ELVIS RICHARD TELLO ORTÍZ

**METODOLOGIA PARA ATENDIMENTO DE NOVAS CARGAS EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

São Paulo

2009

ELVIS RICHARD TELLO ORTÍZ

**METODOLOGIA PARA ATENDIMENTO DE NOVAS CARGAS EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo,
como parte dos requisitos para a obtenção
do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Hernán Prieto Schmidt

**São Paulo
2009**

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 29 de abril de 2009.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Tello Ortíz, Elvis Richard

Metodologia para atendimento de novas cargas em sistemas de distribuição de energia elétrica / E.R. Tello Ortíz. -- ed.rev. -- São Paulo, 2009

135 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Sistemas elétricos de potência 2. Distribuição de energia elétrica 3. Subestações elétricas I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

Aos meus avós Felix Ortíz e Hilda Molin

Aos meus pais Yrma Ortíz e Efrain Yépez

A minha irmã Linda Indira Yépez

A minha companheira Vivianett Serna

Dedico

Aos meus tios Félix Ramiro Ortíz e Martha Ortíz

Ao meu orientador Hernán Prieto Schmidt

Ofereço

Agradecimentos

Muitas coisas eu posso dizer agora quando consigo ver quanto andei e relembrar todas as situações que passei, desde quando eu cheguei até aqui, equipado de coragem e a perseverança tornou-se a minha melhor companheira para vencer mais uma etapa na minha vida. Quero agradecer a todas as pessoas que me ajudaram.

Ao professor Hernán Prieto Schmidt pelo desafio, compreensão, paciência, motivação e orientação para a conclusão deste trabalho.

Aos Professores Nelson Kagan, Carlos Marcio Vieira Tahan pelas importantes sugestões que enriqueceram este trabalho.

A minha família.

Aos meus pais Felix Ortíz e Efrain Yépez pelos ensinamentos, constante apoio e coragem nesta fase da minha vida.

As minhas mães Hilda Molin e Yrma Ortíz pelo carinho, dedicação e compreensão por eu ter ficado longe de casa.

À minha parceira, amiga e companheira de sempre Vivianett Serna pelo apoio, motivação e força em cada momento desta etapa.

À minha irmã Linda Yépez pela amizade, parceria e constante apoio nesta etapa.

Aos meus tios Martha Ortíz e Felix Ramiro Ortíz pelo exemplo de perseverança e também por acompanhar os meus passos acreditando nos meus objetivos para esta minha formação.

Aos amigos Milthon, Carlos, Wagner, Ivo, André, Marcello e Frank, que sempre estiveram atentos a minha trajetória.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica, Denise Consonni, Eliane Fadigas.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq pelo apoio financeiro.

À Concessionária AES Eletropaulo, já que este trabalho é um projeto de pesquisa e desenvolvimento financiado por ela.

*" ... O mundo está nas mãos daqueles que têm a coragem de sonhar
e correr o risco de viver seus sonhos ... "*
Paulo Coelho

RESUMO

Nos países em desenvolvimento, como o Brasil, novos requerimentos de conexão às redes elétricas são solicitados constantemente como consequência do crescimento econômico e da consequente expansão da rede elétrica. Uma empresa distribuidora que atenda a uma cidade de grande porte recebe a cada mês um elevado número de solicitações de conexão de novas cargas. Assim, um dos principais desafios das áreas de projeto das empresas distribuidoras é encontrar a melhor forma, tanto técnica como economicamente, de atender a estas solicitações.

Devido ao volume do trabalho envolvido, bem como à escassez de dados detalhados da rede elétrica, a prática convencional estabelece filtros para reduzir o número de estudos associados às novas cargas. Normalmente, estes filtros são baseados em um valor limite de demanda máxima. Se a nova carga possui uma demanda máxima inferior ao limite, a nova carga é ligada diretamente, sem a execução de estudos elétricos. Se, por outro lado, a demanda máxima da nova carga excede o limite, então um estudo detalhado é iniciado. Esta prática pode levar a duas decisões equivocadas por parte da empresa: (i) não-execução de um estudo quando ele era necessário, e (ii) execução de um estudo desnecessariamente.

A situação de escassez de dados detalhados está mudando rapidamente nos últimos anos no mundo da distribuição de energia elétrica. Há atualmente poderosos sistemas geo-referenciados que permitem associar cada elemento da rede elétrica a uma posição geográfica bem definida. Além disso, estes sistemas contam com o apoio de bases de dados que possuem recursos para cadastrar e administrar o enorme volume de dados associados às redes de distribuição de energia elétrica. Esta nova realidade conduz naturalmente ao desenvolvimento de modelos mais sofisticados que permitem aprimorar muito a qualidade dos serviços prestados pelas empresas distribuidoras.

Este trabalho propõe, desenvolve e implementa uma nova metodologia de apoio à decisão no que se refere à ligação de novas cargas em redes de distribuição de energia

elétrica. A metodologia está baseada no conceito inovador de *folga de potência*, estabelecido no âmbito deste trabalho, pelo qual calcula-se a priori e em cada ponto da rede a máxima carga que pode ser conectada sem que os critérios técnicos, de tensão mínima e máximo carregamento, sejam transgredidos. A natureza da metodologia proposta elimina automaticamente a possibilidade de ocorrência das duas decisões equivocadas comentadas anteriormente.

A utilização da metodologia desenvolvida é ilustrada através de diversos exemplos de aplicação que utilizam redes reais de distribuição, em baixa e média tensão.

Palavras-Chave: Sistemas elétricos de potência, Distribuição de energia elétrica, Subestações elétricas.

ABSTRACT

Economic growth and the associated expansion of the electrical power system naturally lead to a large number of new loads being connected to the existing network. As a consequence, one of the main challenges faced by the design areas in electrical utilities refers to the problem of finding the best solution among various alternatives for connecting a new load, from both technical and economic viewpoints.

Owing to the large size of the problem, and also to the lack of detailed data associated with distribution systems, electrical utilities adopted in the past a few filtering techniques so as to reduce the amount of work to reasonable levels. These filters usually define a limit for the maximum demand declared by a new customer. If the required maximum demand does not exceed the limit, the new load is connected straight away without carrying out any electrical study. On the other hand, when the maximum demand does exceed this limit, a detailed analysis is executed. Despite the savings brought about by this technique, it may lead to two potentially wrong decisions: (i) overseeing a detailed analysis when it is needed, and (ii) carrying out a study when it is not necessary.

Concerning the lack of detailed data, fortunately this situation has been improving rapidly in the last few years. Currently, there exist powerful georeferenced systems capable of associating every component of the electrical system with a well-defined geographical location. These systems usually rely on supporting databases which allow efficient management of the huge amount of data normally associated with distribution networks. This new standpoint naturally leads to the development of more sophisticated models which allow considerable improvements on the quality of services offered by the utilities.

This work presents a new methodology aimed at supporting the decision-making process regarding the connection of new loads in electrical distribution networks. The methodology is based upon the innovative concept of *capacity margin*, established within this work, by which the maximum load that can be connected to any given point is

Abstract

computed in advance in offline mode. The criteria for finding the maximum load are based on the common requirements of minimum voltage and maximum loading. The proposed methodology automatically eliminates the two wrong decisions mentioned above.

The application of the proposed methodology is illustrated through various examples which use real distribution networks, at both low and medium voltage levels.

Keywords: power electric systems, electricity distribution, electric substations.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 Metodologia tradicional: potência prefixada	12
Figura 2-2 Rede exemplo do critério de capacidade disponível.	14
Figura 2-3 Metodologia proposta: Conhecimento de folga de potência.	16
Figura 3-1 Representação do transformador monofásico.	21
Figura 3-2 Transformador monofásico com nova carga ligada.	22
Figura 3-3 Transformador Monofásico com Derivação Central.	25
Figura 3-4 Transformador Monofásica com Derivação Central e Carga AN.	26
Figura 3-5 Transformador monofásico com Derivação Central e Carga AB.	28
Figura 3-6 Banco de Transformadores Delta Aberto.	30
Figura 3-7 BT Delta Aberto com Carga AN.	31
Figura 3-8 BT Delta Aberto com Carga AB.	32
Figura 3-9 BT Delta Aberto com Carga Trifásica.	33
Figura 3-10 Banco de Transformadores Delta Fechado.	36
Figura 3-11 BT Delta Fechado com Carga AN.	39
Figura 3-12 BT Delta Fechado com Carga AB.	46
Figura 3-13 BT Delta Fechado com Carga Trifásica.	50
Figura 3-14 Transformador Trifásico.	55
Figura 3-15 Transformador Trifásico com Carga AN.	56
Figura 3-16 Transformador Trifásico com Carga ABN.	58
Figura 3-17 Transformador Trifásico com Carga AB.	60
Figura 3-18 Transformador Trifásico com Carga Trifásica.	63
Figura 3-19 Rede Exemplo para o Cálculo da Folga de Potência nos Trechos da Rede.	68
Figura 3-20 Princípio de Superposição de Efeitos.	75
Figura 3-21 Trechos da Rede Antes e Depois da Aplicação da Nova Carga.	78
Figura 4-1 Caso 1: Rede Aérea de Distribuição de 21 Barras	81
Figura 4-2 BT Delta Aberto e Cálculo de Folga de Potência Trifásica.	86
Figura 4-3 Caso 2: Rede aérea de distribuição de 18 barras	90
Figura 4-4 Banco de transformadores delta fechado.	95
Figura 4-5 Rede de distribuição aérea de 8 barras do caso 4.	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 Escolha da Corrente Máxima para Cálculo da Folga de Potência.	66
Tabela 3-2 Correntes Máximas e Trechos Críticos do Exemplo da Figura 3.19.	69
Tabela 3-3 Correntes Máximas por Fase do Exemplo da Figura 3.19.	69
Tabela 3-4 Corrente Máxima para Diferentes Tipos de Carga da Figura 3.19.	70
Tabela 3-5 Folga de potência nos trechos da rede.	71
Tabela 3-6 Folga de Potência nas Barras do Exemplo da Figura 3.19.	72
Tabela 4-1 Características do BT do caso 1.	82
Tabela 4-2 Carregamento em A do BT em cada patamar do caso 1.	82
Tabela 4-3 Folga elétrica em kVA do caso 1.	85
Tabela 4-4 Dados do banco de transformadores caso 2.	89
Tabela 4-5 Carregamento no BT em A para cada patamar do caso 2.	89
Tabela 4-6 Folga elétrica em kVA do caso 2.	93
Tabela 4-7 Dados do transformador do caso 3.	93
Tabela 4-8 Carregamento no BT em A para cada patamar do caso 3.	94
Tabela 4-9 Folga elétrica em kVA do caso 3.	94
Tabela 4-10 Dados do Banco de Transformadores caso 4.	95
Tabela 4-11 Carregamento do BT em A para cada patamar do caso 4.	97
Tabela 4-12 Folga Elétrica em kVA do caso 4.	98
Tabela 4-13 Dados do caso 1 de redes subterrâneas.	99
Tabela 4-14 Folga de potência elétrica em kVA do caso 1 de redes subterrâneas.	100
Tabela 4-15 Dados do caso 2 de redes subterrâneas.	101
Tabela 4-16 Folga de potência elétrica em kVA do caso 2 de redes subterrâneas.	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BT	Banco de Transformadores
UTC	Unidade Transformadora de Conexão (unidade monofásica do banco de transformadores)
AN	Carga conectada na fase A e no neutro.
BN	Carga conectada na fase B e no neutro.
CN	Carga conectada na fase C e no neutro.
ABN	Carga conectada na fase A, na fase B e no neutro.
BCN	Carga conectada na fase B, na fase C e no neutro.
CAN	Carga conectada na fase C, na fase A e no neutro.
AB	Carga conectada na fase A e na fase B.
BC	Carga conectada na fase B e na fase C.
CA	Carga conectada na fase C e na fase A.
ABC	Carga conectada nas fases A, B e C.
ABCN	Carga conectada nas fases A, B, C e no neutro.
FOLGA_{AN}	Folga de potência para uma carga tipo AN.
FOLGA_{BN}	Folga de potência para uma carga tipo BN.
FOLGA_{CN}	Folga de potência para uma carga tipo CN.
FOLGA_{ABN}	Folga de potência para uma carga tipo ABN.
FOLGA_{BCN}	Folga de potência para uma carga tipo BCN.
FOLGA_{CAN}	Folga de potência para uma carga tipo CAN.
FOLGA_{AB}	Folga de potência para uma carga tipo AB.
FOLGA_{BC}	Folga de potência para uma carga tipo BC.
FOLGA_{CA}	Folga de potência para uma carga tipo CA.
FOLGA_{ABC}	Folga de potência para uma carga tipo ABC.
FOLGA_{ABCN}	Folga de potência para uma carga tipo ABCN.
F_A	Corrente máxima da fase A.
F_B	Corrente máxima da fase B.
F_C	Corrente máxima da fase C.
F_N	Corrente máxima do neutro.

