05 p.u. Para amenizar esse aumento, a configuração da máquina operando com fator de potência 0,90 indutivo mostrou melhores

resultados, sendo o único valor de FP que permitiu o módulo da tensão da fase B a se manter dentro dos limites permissíveis no caso de duas máquinas conectadas ao sistema por acoplamento via conversor de frequência;

- Nos casos em que 1 ou 2 máquinas síncronas foram diretamente conectadas ao sistema, houve uma elevação das tensões das três fases da barra de conexão na grande maioria dos casos, mantendo o valor do módulo da fase B fora dos limites admissíveis pela norma. Conclui-se que a conexão via conversor de frequência é mais recomendável para reduzir o módulo da tensão na barra de conexão;
- Com relação às perdas do sistema, as máquinas conectadas via conversor de frequência apresentaram melhores resultados do que as máquinas diretamente conectadas. Foi observado também que quanto maior o número de máquinas conectadas, maior será a redução das perdas totais do sistema, exceto no caso em que a máquina opera com FP indutivo em um sistema sem regulação de tensão na subestação. Como a potência injetada no sistema está mais próxima da carga, a corrente que anteriormente percorria todo o trecho do circuito compreendido entre a subestação passa a percorrer um trecho bem menor, reduzindo tanto a corrente oriunda da fonte quanto as perdas inerentes da passagem dessas correntes nos condutores do sistema;
- Variando-se o fator de potência da(s) máquina(s), observou-se que o FP da máquina pode influenciar consideravelmente nas perdas totais do sistema. Quando a operação do gerador se dá com fator de potência capacitivo, os menores valores de perdas no sistema são encontrados no período de carga pesada. Quando a(s) máquina(s) opera(m) com fator de potência indutivo, as perdas são maiores quando comparado aos FP unitário e capacitivo. Todavia, mesmo com fator de potência indutivo houve redução das perdas no sistema em grande parte das simulações. Desta forma, conclui-se que a geração distribuída é realmente útil no aumento da eficiência global do sistema através da redução das perdas dissipadas no sistema através do balanço de reativos da rede, que na sua

condição original é indutivo e que devido à injeção de potência reativa capacitiva há uma redução da potência aparente no ponto de conexão, reduzindo a corrente e reduzindo as perdas ativas nos condutores;

- Por final, observou-se que não há uma predominância de melhores valores para apenas um tipo de conexão. Por exemplo: muitos dos bons resultados do grau de desequilíbrio estão associados à conexão direta da máquina ao sistema, enquanto que na redução das perdas houve uma maior associação à conexão via conversor de frequência. Isto faz com que seja requerida uma análise da prioridade da melhora desses parâmetros, que poderá variar de situação para situação, de forma a tomar ciência de como cada um tipo de acoplamento da máquina poderá influenciar no *hosting capacity* da rede de distribuição a ser analisada.

Referências Bibliográficas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução Normativa N° 505/2001**. Disponível em: <<http://www.aneel.com.br>>. Acesso em: 10 de Julho de 2014.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução Normativa N° 482/2012**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 12 de Fevereiro de 2015.

AYODELE, T. et al "**Challenges of Grid Integration of Wind Power on Power System Grid Integrity: A Review**". INTERNATIONAL JOURNAL OF RENEWABLE ENERGY RESEARCH. Vol.2, No.4, 2012.

BISHOP, Thomas H. **Unbalanced Voltages and Electric Motors. Pumps & Systems** , June 2008. Disponível em: <<http://www.pumpzone.com/topics/motors/unbalanced-voltages-and-electric-motors-0>> Acesso em: 05 de Julho de 2014.

BOLLEN, M. H. J. "**What is Power Quality?**" Electric Power and Energy Systems Research, vol. 66, pp. 5-14, 2003.

BOLLEN, M. H. J., HASSAN, F. "**Integration of Distributed Generation in the Power System**". IEEE press series on power engineering. 2011.