LISTA DE SÍMBOLOS

S_{NOM}	Potência Nominal
V_{NOM}	Tensão Nominal
I_{EXA}	Corrente Existente na fase A
I_{EXB}	Corrente Existente na fase B
I_{EXC}	Corrente Existente na fase C
I_{NV}	Corrente da carga nova para o cálculo da corrente máxima
I_{EL}	Corrente da fase mais carregada da unidade transformadora monofásica com derivação central do banco de transformadores
I_{PA}	Corrente na fase A do lado primário do banco de transformadores
I_{PB}	Corrente na fase B do lado primário do banco de transformadores
I_{PC}	Corrente na fase C do lado primário do banco de transformadores
f_{S}	fator de sobrecarga admissível
f_{SL}	fator de sobrecarga admissível da unidade transformadora monofásica com derivação central do banco de transformadores (UTC de luz)
f_{SF}	fator de sobrecarga admissível da unidade transformadora monofásica do banco de transformadores (UTC de força)
φ_{A}	Ângulo de potência da carga existente na fase A
φ_{B}	Ângulo de potência da carga existente na fase B
φ_{C}	Ângulo de potência da carga existente na fase C
φ_{NV}	Ângulo de potência da nova carga
$\varphi_{3\text{ØE}}$	Ângulo de potência da carga trifásica existente
$I_{\text{FLUXO[TRECHO]}}$	Corrente existente no trecho (calculada pelo fluxo de carga)
$I_{\text{ADM[TRECHO]}}$	Corrente admissível no trecho (depende do tipo de condutor)
i_{m}	Corrente injetada na barra “m” (redes subterrâneas)
V_{i}	Tensão no nó “i” (redes subterrâneas)
V_{min}	Tensão mínima (aplicada como restrição técnica)
i_{jm}	Corrente no trecho j-m
Z_{ik}	Impedância nodal de transferência entre os nós “i” e “k”

Lista de Símbolos

r_{ij}	Resistência do trecho i-j
x_{ij}	Reatância do trecho i-j
y_{jm}	Admitância do trecho j-m

SUMÁRIO

CAPITULO I

1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA E OBJETIVOS.....	1
1.1	INTRODUÇÃO.....	1
1.2	APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA.....	1
1.3	OBJETIVOS.....	3
1.4	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	4

CAPITULO II

2	BASES CONCEITUAIS.....	5
2.1	ASPECTOS GERAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	5
2.2	FUNÇÕES DAS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS	6
2.3	TEMPOS ESTABELECIDOS PELOS REGULAMENTOS PARA CONEXÃO DE NOVOS CONSUMIDORES	8
2.4	METODOLOGIA TRADICIONAL DO DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS NUMA DISTRIBUIDORA	8
2.5	METODOLOGIA PROPOSTA.....	13

CAPITULO III

3	METODOLOGIA DE CÁLCULO DA FOLGA DE POTÊNCIA.....	17
3.1	INTRODUÇÃO.....	17
3.2	REPRESENTAÇÃO DA CARGA.....	17
3.3	FOLGA DE POTÊNCIA	19
3.4	ANÁLISE DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	20
3.4.1	<i>CRITÉRIO DE FOLGA NOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO</i>	20
3.4.1.1	TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.....	21
3.4.1.2	TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS COM DERIVAÇÃO CENTRAL	24

3.4.1.3	BANCO DE TRANSFORMADORES DELTA ABERTO.....	29
3.4.1.4	BANCO DE TRANSFORMADORES DELTA FECHADO.....	35
3.4.1.5	TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	55
3.4.2	CRITÉRIO DE CARREGAMENTO NOS TRECHOS DA REDE AÉREA.....	64
3.5	METODOLOGIA PROPOSTA PARA REDES SUBTERRÂNEAS DE DISTRIBUIÇÃO	74

CAPITULO IV

4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA	80
4.1	INTRODUÇÃO.....	80
4.2	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS.....	80
4.2.1	CASO 1: Rede de distribuição aérea de 21 barras.....	80
4.2.2	CASO 2: Rede de distribuição aérea de 19 barras.....	89
4.2.3	CASO 3: Rede de distribuição aérea de 2 barras.....	93
4.2.4	CASO 4: Rede de distribuição aérea de 8 barras.....	95
4.3	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA.....	99
4.3.1	CASO 1: Sistema de distribuicao subterrânea de 1596 barras	99
4.3.2	CASO 2: Sistema de distribuição subterrânea de 3153 barras	101

CAPITULO V

5	CONCLUSÃO	104
5.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	104
5.2	TÓPICOS PARA DESENVOLVIMENTO FUTURO	105

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEXO A

1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA E OBJETIVOS.

1.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentadas as principais razões que motivaram a elaboração desse trabalho, bem como uma breve descrição dos objetivos que se pretendem alcançar com a metodologia proposta. Também é apresentada a forma que o trabalho foi organizado, descrevendo a finalidade e o conteúdo específico de cada capítulo.

1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

O Setor de Energia Elétrica é formado por três atividades bem identificadas, geração, transmissão e distribuição. Esta última tem como principal finalidade o transporte de energia, desde as redes de alta tensão, até os centros de consumo de média e baixa tensão [1]. Tem-se consenso com a referência [2], de que os quatro fatores principais que afetam a distribuição de energia elétrica são: O consumo de energia, o número de consumidores, o comprimento das redes e a área de cobertura da oferta da energia.

O crescimento de carga nos sistemas de distribuição obedece por um lado ao crescimento próprio das cargas existentes e por outro, à ligação ao sistema das novas cargas. Este crescimento necessita um fornecimento que leve em conta: a quantidade de energia e a modificação da capacidade da rede para transporte e distribuição da mesma em adequados níveis de qualidade, confiabilidade e custos [3].

As empresas distribuidoras possuem atividades relacionadas com os projetos de fornecimento de energia elétrica em redes secundárias, onde a quantidade de trabalho e materiais para cada projeto é relativamente pequena, contudo, esta

atividade implica um considerável esforço da concessionária, já que os tempos regulamentados para a ligação destes consumidores são exíguos [4] e o número de solicitações de conexão é em geral muito alto (142600 solicitações/mês). Aqueles projetos maiores, tais como sistema de subtransmissão, redes e circuitos primários ou subestações de distribuição também são realizados, porém em quantidades menores [5].

O desenvolvimento técnico, de cada projeto, precisa de uma avaliação do impacto que a ligação da nova carga provoca na rede elétrica, já que, quando isso acontece, ocorrem variações nos parâmetros que modificam o estado da rede. Uma preocupação fundamental das distribuidoras é saber se a rede, na sua configuração atual, tolera ou não a conexão de uma nova carga.

Outro aspecto relevante é a falta de uma ferramenta automática para analisar e avaliar as características da rede com a ligação de novas cargas, portanto os tempos médios para desenvolver projetos tornam-se longos e, às vezes, maiores do que aqueles estabelecidos pelos regulamentos para conexão de novos consumidores no sistema [4].

A metodologia tradicional, que é utilizada por algumas empresas, pretende agilizar o trabalho por meio de uma técnica de filtragem. Essa técnica leva em conta um valor prefixado de demanda máxima que qualifica as novas solicitações em duas formas: carga para estudo e carga para ligação direta.

Desta forma, quando a potência de demanda é maior do que o valor de potência prefixada, essa nova solicitação precisa de um estudo obrigatório e detalhado. No caso contrário, quando a demanda é menor do que a potência prefixada, não são necessários estudos complementares e, segundo esta metodologia, pode-se conectar a carga diretamente à rede, o que muitas vezes cria incertezas do desempenho do sistema por conexões imediatas e sem levar em conta os possíveis impactos que ocasionarem.

Nas cargas classificadas para estudo é imprescindível realizar uma avaliação que exige longos tempos de espera para os consumidores e para a empresa a utilização de recursos desnecessários. Devido à estrutura da empresa, a análise é realizada na área de operações para avaliar e cumprir com os critérios técnicos.

Assim, se nenhuma das condições operacionais é transgredida o expediente retorna à área de atendimento ao cliente para sua ligação. Por outro lado, quando os critérios de serviço são transgredidos, procede-se a realizar uma análise das possíveis modificações de rede para que a conexão desta nova carga seja viável.

Portanto, o principal inconveniente dessa metodologia é que: freqüentemente leva a desenvolver estudos desnecessários, ou às vezes, comprometer o sistema por ter omitido um estudo que precisava uma análise mais detalhada.

1.3 OBJETIVOS

São objetivos deste trabalho:

- Desenvolver uma metodologia que permita calcular a *folga de potência* em todos os pontos de carga da rede de distribuição, mediante uma modelagem matemática e cálculos elétricos, que permita avaliar a capacidade e as condições do sistema em função de parâmetros conhecidos e cuidando de manter as restrições, de carregamento e queda de tensão, especificadas pelos regulamentos.
- Otimizar os tempos de atendimento aos novos consumidores através de um módulo computacional dessa metodologia para auxiliar nas consultas e tomada de decisões de forma rápida, com fins de aprovar a ligação de uma nova carga ou considerar algumas mudanças no sistema para garantir a ligação da mesma.

- Desenvolver estudos de aplicação a partir dessa metodologia que permitam avaliar e analisar os resultados para redes de distribuição aéreas e subterrâneas.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

No Capítulo I, apresenta-se uma breve descrição das causas que motivaram o estudo, enfocando o problema e descrevendo os objetivos que se pretendem alcançar.

No Capítulo II, procura-se mostrar as bases conceituais do sistema de distribuição, as características e funções que ele possui, bem como uma breve descrição da metodologia tradicional aplicada aos novos projetos nas concessionárias elétricas. Finalmente, neste mesmo capítulo, descreve-se introdutoriamente a metodologia proposta e que poderá ser feito com sua aplicação.

No Capítulo III, discorre-se sobre os aspectos mais importantes da metodologia mediante a definição de *folga de potência* e os critérios utilizados para seu cálculo nas redes aéreas e redes subterrâneas.

No Capítulo IV, aplica-se a metodologia proposta em sistemas de distribuição reais, como continuação realiza-se uma análise dos resultados obtidos.

Na parte final, apresentam-se as conclusões do trabalho, bem como uma consideração de possíveis estudos futuros.

2 BASES CONCEITUAIS

2.1 ASPECTOS GERAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Um sistema de distribuição é o último elo complexo dos sistemas de potência que supre energia elétrica aos consumidores. Sob este critério, é a parte dos sistemas que está diretamente em contato com os usuários finais [6]. Portanto, sua função principal é efetuar o fornecimento de energia elétrica das subestações de transmissão ou pequenas estações geradoras a cada consumidor, transformando os níveis de tensão a valores adequados onde for necessário [7].

Desta forma, pertence à distribuição a responsabilidade direta do atendimento da maioria absoluta dos consumidores, sendo alguns, os maiores, atendidos pela subtransmissão. Sua principal característica consiste em atender grandes áreas, ter um grande número de subestações, circuitos e transformadores e possuir uma elevada quantidade de consumidores.

Em função do crescimento do sistema de distribuição, o qual é traduzido pelo aumento da área atendida, pelo aumento do número de consumidores e pelo aumento da quantidade de subestações e circuitos, existe cada vez mais a necessidade de se utilizarem sistemas informatizados para controle, supervisão e cadastro dos elementos da distribuição [8].

No entanto, seja a função básica das concessionárias elétricas fornecer energia economicamente e em níveis aceitáveis de continuidade e qualidade. A ênfase colocada nestes aspectos, durante o planejamento, construção e operação, depende do desenvolvimento do sistema. Assim, sistemas elétricos em desenvolvimento estão sujeitos a sua expansão física e, por sua vez, estão caracterizados pelos altos crescimentos da carga [9].

Sob esses criterios, é crescente a necessidade de melhorar e otimizar as funções dos sistemas de distribuição tendo um maior domínio das informações da sua rede, já que à medida que a tecnologia avança dispõe-se de instrumentos que permitem a agilização dessas informações. E conseqüentemente tem-se que as decisões sejam tomadas de forma eficaz reduzindo o tempo de solução do problema com uma considerável melhora no atendimento aos usuários e uma maior economia dos recursos.

2.2 FUNÇÕES DAS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS

A função principal de uma concessionária é fornecer energia elétrica aos consumidores na sua própria localização de consumo e disponibilizada pronta para sua utilização. Esses consumidores encontram-se muitas vezes dispersos através das redes da concessionária, a qual tem que fornecer o serviço em concordância à demanda do usuário.

Portanto, a empresa distribuidora está obrigada a cumprir com o suprimento de energia a todos os consumidores que encontram-se dentro da sua área de concessão, o que pelo número de consumidores, crescimento do consumo e a quantidade de novas solicitações de conexão à rede, tornam complexa a administração do sistema.

Desta forma as necessidades de nova capacidade estão determinadas: pelo crescimento da demanda; a evolução do equipamento disponível na atualidade e o nível de segurança no fornecimento de energia elétrica que pretende-se conseguir.

Devido também ao constante crescimento da demanda, é necessário conhecer em melhor detalhe o tipo de consumo que se produz em baixa, média e alta tensão, para desta forma conseguir uma melhor cobertura no serviço fornecido.

As classificações do tipo de consumo mais utilizadas pelas empresas distribuidoras são: quantidade de energia distribuída e número de usuários atendidos, também utilizam-se as classes de consumidores, tais como: residenciais, industriais e comerciais, os quais são supridos em diferentes tensões e, portanto, afetam os custos e a função de administração da empresa.

Com a finalidade de atender o crescimento da demanda é necessário um adequado planejamento, construção e operação dos sistemas de distribuição, uma tarefa complicada, levando em conta os regulamentos que regem as empresas concessionárias e os aspectos técnicos que se requerem. Entre as considerações principais para atender o crescimento da demanda têm-se as seguintes:

- Instalação de novos alimentadores
- Instalação de novas subestações
- Ampliação de subestações existentes
- Redimensionamento nos alimentadores existentes

Por outro lado, deve-se considerar que quando o crescimento do consumo e da carga não é atendido adequadamente podem-se apresentar os seguintes problemas:

- Sobrecarga nos alimentadores quando sua capacidade máxima de potência é excedida.
- Sobrecarga nos transformadores quando sua capacidade máxima de potência é excedida.
- Excessiva queda de tensão.
- Incremento nas perdas dos transformadores e alimentadores.

2.3 TEMPOS ESTABELECIDOS PELOS REGULAMENTOS PARA CONEXÃO DE NOVOS CONSUMIDORES

Os regulamentos que regem as concessionárias atualmente estabelecem os tempos de conexão de novos consumidores [4] da seguinte forma:

A ligação de unidade consumidora, quando de fornecimento em tensão de distribuição inferior a 69 kV, será efetuada de acordo com os prazos a seguir fixados:

- **3 (três) dias úteis para unidade consumidora do grupo B¹, localizada em área urbana.**
- **5 (cinco) dias úteis para unidade consumidora do grupo B, localizada em área rural; e**
- **10 (dez) dias úteis para unidade consumidora do grupo A², localizada em área rural ou urbana.**

Estes prazos, em conjunto à quantidade de solicitações de conexão dos novos consumidores, demandam da empresa um considerável esforço. Portanto, é necessário produzir uma metodologia que permita cumprir com o atendimento das novas solicitações nos tempos regulamentados.

2.4 METODOLOGIA TRADICIONAL DO DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS NUMA DISTRIBUIDORA

Frente à quantidade de solicitações de ligação de novas cargas à rede e aos tempos estabelecidos pelos regulamentos para conexão destes no sistema, a maioria das distribuidoras começou a aplicar diferentes técnicas, para simplificar o

¹ Unidade consumidora com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda superior a 2,3 kV (do grupo A) e faturadas neste grupo.

² Unidade consumidora com fornecimento em tensão igual o superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a partir do sistema subterrâneo de distribuição.

estudo dos novos projetos, através de linhas de guia e tabelas padrão, que a mesma concessionária elabora, para facilitar as políticas de decisão. Entre estas regras encontra-se a regra da potência prefixada.

Esta regra foi introduzida com a determinação de racionalizar o processo de atendimento das solicitações novas de conexão, reduzindo como consequência o número de projetos a ser avaliados, por meio de uma classificação das cargas novas em duas categorias: carga para ligação direta e carga para estudo.

As cargas de ligação direta são conectadas à rede imediatamente e sem realizar algum estudo do impacto que estas podem causar ao sistema. Estas cargas devem possuir valores de demanda iguais ou menores do que o valor prefixado.

As cargas para estudo são avaliadas na área de operações, onde se realizam diferentes análises e simulações com a finalidade de observar o desempenho do sistema com a nova carga conectada.

Estes estudos levam em conta as seguintes restrições técnicas:

- O critério de carregamento no transformador.
- O critério de carregamento nos trechos da rede.
- O nível de tensão mínimo.

Desta forma, quando nenhuma das restrições descritas acima é transgredida então, a solicitação do consumidor retorna à área de atendimento ao cliente com a sua respectiva aprovação para ser conectada.

Em caso contrário, quando a ligação da carga exceder algum dos critérios técnicos mencionados, avaliam-se algumas possíveis adaptações da rede que permitam adequar o sistema para fornecer energia à nova carga. Essas

modificações são realizadas em concordância com o critério que foi transgredido, portanto, têm-se as seguintes alternativas de modificação:

Quando o máximo carregamento do transformador é excedido:

- Substituição do transformador de distribuição.
- Desdobramento do circuito com adição de um transformador de distribuição.

Quando o máximo carregamento e/ou a máxima queda de tensão é excedido:

- Substituição do cabo.
- Desdobramento do circuito com transformador adicional.

Estas medidas de modificação não serão tratadas detalhadamente neste trabalho, porque foge ao objetivo do estudo.

A figura 2.1 ilustra o procedimento da metodologia tradicional para a ligação de novas cargas nos sistemas de distribuição.

1º Passo: Início, começa o processo de atendimento de novas solicitações;

2º Passo: Solicitação de nova ligação ao sistema, um consumidor submete a sua solicitação com um valor de potência demandada;

3º Passo: Comparação entre a potência demandada pela nova solicitação e a potência prefixada pela concessionária;

Se a resposta for que a potência prefixada é menor do que a demandada procede-se com o 4º passo. No caso contrário, quando a potência prefixada é maior do que a demandada, procede-se com o 7º passo;

4º Passo: Estudo na área de operações, as condições do sistema são avaliadas com a nova carga conectada;

5º Passo: Se a resposta do 4º passo é que a nova carga afeta ao sistema procede-se com o 6º passo. No caso contrário, quando a nova carga não afeta ao sistema, procede-se com o 7º passo;

6º Passo: Medidas de modificação da rede. Avaliam-se os critérios técnicos para garantir a conexão da nova carga no sistema;

7º Passo: Conectar a carga. Refere-se à ligação da nova solicitação no sistema;

8º Passo: Fim. Acaba o processo de atendimento de novas solicitações.

O processo descrito acima é aplicado aos novos projetos e torna-se um problema como consequência da quantidade de novas demandas, segundo [5] o número de novas cargas residenciais ao mês, no Brasil, encontra-se na faixa de 142,6 mil projetos. O que obriga ao desenvolvimento de novas técnicas e ferramentas que ajudem nas tarefas de ligação destas, de forma que a tomada de decisões não leve tempos maiores do que aqueles previstos nos regulamentos, nem conduza a incertezas do desempenho do sistema com a introdução das novas cargas.

Figura 2-1 Metodologia tradicional: potência prefixada

2.5 METODOLOGIA PROPOSTA

Sob o descrito no item anterior, a maior limitação técnica da metodologia tradicional encontra-se em que dois tipos de erros podem ser cometidos:

- Desconsiderar o estudo de um projeto que precisa uma avaliação mais detalhada do impacto que tem sobre a rede (cargas conectadas diretamente na rede, não tem estudo).
- Realizar a análise e estudo de uma nova solicitação, quando não é preciso, e que como consequência leva à utilização de recursos desnecessários para seu desenvolvimento e tempo de espera para os consumidores (cargas classificadas para estudo, necessariamente devem ter estudos detalhados).

Outra limitação desta metodologia encontra-se na quantidade de projetos e nos tempos exíguos estabelecidos pelos regulamentos, que por não possuir uma ferramenta que permita melhorar e abrandar o desenvolvimento destes estudos conduz a empregar tempos longos e que, junto com a utilização de recursos (pessoal e material) implicam em custos à mesma empresa.

A metodologia proposta neste trabalho procura avaliar o estado de capacidade disponível que possui o sistema e exportar estas informações no sistema de gestão da concessionária para uma rápida consulta, o que consequentemente dará apoio à tomada de decisões referente à ligação de novas cargas.