CHEN, T., Chen, M. INOUE, T., KOTAS, P., CHEBLI, E. A.. "**Three-phase Cogenerator and Transformer Models for Distribution System Analysis**". IEEE Trans. Power Delivery, vol. 6.Oct. 1991.

DSACOM, **Test feeder**, Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html> >. Acesso em: 13 de Abril de 2013.

EL-AMIN, I., BAKHASHWAIN, J., ABIDO, M. "**Power System Stability in the Deregulated Environment**," 15° GCC-CIGRE Symposium, Abu-Dhabi, UAE., 2006, pp. 147-152.

GEORGILAKIS, P. S. "**Technical Challenges Associated with The Integration of Wind Power into Power Systems**" Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 12, pp. 852-863, 2008.

GWEC, **Global wind report, Annual market update 2013**, April 2014.

HEIER, S. "**Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**", 1 ed., John Wiley & Sons Inc., 1998.

KERSTING, W. H., **Distribution System Modeling and Analysis**, CRC Press, Second Edition, New York, USA, 2006.

MARTINS, M. A. N. **Harmónicas e Desequilíbrios Provocados pelos Sistemas de Microgeração**. Dissertação de Mestrado. Portugal, 2009.

MOHAMED, Z. K.; Reza, I. **A Unified Three-Phase Power-Flow Analysis Model For Electronically-Coupled Distributed Energy Resources**. IEEE Trans. Power Delivery, 2010.

MOURA, A. A. F. "**Impacto de parques eólicos em regime permanente de sistemas de distribuição com modelagem trifásica**". Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Ceará. Dez. 2008.

OLAOFE, Z. O. FOLLY, K. A. "**Statistical Analysis of Wind Resources at Darling for Energy Production**," International Journal of Renewable energy Research, vol. 2, no 2, pp. 250-261, 2012.

PAULILO, G. "**Desequilíbrios de tensão**" Revista O Setor Elétrico, ed. 86, Fascículo Qualidade, cap. III. Mar. 2003.

PROCEDIMENTOS DE REDE, SUBMÓDULO 2.8. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em 15 de setembro de 2014.

RAMOS, Álvaro. **Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão**. Revista O Setor Elétrico. Edição N° 75, Fascículo III. São Paulo, 2012.

RAZVAN, S.; KAREN, M.; NWANKPA., C. O.; DAGMAR, N.; XIAO GUANG, Y. "**Three-Phase Converter Models for Unbalanced Radial Power-Flow Studies**". IEEE Trans. Power Systems, vol. 17. Nov. 2002.

REZENDE, P. H. O., SEMESIMA, M. I. **Efeitos do desequilíbrio de tensões de suprimentos nos motores de indução trifásico**. s. d.

ROBBA, Ernesto João. **Introdução a sistemas elétricos de potência: componentes simétricas**. São Paulo, Edgard Blücher, 1973.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES COMERCIAL. Como medir as componentes simétricas de um sistema elétrico trifásico? Disponível em http://www.selinc.com.br/guia_aplic/CompSimetricas.pdf>. Acesso em: 18 Agosto, 2009.

SHEPHERD, D.G. "**Historical Development of the Windmill**". Wind Turbine Technology - Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering. SPERA, S.A. 1ª Ed. New York, ASME Press, p. 1-46. 1994.

SOUTO, Olívio Carlos Nascimento. **Modelagem e análise do desempenho térmico de motores de indução sob condições não ideais de alimentação**. Uberlândia, dez. 2001. 399 p. 30 Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia.

VOADEN, G.H., "**The Simith-Putnam Wind Turbine – A Step Forward in Aero-Electric Power Research**", Turbine Topics, 1; reprinted 1981 in NASA CP-2230, pp. 34-42, Cleveland, Ohio.

SIQUEIRA, Célio Flores. **Um modelo de interação gráfica para suporte ao pre-despacho de sistemas de energia elétrica**. Brasil, 2005