A figura 2.2 ilustra uma rede simples, pretende-se através desta dar a conhecer de maneira simplificada o critério aplicado nesta metodologia: o trecho tem uma capacidade admissível de 10 A e a carga ligada na barra de carga consome 3 A, desta forma, pode-se conectar nesta barra uma carga que absorva 7 A sem que a

capacidade máxima de carregamento do trecho seja transgredida. Portanto, a folga de carregamento no trecho da rede é de 7 A.

Figura 2-2 Rede exemplo do critério de capacidade disponível.

Mediante a metodologia proposta pretende-se aplicar esse conceito e assim conseguir uma melhora na política de decisões, já que ao contar com o conhecimento antecipado de *folga de potência* em todos os pontos da rede, incluindo os transformadores, e comparar diretamente esses valores com as demandas solicitadas, o estudo de projetos será expedito.

A principal vantagem da aplicação desta metodologia encontra-se em que o cálculo é feito “offline” e atualizado cada vez que uma modificação é introduzida no sistema, se conseguindo uma rapidez de resposta às novas solicitações de conexão à rede e, conseqüentemente um melhor desempenho no atendimento ao cliente. Além disso, as consultas dos valores de folga de potência na base de dados e a tomada de decisões, referente à ligação das novas cargas, pode ser realizada por qualquer funcionário da empresa, sendo que não precisa ter conhecimentos técnicos da área elétrica.

Desta forma, levando em conta os valores de folga de potência e uma comparação simples com os valores de potência demandados, pretende-se realizar as conexões dos novos consumidores dentro dos prazos previstos pelos regulamentos e diminuir o uso de recursos utilizados pela empresa ao cumprir com esta função.

A figura 2.3 ilustra a metodologia proposta neste trabalho, que é baseada no conhecimento da capacidade disponível do sistema e que permite agilizar a política de tomada de decisões de novos projetos.

A seguir, descreve-se em detalhe o procedimento da metodologia proposta:

1º Passo: Início, começa o processo de atendimento de novas solicitações;

2º Passo: Cálculo feito a priori (off-line), com os resultados de folga de potência elétrica nos pontos de carga armazenados na base de dados;

3º Passo: Solicitação novo projeto, um consumidor faz a solicitação de nova ligação do sistema com um valor de potência demandada;

4º Passo: Comparação entre a potência demandada pela nova solicitação e a folga de potência armazenada na base de dados;

Se a resposta é que a folga de potência é menor do que a demandada deriva-se ao 5º passo. No caso contrario, quando a folga de potência é maior do que a demandada, procede-se com o 6º passo;

5º Passo: Medidas de modificação da rede. São avaliados os critérios técnicos para poder garantir a conexão da nova carga no sistema;

6º Passo: Conecta-se a nova carga no sistema;

7º Passo: Atualização da folga de potência e armazenar os novos valores na base de dados.

8º Passo: Fim. Acaba o processo de atendimento de novas solicitações.

Figura 2-3 Metodologia proposta: Conhecimento de folga de potência.

3 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA FOLGA DE POTÊNCIA

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo descreve-se a metodologia do cálculo de *folga de potência*. A análise dos sistemas começa com a classificação das redes: aéreas ou subterrâneas, isto, com o objetivo de aplicar os métodos de fluxo de carga, que se encontram em função da configuração da rede (radial ou malhada).

Por conseguinte, o capítulo está dividido em duas partes que descrevem a metodologia de cálculo de folga de potência para os dois tipos de rede.

Na primeira parte, analisam-se as redes aéreas que se caracterizam por possuir uma configuração radial. No estudo leva-se em conta o estado desequilibrado destas, portanto o fluxo de potência aplicado para sua análise é trifásico. Por outro lado, concordando com os critérios técnicos que devem ser considerados nos sistemas elétricos, optou-se por dividir a análise da rede em critério de folga de potência para os transformadores de distribuição e critério de folga de potência nos trechos da rede.

Na segunda parte, estudam-se as redes subterrâneas. Estas se caracterizam por possuir uma configuração malhada e no estudo assumem-se equilibradas, portanto, o fluxo de carga aplicado terá como base o esquema monofásico (seqüência direta) e, para o cálculo de folga de potência se fará aplicação do princípio de superposição de efeitos.

3.2 REPRESENTAÇÃO DA CARGA

Muitas vezes a máxima demanda individual dos consumidores será conhecida por quaisquer formas: medição direta ou pelo conhecimento da energia consumida

pelo usuário (faturamento). Algumas empresas concessionárias utilizam as consultas da carga de consumidores similares para determinar a relação existente entre a energia consumida em kWh e a máxima demanda em kVA. Assim, às vezes é necessária a instalação de registradores na localização de cada consumidor.

O medidor da demanda pode ser da mesma classe, utilizado para desenvolver as curvas de demanda consideradas anteriormente, ou pode ser um simples medidor que salve os registros durante o período de demanda máxima. No final, da consideração do período de demanda máxima em função da energia faturada para cada consumidor pode ser desenhada num gráfico comum.

A regressão linear é ainda utilizada por algumas empresas distribuidoras para determinar a equação que dá a conhecer a demanda em função da energia.

Conhecer a máxima demanda para cada consumidor é o primeiro passo em desenvolver uma tabela com fatores de diversidade. O seguinte passo é utilizar o conhecimento de carga onde a máxima demanda diversificada do grupo de consumidores é medida.

No Brasil, a determinação da demanda é determinada a partir da função KVAS. Assim, cada consumidor tem sua potencia de base P_i calculada através da sua energia mensal faturada E_i pela expressão:

$$P_i = \frac{E_i}{24 \times 30} \quad (3.1)$$

Os valores E_i e, onde estão conectados os consumidores, são encontrados na base de dados de distribuição da mesma empresa.

3.3 FOLGA DE POTÊNCIA

A *folga de potência* constitui o parâmetro mais importante desse estudo e define-se como: *a máxima carga que pode ser conectada num ponto de fornecimento do sistema, sem que nenhuma das restrições técnicas seja transgredida.*

Este valor de “folga de potência” é calculado considerando a situação mais crítica, ou seja, utilizando o instante de máxima demanda, que, por sua vez, é o período que registra o maior carregamento do sistema.

Levando-se em conta as regulamentações, especificações técnicas e as políticas internas da concessionária, as seguintes restrições da operação são avaliadas nos sistemas elétricos:

- Máximo carregamento nos transformadores de distribuição.
- Máximo carregamento em cada seção da rede (trechos)
- Mínima tensão em cada nó.

A obtenção da folga de potência começa com o cálculo básico de fluxo de carga. Neste caso, o estado do sistema elétrico na base de dados é de primordial importância. Uma vez que o estado elétrico é conhecido, a folga de potência é calculada para todos os pontos de carga no sistema. Todos os possíveis esquemas que a rede permite para a ligação da nova carga são levados em conta.

Como consequência, as escolhas técnicas para uma demanda de potência num possível ponto de fornecimento podem ser obtidas mediante uma rápida consulta na base de dados, conhecendo-se desta forma a *folga de potência* naquele ponto.

Uma comparação direta deste valor (folga de potência) com a demanda requisitada pelo novo consumidor permite uma tomada de decisão rápida, sem perda de tempo e sem incertezas do impacto que a nova carga originará no

sistema. Resumindo-se esta decisão em duas possibilidades: conectar o novo consumidor sem mais considerações ou desenvolver um projeto relacionado com algumas possíveis modificações da rede que podem ser propostas e analisadas.

Uma das características que se deve levar em conta, é que a folga de potência num ponto de carga dado tem que se modificar automaticamente quando aconteça uma mudança na rede pela ligação de uma nova carga (diminui a folga neste ponto), pela construção de novas extensões, pela troca de transformadores, etc.

Benefícios adicionais do conhecimento de folga de potência são resumidos a seguir:

- Tempos de resposta são rápidos, já que, os cálculos de fluxo de potência não são realizados em tempo real, o cálculo de folga de potência num determinado ponto é consultado quando for necessário.
- Os dois tipos de erros nas decisões descritos na formulação do problema (realização de uma análise desnecessária ou não realizar um estudo obrigatório) são automaticamente eliminados.
- As consultas e tomada de decisões pode ser realizada por qualquer pessoa (funcionário da empresa) sem precisar ter conhecimentos técnicos, através de uma comparação simples.

3.4 ANÁLISE DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO

3.4.1 CRITÉRIO DE FOLGA NOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Quando se realizam cálculos técnicos, é necessário fazer uso de *modelos equivalentes* dos vários componentes do sistema e, depois, combinar estes para representar a interligação dos componentes elétricos [7].

O critério de *folga de potência nos transformadores de distribuição* tem como base o número de enrolamentos e fases que os bancos de transformadores possuem, bem como os tipos de cargas e os possíveis esquemas de conexão que podem apresentar para sua ligação numa rede secundária.

Assim, para uma carga de duas fases (três fios), uma rede fornecida de energia por um transformador trifásico disponibiliza três diferentes formas para conectá-la num sistema de três fases (quatro fios). Por isso, serão encontrados os seguintes esquemas de conexão (*ABN*, *BCN*, *CAN*) e, conseqüentemente três valores de folga de potência serão calculados para esse tipo de carga nesse sistema de distribuição de energia elétrica.

Nos próximos subitens, serão abordados os diversos tipos de ligação dos bancos de transformadores.

3.4.1.1 TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

A representação matemática deste transformador é a mais simples de todas. A figura 3.1 mostra o esquema da parte secundária do transformador monofásico, onde S_{NOM} é a potência nominal, V_{NOM} é a tensão de fase nominal e $I_{EXA}^{\bullet}$ representa a corrente que a carga existente consome.

Figura 3-1 Representação do transformador monofásico.

A análise matemática, que a metodologia propõe para este tipo de transformador, começa com o enrolamento secundário do banco transformador levando em conta a fase e o neutro, a corrente que consome a carga existente e finalmente, a ligação de uma nova carga, conforme é ilustrado na figura 3.2.

Figura 3-2 Transformador monofásico com nova carga ligada.

As grandezas elétricas para a aplicação desta metodologia são:

S_{NOM} : Potência Nominal do Transformador (kVA).

V_{NOM} : Tensão de Fase Nominal (kV).

$\dot{I}_{EXA}$: Corrente de fase causada pela carga existente (A).

$\dot{I}_{NV}$: Corrente absorvida pela nova carga (A).

f_S : Fator de sobrecarga admissível (pu).

O fator de sobrecarga admissível é definido como: *o fator que traduz o quanto de potência adicional, sobre a potência nominal, pode ser fornecido pelo transformador para alimentar à carga, nos períodos de máxima demanda do sistema.* Por considerações de custo, admite-se este fator maior do que 1,0 (por exemplo, 1,3 ou 1,4), assumindo-se implicitamente que a duração do período de ponta é limitada (por exemplo, 2 horas).

Nesta representação, obtém-se o valor da corrente existente através do fluxo de carga, entretanto a nova carga monofásica, que encontra-se ligada entre a fase e neutro, consome uma corrente desconhecida que para o cálculo de folga deve ser a máxima possível sem transgredir o critério de carregamento do transformador. Por hipótese o valor do fator de potência é o mesmo para as duas cargas (existente e nova), formalmente tem-se:

$$\begin{aligned}\dot{I}_{EXA} &= I_{EXA} \angle -\varphi_{EXA} \\ \dot{I}_{NV} &= I_{NV} \angle -\varphi_{EXA}\end{aligned}\tag{3.2}$$

Sob estes critérios deve-se cumprir a seguinte condição:

$$\begin{aligned}\left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \right| &= \left| \dot{I}_{EXA} \right| + \left| \dot{I}_{NV} \right| \\ \left| \dot{I}_{EXA} \right| + \left| \dot{I}_{NV} \right| &= f_s \cdot \left(\frac{S_{NOM}}{V_{NOM}} \right)\end{aligned}\tag{3.3}$$

Nota-se que a parte direita da equação (3.3), representa a máxima capacidade de corrente que o enrolamento do transformador possui. A partir deste pode-se encontrar o valor da corrente máxima que a nova carga pode consumir sem que o critério de sobrecarga do transformador seja transgredido. Portanto, a corrente máxima que a nova carga pode consumir do transformador esta dada por:

$$\left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \left(\frac{S_{NOM}}{V_{NOM}} \right) - \left| \dot{I}_{EXA} \right|\tag{3.4}$$

Pode-se expressar essa nova corrente em valores de potência aparente através da equação:

$$V_{NOM} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| = f_S \cdot S_{NOM} - \left| \dot{I}_{EXA} \right| \cdot V_{NOM} \quad (3.5)$$

Esta última expressão representa a *folga de potência* que o banco de transformadores possui, ou seja, é a máxima potência que se pode conectar sem exceder as restrições de carregamento. Percebe-se também que os parâmetros do lado direito desta equação são valores conhecidos. Em consequência a *folga de potência* monofásica é dada a partir de:

$$FOLGA_{AN} = f_S \cdot S_{NOM} - \left| \dot{I}_{EXA} \right| \cdot V_{NOM} \quad (3.6)$$

3.4.1.2 TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS COM DERIVAÇÃO CENTRAL

Antigamente, os transformadores monofásicos com derivação central, excediam em quantidade aos polifásicos, isto, foi parcialmente devido ao fato que a iluminação e as cargas menores eram supridas por circuitos monofásicos secundários [21].

Transformadores monofásicos com derivação central de distribuição possuem um enrolamento primário em alta tensão e um enrolamento secundário com derivação central em baixa tensão, e são utilizados para suprir às cargas monofásicas em duas tensões: 115 e 230 Volts. Esse tipo de suprimento permite uma maior flexibilidade de uso.

Sob estas premissas, o modelo da metodologia para esse transformador estará baseado no esquema da figura 3.3. Sendo o transformador representado a partir do enrolamento secundário com derivação central, onde S_{NOM} é a potência nominal da estação transformadora, V_{NOM} é a tensão nominal de linha e a carga

existente está, analogamente ao item anterior, representada pela corrente que consome do sistema pelos símbolos I_{EXA} e I_{EXB} .

Figura 3-3 Transformador Monofásico com Derivação Central.

A partir da figura 3.3 podem-se observar diferentes esquemas de conexão para uma nova carga. Portanto, *será necessário calcular diferentes valores de folga de potência em função dos diferentes esquemas de conexão*. A metodologia propõe determinar a máxima carga que pode ser conectada à rede utilizando os parâmetros conhecidos.

Para este caso, serão levadas em conta as grandezas elétricas com os mesmos símbolos do subitem anterior.

A análise da representação matemática amplia-se em função do número de fases e do nível de tensão utilizados no fornecimento elétrico da nova carga, portanto, da potência que ela consumirá do sistema. Isto, como resultado das possíveis ligações que encontram-se disponíveis na rede, se dividendo em dois esquemas característicos.

a) CARGA AN e BN

Este tipo de carga precisa de uma tensão nominal de 115 Volts e é monofásica, suprida pelos circuitos secundários conformados por dois condutores (fase e neutro), consequentemente têm-se disponíveis para essa nova ligação: duas possíveis formas de conexão.

Figura 3-4 Transformador Monofásica com Derivação Central e Carga AN.

Analisando a figura 3.4, percebe-se que a ligação da carga nova (monofásica), pode ser: AN ou BN.

Partindo da hipótese inicial e aplicando a primeira lei de Kirchhoff no ponto de conexão da nova carga, têm-se que cumprir as seguintes condições:

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_{EXA} &= I_{EXA} \angle -\varphi_{EXA} \\
 \dot{I}_{NV} &= I_{NV} \angle -\varphi_{EXA} \\
 \left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \right| &= \left| \dot{I}_{EXA} \right| + \left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \left(\frac{\frac{S_{NOM}}{2}}{\frac{V_{NOM}}{2}} \right)
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

O lado direito da equação anterior representa a capacidade de corrente admissível que o enrolamento secundário do transformador pode tolerar. Desta forma, a máxima corrente que ainda pode-se absorver do transformador está dada a partir de:

$$\left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \left(\frac{\frac{S_{NOM}}{2}}{\frac{V_{NOM}}{2}} \right) - \left| \dot{I}_{EXA} \right| \quad (3.8)$$

Pode-se expressar a equação anterior em forma de potência aparente:

$$\frac{V_{NOM}}{2} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| = \frac{1}{2} \cdot f_s \cdot S_{NOM} - \frac{1}{2} \cdot \left| \dot{I}_{EXA} \right| \cdot V_{NOM} \quad (3.9)$$

Encontra-se a *folga de potência monofásica* para uma carga AN nos transformadores monofásicos com derivação central que é expressa por meio da seguinte equação:

$$FOLGA_{AN} = \frac{1}{2} \cdot f_s \cdot S_{NOM} - \frac{1}{2} \cdot \left| \dot{I}_{EXA} \right| \cdot V_{NOM} \quad (3.10)$$

Da mesma forma, para uma carga BN, procede-se de modo similar para o cálculo do valor de folga de potência, acontece que o sistema pode estar desequilibrado, assim realiza-se este cálculo levando em conta a corrente existente na fase B, formalmente tem-se:

$$FOLGA_{BN} = \frac{1}{2} \cdot f_s \cdot S_{NOM} - \frac{1}{2} \cdot \left| \dot{I}_{EXB} \right| \cdot V_{NOM} \quad (3.11)$$

b) CARGA ABN ou AB

Neste caso, as cargas ABN são consideradas equilibradas porque não se tem informação de qual é a distribuição das suas impedâncias entre as duas fases. Adicionalmente a análise de uma carga ABN é idêntica àquela da carga AB.

A figura 3.5 ilustra uma carga monofásica alimentada por duas fases, sendo que a tensão para seu suprimento é: 230 Volts.

Figura 3-5 Transformador monofásico com Derivação Central e Carga AB.

O valor da corrente final para esta análise constitui o valor maior das duas correntes $\left| \dot{I}_{EXA} \right|$ e $\left| \dot{I}_{EXB} \right|$, que será considerado para a análise matemática como $\left| \dot{I}_{EX} \right|$.

Do mesmo modo que nos casos anteriores tem-se que cumprir:

$$\left| \dot{I}_{EX} + \dot{I}_{NV} \right| = \left| \dot{I}_{EX} \right| + \left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \left(\frac{S_{NOM}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.12)$$

A partir desta equação pretende-se conhecer o valor da corrente que a nova carga consome e que o transformador pode suprir sem transgredir as restrições de carregamento.

$$\left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \left(\frac{S_{NOM}}{V_{NOM}} \right) - \left| \dot{I}_{EX} \right| \quad (3.13)$$

Percebe-se que se cumpre a principal característica dos enrolamentos conectados em serie, por isso a potência desta carga é o dobro do que a potência monofásica:

$$V_{NOM} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot S_{NOM} - \left| \dot{I}_{EX} \right| \cdot V_{NOM} \quad (3.14)$$

Em conseqüência, a folga de potência para o esquema AB dos transformadores monofásicos com derivação central é dada por:

$$FOLGA_{AB} = f_s \cdot S_{NOM} - \left| \dot{I}_{EX} \right| \cdot V_{NOM} \quad (3.15)$$

3.4.1.3 BANCO DE TRANSFORMADORES DELTA ABERTO.

Quando maior potência é requerida, dois transformadores de diferentes classes e potências podem ser conectados.

O aparecimento de carga trifásica em circuitos projetados para alimentar a cargas monofásicas, bem como as restrições de orçamento das empresas concessionárias fez adequar às instalações de transformadores existentes, obtendo-se desta forma o banco de transformadores delta aberto.

A figura 3.6 ilustra o esquema deste tipo de banco de transformadores, o transformador conectado entre as fases B e C é conhecido como unidade monofásica de conexão e trabalha somente para suprir energia às cargas trifásicas.

O transformador dos enrolamentos ABN é monofásico com derivação central e fornece de energia às cargas monofásicas em duas tensões: 115 e 230 Volts.

Figura 3-6 Banco de Transformadores Delta Aberto.

No desenvolvimento da metodologia leva-se em conta este tipo de banco de transformadores. Sendo os parâmetros utilizados para sua representação matemática:

S_{NOML} : Potência Nominal da Unidade monofásica com derivação central (kVA)

S_{NOMF} : Potência Nominal da Unidade monofásica (kVA)

V_{NOM} : Tensão de Linha Nominal (kV)

f_{SL} : Fator de Sobrecarga admissível da Unidade monofásica com derivação central (pu)

f_{SF} : Fator de sobrecarga admissível da Unidade monofásica (pu)

$\dot{I}_{EL}$: Corrente de fase mais carregada da Unidade monofásica com derivação central, causada pela carga existente, $\dot{I}_{EXA}$ ou $\dot{I}_{EXB}$, tal

$$\text{que } \left| \dot{I}_{EL} \right| = \text{maior} \left\{ \left| \dot{I}_{EXA} \right|, \left| \dot{I}_{EXB} \right| \right\}.$$

Analogamente aos casos anteriores analisa-se uma nova carga em função das possíveis conexões que pode possuir. A carga existente é representada através da corrente que consome do sistema (cálculo de fluxo de carga) e aplica-se a primeira lei de Kirchhoff para relacioná-la com a corrente admissível do enrolamento do transformador.

a) CARGA AN ou BN

A figura 3.7 apresenta o esquema gráfico deste tipo de carga suprida pela fase A e o neutro.

Figura 3-7 BT Delta Aberto com Carga AN.

c) CARGA ABC

A figura 3.9 ilustra um banco de transformadores delta aberto com uma carga trifásica, que é utilizada para calcular a folga de potência trifásica.

Figura 3-9 BT Delta Aberto com Carga Trifásica.

Para realizar a aplicação da metodologia proposta é necessário considerar a diferença existente entre as correntes de fase e de linha, na presente análise considera-se a defasagem das duas correntes, as mesmas que estão expressas nos ângulos.

Por conseguinte, as correntes das fases da estação transformadora depois da conexão da nova carga trifásica na rede secundária serão:

Fase AN:

$$\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV1} = I_{EXA} \angle \varphi_A + I_{NV1} \angle -30^\circ - \varphi_{NV} \quad (3.18)$$

Fase BN:

$$\dot{I}_{EXB} + \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV2} = I_{EXB} \angle \varphi_B + I_{NV2} \angle 210^\circ - \varphi_{NV}$$

Fase C:

$$\dot{I}_{EXC} + \alpha \cdot \dot{I}_{NV3} = I_{EXC} \angle \varphi_C + I_{NV3} \angle 90^\circ - \varphi_{NV}$$

Determina-se fasorialmente, a partir dos módulos das correntes e a capacidade admissível dos enrolamentos do banco de transformadores, a folga de potência trifásica. Assim, devem-se cumprir as seguintes condições:

$$\begin{aligned} |I_{EXA} \angle \varphi_A + I_{NV1} \angle -30^\circ - \varphi_{NV}| &= f_{SL} \cdot \left(\frac{\frac{S_{NOML}}{2}}{\frac{V_{NOM}}{2}} \right) \\ |I_{EXB} \angle \varphi_B + I_{NV2} \angle 210^\circ - \varphi_{NV}| &= f_{SL} \cdot \left(\frac{\frac{S_{NOML}}{2}}{\frac{V_{NOM}}{2}} \right) \\ |I_{EXC} \angle \varphi_C + I_{NV3} \angle 90^\circ - \varphi_{NV}| &= f_{SF} \cdot \left(\frac{\frac{S_{NOMF}}{2}}{\frac{V_{NOM}}{2}} \right) \end{aligned} \quad (3.19)$$

Portanto, a partir destas condições, se obtém três expressões quadráticas para cada uma das fases.

Fase AN:

$$(I_{NV1})^2 + (2I_{EXA} \cos \theta) I_{NV1} + (I_{EXA}^2 - f_{SL}^2 \cdot \frac{S_{NOML}^2}{V_{NOM}^2}) = 0 \quad (3.20)$$

Fase BN:

$$(I_{NV2})^2 + (2I_{EXB} \cos \theta) I_{NV2} + (I_{EXB}^2 - f_{SL}^2 \cdot \frac{S_{NOML}^2}{V_{NOM}^2}) = 0$$

Fase C:

$$(I_{NV3})^2 + (2I_{EXC} \cos \theta) I_{NV3} + (I_{EXC}^2 - f_{SF}^2 \cdot \frac{S_{NOMF}^2}{V_{NOM}^2}) = 0$$

Observa-se que pelos coeficientes de cada equação quadrática uma das soluções é positiva; a outra solução, ignorada por ser negativa.

A partir dos três valores com soluções positivas, para o cálculo da folga de potência trifásica, utiliza-se à mínima delas. Isto para garantir o valor de folga trifásica.

$$I_{NV} = \min\{I_{NV1}, I_{NV2}, I_{NV3}\} \quad (3.21)$$

O valor da folga de potência trifásica de um banco de transformadores delta aberto é dado por:

$$FOLGA_{ABC} = \sqrt{3} \cdot V_{NOM} \cdot I_{NV} \quad (3.22)$$

3.4.1.4 BANCO DE TRANSFORMADORES DELTA FECHADO

A) CONSIDERAÇÕES INICIAIS DO BT DELTA FECHADO

Quando os transformadores do banco delta aberto apresentarem limitações na capacidade para fornecer energia, como consequência do crescimento de carga, outra forma de adequação permite cumprir com esse objetivo em curto prazo e

no menor custo. A opção é conectar ao delta aberto outro transformador monofásico que conseqüentemente torna o banco de transformadores em delta fechado.

A figura 3.10 ilustra um banco de transformadora dessas características.

Figura 3-10 Banco de Transformadores Delta Fechado.

No caso desse banco de transformadores, o principal problema encontra-se em determinar as correntes de fase ($\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3$ e $\dot{I}_4$) em função das correntes de linha ($\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$ e $\dot{I}_N$), que são obtidas pelo conhecimento da carga existente, portanto, a seguir aplica-se a primeira lei de Kirchhoff nos nós do banco de transformadores:

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_1 - \dot{I}_4 &= \dot{I}_A \\
 \dot{I}_3 - \dot{I}_2 &= \dot{I}_B \\
 \dot{I}_4 - \dot{I}_3 &= \dot{I}_C \\
 -\dot{I}_1 - \dot{I}_2 &= \dot{I}_N
 \end{aligned}
 \tag{3.23}$$

As quatro equações são dependentes, desse modo, não é possível determinar as correntes de fase em função das correntes de linha. Por essa razão procede-se a fazer uma análise do vínculo existente entre os enrolamentos primários e secundários da estação transformadora levando em conta que o lado primário possui uma ligação estrela isolada, desta forma, aplica-se a lei de correntes de Kirchhoff.

$$\dot{I}_{PA} + \dot{I}_{PB} + \dot{I}_{PC} = 0 \quad (3.24)$$

Aplicando-se também a lei de Ampere em cada par de enrolamentos da estação transformadora, onde k é a relação de transformação:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{PA} &= \frac{k}{2} \dot{I}_1 - \frac{k}{2} \dot{I}_2 \\ \dot{I}_{PB} &= k \dot{I}_3 \\ \dot{I}_{PC} &= k \dot{I}_4 \end{aligned} \quad (3.25)$$

Substituindo a equação (3.25) na expressão matemática (3.24) tem-se:

$$\frac{k}{2} \dot{I}_1 - \frac{k}{2} \dot{I}_2 + k \dot{I}_3 + k \dot{I}_4 = 0 \quad (3.26)$$

Substituindo a última das equações (3.23) pela equação (3.26):

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \\ 1 & -1 & 2 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Desta forma, as correntes de fase da estação transformadora em função das correntes de linha estarão dadas por:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 5 & 1 & 3 & 1 \\ 1 & 5 & 3 & -1 \\ -1 & 1 & -3 & 1 \\ -1 & 1 & 3 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Elimina-se a última coluna porque a última variável é zero da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 5 & 1 & 3 \\ 1 & 5 & 3 \\ -1 & 1 & -3 \\ -1 & 1 & 3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

B) ANÁLISE E CÁLCULO DE FOLGA DO BT DELTA FECHADO

Para calcular a folga de potência neste banco de transformadores, realiza-se o seguinte procedimento:

- Conhecidos $(\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3 \text{ e } \dot{I}_4)$, que são correntes nos enrolamentos dos transformadores, causadas pela carga existente.
- Será ligada uma nova carga (AN, BN, ABN, AB, BC, CA ou ABC), a qual absorve a corrente de linha $\dot{I}_{NV}$.
- É necessário determinar a nova corrente absorvida ou consumida, em função das correntes de fase, para que nenhum dos enrolamentos do banco de transformadores opere em sobrecarga, porém, na sua capacidade máxima.

É necessário lembrar também que as correntes de cada enrolamento são dependentes uma da outra, portanto, a ligação de uma nova carga em quaisquer das fases incrementa a corrente causada pela nova carga em todos os enrolamentos que formam parte do delta fechado.

a) CARGA AN

A figura 3.11 ilustra um banco de transformadores delta fechado com a ligação de uma carga monofásica na fase A e no neutro, e que é utilizada para calcular o valor da folga de potência para esse tipo de carga.

Figura 3-11 BT Delta Fechado com Carga AN.

A corrente fornecida, para esse tipo de cargas, sai da fase A e retorna pelo neutro. Portanto, tem-se que cumprir:

$$CONDIÇÃO = \begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{NV} + \dot{I}_{EXA} \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{EXB} \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{EXC} \end{cases} \quad (3.30)$$

Assim, a partir da matriz (3.29) e da aplicação da condição das correntes obtém-se os valores das correntes de fase ($\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3$ e $\dot{I}_4$) que a carga total consome para um valor de corrente $\dot{I}_{NV} + \dot{I}_{EXA}$.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 5 & 1 & 3 \\ 1 & 5 & 3 \\ -1 & 1 & -3 \\ -1 & 1 & 3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_{EXB} \\ \dot{I}_{EXC} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Tem-se que cumprir a primeira equação do sistema (3.31) para o cálculo do valor da corrente que percorre o enrolamento AN ($\dot{I}_1$) da seguinte forma:

$$\left| \dot{I}_1 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(5 \cdot \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} + 5 \cdot \dot{I}_{NVA} \right) \right| \quad (3.32)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \frac{1}{6} \left(5 \cdot \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} \right) &: \text{É a parcela de } \left(\dot{I}_1 \right) \text{ devido à carga existente e} \\ &\text{expressa por } \left(\dot{I}_{1EX} \right) \\ \frac{5}{6} \cdot \dot{I}_{NVA} &: \text{É parcela de } \left(\dot{I}_1 \right) \text{ devido à carga nova e} \\ &\text{expressa por } \left(\dot{I}_{NV1} \right) \end{aligned}$$

Considerando-se estas relações e reescrevendo (3.32) tem-se:

$$\begin{aligned} \left| \dot{I}_1 \right| &= \left| \dot{I}_{1EX} + \dot{I}_{NV1} \right| \\ \left| \dot{I}_{1EX} + \dot{I}_{NV1} \right| &= f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \end{aligned} \quad (3.33)$$

Depois de realizar uma análise fasorial obtém-se:

$$I_{NV1}^2 + (2 \cdot I_{1EX} \cdot \cos(-\delta + \theta_A - \varphi_{NV})) \cdot I_{NV1} + \left(I_{1EX}^2 - f_{SL}^2 \left(\frac{S_{NOML}^2}{V_{NOM}^2} \right) \right) = 0 \quad (3.34)$$

O valor de $\dot{I}_{NV1}$ é para o transformador monofásico com derivação central, no enrolamento AN propriamente dito. Da mesma forma, pode-se calcular o valor da corrente disponível ($\dot{I}_2$), sendo a segunda equação do sistema (3.31):

$$\left| \dot{I}_2 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(\dot{I}_{EXA} + 5 \cdot \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} + \dot{I}_{NVA} \right) \right| \quad (3.35)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{EXA} + 5 \cdot \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} &: \text{É a parcela de } \left(\dot{I}_2 \right) \text{ devido à carga existente e} \\ &\text{expressa por } \left(\dot{I}_{2EX} \right) \\ \dot{I}_{NVA} &: \text{É a parcela de } \left(\dot{I}_2 \right) \text{ devido à carga nova e} \\ &\text{expressa por } \left(\dot{I}_{NV2} \right) \end{aligned}$$

Considerando-se os valores da corrente existente e a corrente nova, bem como realizando algumas operações matemáticas, obtém-se:

$$\begin{aligned} \left| \dot{I}_2 \right| &= \left| \dot{I}_{2EX} + \dot{I}_{NV2} \right| \\ \left| \dot{I}_{2EX} + \dot{I}_{NV2} \right| &= 6 \cdot f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \end{aligned} \quad (3.36)$$

Fazendo-se operações matemáticas sobre os módulos fasoriais, tem-se:

$$I_{NV2}^2 + (2 \cdot I_{2EX} \cdot \cos(\theta)) \cdot I_{NV2} + \left(I_{2EX}^2 - 36 \cdot f_{SL}^2 \cdot \left(\frac{S_{NOML}^2}{V_{NOM}^2} \right) \right) = 0 \quad (3.37)$$

Deve-se destacar que esta equação é válida para o segundo enrolamento da estação monofásica com derivação central, propriamente *BN*, que é percorrida pela corrente $\dot{I}_2$.

Nestas estações têm-se dois transformadores monofásicos, o cálculo a seguir está em função das correntes que percorrem estes enrolamentos e são respectivamente $\dot{I}_3$ e $\dot{I}_4$, portanto, consideram-se nestes cálculos os parâmetros dos transformadores monofásicos.

Desta forma, o valor da corrente $\dot{I}_3$ do primeiro transformador monofásico (*BC*) encontra-se calculada a partir da terceira equação do sistema (3.31):

$$\left| \dot{I}_3 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} - 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - \dot{I}_{NVA} \right) \right| \quad (3.38)$$

Onde:

$-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} - 3 \cdot \dot{I}_{EXC}$: É a parcela de $\left(\dot{I}_3 \right)$ devido à carga existente e expressa por $\left(\dot{I}_{3EX} \right)$

$-\dot{I}_{NVA}$: É a parcela de $\left(\dot{I}_3\right)$ devido à carga nova e expressa por $\left(\dot{I}_{3NV}\right)$

A partir de (3.38) tem-se a expressão que relaciona as correntes existente e nova com a corrente máxima admissível do enrolamento BC:

$$\left| \dot{I}_{3EX} + \dot{I}_{NV3} \right| = 6 \cdot f_{SF1} \cdot \left(\frac{S_{NOMF1}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.39)$$

Por conseguinte, a corrente nova no primeiro transformador monofásico (enrolamento BC) pode-se encontrar através de:

$$I_{NV3}^2 + (2 \cdot I_{3EX} \cdot \cos(\theta)) \cdot I_{NV3} + \left(I_{3EX}^2 - 36 \cdot f_{SF1}^2 \cdot \left(\frac{S_{NOMF1}^2}{V_{NOM}^2} \right) \right) = 0 \quad (3.40)$$

O impacto da nova carga no quarto enrolamento, que corresponde ao segundo transformador monofásico $\left(\dot{I}_4\right)$, é dado a partir da quarta equação do sistema (3.31):

$$\left| \dot{I}_4 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - \dot{I}_{NV} \right) \right| \quad (3.41)$$

Onde:

$-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC}$: É a parcela de $\left(\dot{I}_4\right)$ devido à carga existente e expressa por $\left(\dot{I}_{4EX}\right)$

$-I_{NV}^{\bullet}$: É a parcela de $\left(I_4^{\bullet}\right)$ devido à carga nova e expressa por $I_{NV4}^{\bullet}$

O desenvolvimento do cálculo da corrente que a ligação da nova carga produz no enrolamento AC, do segundo transformador monofásico, é da mesma forma que no caso anterior e é dada a partir de:

$$\left|I_{4EX}^{\bullet} + I_{NV4}^{\bullet}\right| = 6 \cdot f_{SF2} \cdot \left(\frac{S_{NOMF2}}{V_{NOM}}\right) \quad (3.42)$$

A partir desta expressão obtém-se uma quarta equação quadrática que fornecerá um valor de corrente disponível para este enrolamento.

$$I_{NV4}^2 + (2 \cdot I_{4EX} \cdot \cos(\theta)) \cdot I_{NV4} + \left(I_{4EX}^2 - 36 \cdot f_{SF2}^2 \cdot \left(\frac{S_{NOMF2}^2}{V_{NOM}^2}\right)\right) = 0 \quad (3.43)$$

Têm-se quatro valores de corrente I_{NV} correspondente aos quatro enrolamentos que formam parte deste banco de transformadores, procede-se então à escolha do valor mínimo destas quatro correntes. Isto para garantir o cálculo de folga para este tipo de cargas nos delta fechado.

$$I_{NV} = \min\left\{\left|I_{NV1}^{\bullet}\right|, \left|I_{NV2}^{\bullet}\right|, \left|I_{NV3}^{\bullet}\right|, \left|I_{NV4}^{\bullet}\right|\right\} \quad (3.44)$$

Portanto, a folga de potência para esse tipo de cargas nos delta fechado é determinada por:

$$FOLGA_{AN} = \frac{1}{2} \cdot V_{NOM} \cdot \left|I_{NV}^{\bullet}\right| \quad (3.45)$$

b) CARGA BN

De forma similar ao item anterior, considera-se como premissa inicial a condição das correntes de linha, dada pelo incremento da nova corrente que sai da fase B e retorna pelo neutro, que é expressa por:

$$CONDIÇÃO = \begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{EXA} \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{EXB} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{EXC} \end{cases} \quad (3.46)$$

Como foi feito no item anterior a partir do sistema de equações (3.29) e a condição de correntes para este tipo de cargas obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 5 & 1 & 3 \\ 1 & 5 & 3 \\ -1 & 1 & -3 \\ -1 & 1 & 3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{EXA} \\ \dot{I}_{EXB} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_{EXC} \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

A partir daqui, procede-se de igual forma que no subitem anterior, ou seja, analisando individualmente as equações do sistema (3.47).

c) CARGA ABN ou AB

A figura 3.12 mostra uma nova carga, conectada nas fases A e B, num banco de transformadores delta fechado, ilustra-se também: que a corrente que absorve essa nova carga sai da fase A e retorna pela fase B.

Figura 3-12 BT Delta Fechado com Carga AB.

Portanto, deve-se cumprir a seguinte condição:

$$CONDIÇÃO = \begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{EXB} - \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{EXC} \end{cases} \quad (3.48)$$

A partir desta condição e do sistema de equações (3.29), Podem-se conhecer os valores das correntes de fase para este tipo de cargas:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 5 & 1 & 3 \\ 1 & 5 & 3 \\ -1 & 1 & -3 \\ -1 & 1 & 3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_{EXB} - \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_{EXC} \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

Para o enrolamento AN da unidade transformadora monofásica com derivação central corresponde a primeira equação do sistema (3.49):

$$\left| \dot{I}_1 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(5 \cdot \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} + 4 \cdot \dot{I}_{NV1} \right) \right| \quad (3.50)$$

Relacionam-se esses parâmetros com a corrente admissível:

$$\left| \frac{1}{6} \left(5 \cdot \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} + 4 \cdot \dot{I}_{NV1} \right) \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.51)$$

Para o enrolamento *BN* da unidade transformadora monofásica com derivação central corresponde a segunda equação do sistema (3.49):

$$\left| \dot{I}_2 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(\dot{I}_{EXA} + 5 \cdot \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - 4 \cdot \dot{I}_{NV2} \right) \right| \quad (3.52)$$

Relacionando-se esses parâmetros com a corrente admissível:

$$\left| \frac{1}{6} \left(\dot{I}_{EXA} + 5 \cdot \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - 4 \cdot \dot{I}_{NV2} \right) \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.53)$$

Para a primeira unidade transformadora monofásica corresponde a terceira equação do sistema (3.49):

$$\left| \dot{I}_3 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} - 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - 2 \cdot \dot{I}_{NV3} \right) \right| \quad (3.54)$$

Relacionando-se esses parâmetros com a corrente admissível do primeiro transformador monofásico tem-se:

$$\left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} - 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - 2 \cdot \dot{I}_{NV3} \right) \right| = f_{SF1} \cdot \left(\frac{S_{NOMF1}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.55)$$

E finalmente, para a segunda unidade transformadora monofásica tem-se a quarta equação do sistema (3.49):

$$\left| \dot{I}_4 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - 2 \cdot \dot{I}_{NV4} \right) \right| \quad (3.56)$$

Que expressa com a corrente admissível deste último transformador é dada por:

$$\left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - 2 \cdot \dot{I}_{NV4} \right) \right| = f_{SF2} \cdot \left(\frac{S_{NOMF2}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.57)$$

A partir daqui, procede-se da mesma forma que no subitem anterior, deduzindo para cada uma destas equações as expressões quadráticas, determinando-se os valores das correntes que percorrem cada enrolamento do banco de transformadores.

Portanto, se terão quatro valores de corrente como consequência da ligação da nova carga, a partir dos quais escolhe-se o mínimo valor para garantir o cálculo da folga de potência:

$$I_{NV} = \min \left\{ \left| \dot{I}_{NV1} \right|, \left| \dot{I}_{NV2} \right|, \left| \dot{I}_{NV3} \right|, \left| \dot{I}_{NV4} \right| \right\} \quad (3.58)$$

Desta forma, a folga de potência para as cargas *ABN* ou *AB* pode ser calculada a partir de:

$$FOLGA_{ABN} = FOLGA_{AB} = V_{NOM} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| \quad (3.59)$$

d) CARGA BC

A metodologia aplicada a esta carga é parecida com a análise do item anterior, devido a que esta carga também é monofásica alimentada por duas fases *B* e *C*, portanto a condição para este tipo de carga é dada por:

$$CONDIÇÃO = \begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{EXA} \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{EXB} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{EXC} - \dot{I}_{NV} \end{cases} \quad (3.60)$$

Ao igual que no caso anterior, considera-se esta condição e a matriz (3.29), que é utilizada para expressar as correntes de fase em função das correntes de linha.

Como resultado tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 5 & 1 & 3 \\ 1 & 5 & 3 \\ -1 & 1 & -3 \\ -1 & 1 & 3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{EXA} \\ \dot{I}_{EXB} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_{EXC} - \dot{I}_{NV} \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

O cálculo da folga de potência para este esquema, realiza-se com o mesmo procedimento do subitem anterior.

e) CARGA CA

O estudo desta carga também é semelhante aos dois itens anteriores, portanto, considera-se nestas cargas a condição a seguir, ou seja, o incremento da nova corrente sai da fase *C* e retorna pela fase *A*.

$$CONDIÇÃO = \begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{EXB} \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{EXC} - \dot{I}_{NV} \end{cases} \quad (3.62)$$

Levando-se em conta esta condição conjuntamente com a matriz (3.29) tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 5 & 1 & 3 \\ 1 & 5 & 3 \\ -1 & 1 & -3 \\ -1 & 1 & 3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_{EXB} \\ \dot{I}_{EXC} - \dot{I}_{NV} \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

A partir desta expressão e seguindo o procedimento do subitem c, pode-se encontrar a folga de potência para este esquema de carga.

f) CARGA ABC

A figura 3.13 ilustra um banco de transformadores delta fechado e uma carga trifásica nova conectada nela. As tensões da nova carga estarão defasadas num valor de -120° e 120° ou mediante o operador α^2 e α .

Figura 3-13 BT Delta Fechado com Carga Trifásica.

Assim, é necessário determinar: como impactam essas correntes de linha dentro dos enrolamentos do transformador, ou seja, relacionar as correntes de fase com as correntes de linha. Isso, com o principal objetivo de se determinar as correntes máximas disponíveis em cada enrolamento e, a partir destas calcular a folga de potência.

Portanto, para uma nova carga trifásica deve-se cumprir:

$$CONDIÇÃO = \begin{cases} \dot{I}_A = \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_B = \dot{I}_{EXB} + \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_C = \dot{I}_{EXC} - \alpha \cdot \dot{I}_{NV} \end{cases} \quad (3.64)$$

O valor de α é representado por:

$$\alpha = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (3.65)$$

Levando-se em conta também a propriedade:

$$1 + \alpha + \alpha^2 = 0 \quad (3.66)$$

A condição (3.64) conjuntamente com o sistema de equações (3.29) conduzem a determinar a seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \frac{1}{6} \begin{bmatrix} 5 & 1 & 3 \\ 1 & 5 & 3 \\ -1 & 1 & -3 \\ -1 & 1 & 3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_{EXB} + \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV} \\ \dot{I}_{EXC} + \alpha \cdot \dot{I}_{NV} \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

Desenvolvendo-se matematicamente as equações do sistema (3.67) obtém-se:

A primeira equação deste sistema para o enrolamento AN:

$$\left| \dot{I}_1 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(5 \cdot \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} + 5 \cdot \dot{I}_{NV1} + \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV1} + 3 \cdot \alpha \cdot \dot{I}_{NV1} \right) \right| \quad (3.68)$$

$$\left| \frac{1}{6} \left(5 \cdot \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} + 5 \cdot \dot{I}_{NV1} + \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV1} + 3 \cdot \alpha \cdot \dot{I}_{NV1} \right) \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.69)$$

$$\left| \frac{1}{6} \left(5 \cdot \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} \right) + \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 30^\circ \cdot \dot{I}_{NV1} \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.70)$$

$$\left| \frac{1}{6} \cdot I_{EX} \angle \alpha + \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 30^\circ \cdot I_{NV1} \angle V_{AB} - 30^\circ - \varphi_{NV} \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.71)$$

Por conseguinte, o cálculo da corrente nova é definido a partir de:

$$\left| \frac{1}{6} \cdot I_{EX} + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot I_{NV1} \angle -\alpha + V_{AB} - \varphi_{NV} \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.72)$$

Da mesma forma, para o enrolamento *BN* utiliza-se a segunda equação do sistema (3.67):

$$\left| \dot{I}_2 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(\dot{I}_{EXA} + 5 \cdot \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} + \dot{I}_{NV2} + 5 \cdot \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV2} + 3 \cdot \alpha \cdot \dot{I}_{NV2} \right) \right| \quad (3.73)$$

$$\left| \frac{1}{6} \left(\dot{I}_{EXA} + 5 \cdot \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} + \dot{I}_{NV2} + 5 \cdot \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV2} + 3 \cdot \alpha \cdot \dot{I}_{NV2} \right) \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.74)$$

$$\left| \frac{1}{6} \left(\dot{I}_{EXA} + 5 \cdot \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} \right) + \frac{1}{\sqrt{3}} \angle -150^\circ \cdot \dot{I}_{NV2} \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.75)$$

$$\left| \frac{1}{6} \cdot I_{EX} \angle \alpha + \frac{1}{\sqrt{3}} \angle -150^\circ \cdot I_{NV2} \angle V_{AB} - 30^\circ - \varphi_{NV} \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.76)$$

Assim, o cálculo da nova corrente é feito a partir de:

$$\left| \frac{1}{6} \cdot I_{EX} + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot I_{NV2} \angle -\alpha - 180 + V_{AB} - \varphi_{NV} \right| = f_{SL} \cdot \left(\frac{S_{NOML}}{V_{NOML}} \right) \quad (3.77)$$

A terceira corrente corresponde ao enrolamento BC do primeiro transformador monofásico e também é calculada a partir da terceira equação do sistema (3.67):

$$\left| \dot{I}_3 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} - 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - \dot{I}_{NV3} + \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV3} - 3 \cdot \alpha \cdot \dot{I}_{NV3} \right) \right| \quad (3.78)$$

$$\left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} - 3 \cdot \dot{I}_{EXC} \right) + \frac{1}{\sqrt{3}} \angle -90^\circ \cdot \dot{I}_{NV3} \right| = f_{SF1} \cdot \left(\frac{S_{NOMF1}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.79)$$

$$\left| \frac{1}{6} \cdot I_{EX} \angle \alpha + \frac{1}{\sqrt{3}} \angle -90^\circ \cdot I_{NV3} \angle V_{AB} - 30^\circ - \varphi_{NV} \right| = f_{SF1} \cdot \left(\frac{S_{NOMF1}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.80)$$

Assim, o cálculo da nova corrente para esse enrolamento é dado por:

$$\left| \frac{1}{6} \cdot I_{EX} + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot I_{NV3} \angle -\alpha - 120 + V_{AB} - \varphi_{NV} \right| = f_{SF1} \cdot \left(\frac{S_{NOMF1}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.81)$$

O quarto enrolamento, como é conhecido, corresponde ao segundo transformador monofásico, deve-se cumprir a quarta equação do sistema (3.67):

$$\left| \dot{I}_4 \right| = \left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} - \dot{I}_{NV4} + \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV4} + 3 \cdot \alpha \cdot \dot{I}_{NV4} \right) \right| \quad (3.82)$$

$$\left| \frac{1}{6} \left(-\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{EXB} + 3 \cdot \dot{I}_{EXC} \right) + \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 150^\circ \cdot \dot{I}_{NV4} \right| = f_{SF2} \cdot \left(\frac{S_{NOMF2}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.83)$$

$$\left| \frac{1}{6} \cdot I_{EX} \angle \alpha + \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 150^\circ \cdot I_{NV4} \angle V_{AB} - 30^\circ - \varphi_{NV} \right| = f_{SF2} \cdot \left(\frac{S_{NOMF2}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.84)$$

Assim, a corrente máxima disponível para o quarto enrolamento é dada por:

$$\left| \frac{1}{6} \cdot I_{EX} + \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot I_{NV4} \angle -\alpha + 120 + V_{AB} - \varphi_{NV} \right| = f_{SF2} \cdot \left(\frac{S_{NOMF2}}{V_{NOM}} \right) \quad (3.85)$$

Escolhe-se o mínimo valor dessas correntes:

$$I_{NV} = \min \left\{ \left| \dot{I}_{NV1} \right|, \left| \dot{I}_{NV2} \right|, \left| \dot{I}_{NV3} \right|, \left| \dot{I}_{NV4} \right| \right\} \quad (3.86)$$

O cálculo da folga de potência trifásica para estações delta fechado é dado por:

$$FOLGA_{ABC} = \sqrt{3} \cdot V_{NOM} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| \quad (3.87)$$

3.4.1.5 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Atualmente o número de transformadores trifásicos é maior do que os monofásicos nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A figura 3.14 ilustra um transformador trifásico com os enrolamentos conectados em estrela e fornecendo energia às cargas existentes mediante três tensões defasadas 120° .

Figura 3-14 Transformador Trifásico.

O modelo matemático da metodologia neste transformador está em função dos enrolamentos do mesmo transformador; a carga existente e a conexão de uma nova carga.

Neste ponto, é preciso mencionar a classificação das cargas por meio do número de fases que fornece o sistema, portanto, uma estação trifásica disponibiliza dez formas de conexão para novas cargas e consequentemente dez valores de folga de potência devem ser calculados.

As grandezas elétricas consideradas nos transformadores trifásicos são:

S_{NOM} : Potência Trifásica Nominal do BT (kVA)

V_{NOM} : Tensão de Linha Nominal (kV)

$\dot{I}_{EX}$: Corrente na fase mais carregada do BT causada pela carga existente (A).

$\dot{I}_{NV}$: Corrente absorvida pela nova carga (A)

f_S : Fator de sobrecarga admissível (adimensional).

A seguir, são apresentadas as análises, do cálculo de folga de potência, dos quatro esquemas característicos de carga para transformadores trifásicos.

a) CARGA AN, BN ou CN.

Encontram-se neste esquema as cargas monofásicas que precisam ser supridas de energia por dois condutores, para esse tipo de carga a rede disponibiliza três possíveis tipos de conexão.

A figura 3.15 ilustra um transformador trifásico com uma carga desse tipo, que absorve a nova corrente ($\dot{I}_{NV}$), enquanto a carga existente para esta fase é representada pela corrente ($\dot{I}_{EXA}$), que, por sua vez, é calculada através da aplicação de fluxo de carga no sistema de distribuição de energia elétrica.

Figura 3-15 Transformador Trifásico com Carga AN.

Por conveniência leva-se em conta a hipótese principal do desenvolvimento da metodologia: as duas cargas, existente e nova, possuem o mesmo fator de potência, portanto, o módulo das somas das duas correntes é igual à soma dos módulos das duas correntes, como é mostrado a seguir:

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_{EXA} &= I_{EXA} \angle -\varphi_E \\
 \dot{I}_{NV} &= I_{NV} \angle -\varphi_E \\
 \left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \right| &= \left| \dot{I}_{EXA} \right| + \left| \dot{I}_{NV} \right|
 \end{aligned} \tag{3.88}$$

Sob esses critérios, para que o enrolamento do transformador trabalhe na sua capacidade admissível deve-se cumprir:

$$\left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) \tag{3.89}$$

A máxima corrente nova é expressa por:

$$\left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} - \left| \dot{I}_{EXA} \right| \tag{3.90}$$

Através desta corrente pode-se deduzir o valor da folga de potência desse tipo de cargas, formalmente tem-se:

$$FOLGA_{AN} = \frac{V_{NOM}}{\sqrt{3}} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \frac{S_{NOM}}{3} - \left| \dot{I}_{EXA} \right| \cdot \frac{V_{NOM}}{\sqrt{3}} \tag{3.91}$$

Para o cálculo da folga de potência dos esquemas: *BN* ou *CN* procede-se de forma semelhante, porém, levando em conta as correntes existentes para cada fase.

Assim, para uma nova carga conectada na fase B e no neutro tem-se:

$$FOLGA_{BN} = \frac{V_{NOM}}{\sqrt{3}} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \frac{S_{NOM}}{3} - \left| \dot{I}_{EXB} \right| \cdot \frac{V_{NOM}}{\sqrt{3}} \quad (3.92)$$

Da mesma forma, para uma nova carga conectada na fase C e no neutro tem-se:

$$FOLGA_{CN} = \frac{V_{NOM}}{\sqrt{3}} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot \frac{S_{NOM}}{3} - \left| \dot{I}_{EXC} \right| \cdot \frac{V_{NOM}}{\sqrt{3}} \quad (3.93)$$

b) CARGA ABN, ACN ou BCN.

A figura 3.16 ilustra um transformador trifásico com uma nova carga conectada nas fases A, B e no neutro, encontram-se neste esquema as cargas que requerem três condutores do sistema de distribuição.

Figura 3-16 Transformador Trifásico com Carga ABN.

A carga ABN carrega as correntes das fases A e B do transformador, então, tem-se que considerar duas condições:

$$\left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV1} \right| = f_s \cdot \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) \quad (3.94)$$

$$\left| \dot{I}_{EXB} + \alpha^2 \cdot \dot{I}_{NV2} \right| = f_s \cdot \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) \quad (3.95)$$

Das equações (3.94) e (3.95) escolhe-se o valor mínimo para os dois valores de corrente nova:

$$I_{NV} = \min\{I_{NV1}, I_{NV2}\} \quad (3.96)$$

Portanto, a folga de potência elétrica para esse tipo de cargas é dada por:

$$FOLGA_{ABN} = \frac{2 \cdot V_{NOM}}{\sqrt{3}} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| \quad (3.97)$$

É preciso também mencionar que comparando a expressão (3.97) com a equação de folga de potência elétrica para as cargas monofásicas (3.87). A relação existente entre elas é o dobro.

Utiliza-se o mesmo procedimento para o cálculo da folga de potência nas cargas tipo: *BCN* e *CAN*. Sendo que na sua análise tem-se que levar em conta as correntes envolvidas nesse tipo de cargas.

c) CARGA AB, BC ou CA.

A figura 3.17 ilustra um transformador trifásico com uma nova carga AB, conectada para a análise do cálculo de folga de potência desse tipo de cargas. As defasagens existentes entre as correntes estão dadas pelos operadores α^2 e α .

Figura 3-17 Transformador Trifásico com Carga AB.

Da figura se deduz que: a corrente sai da fase A e retorna através da fase B.

Sob esses critérios, tem-se que cumprir:

$$\dot{I}_{EXA} = I_{EXA} \angle -\varphi_E \quad (3.98)$$

$$\dot{I}_{NV} = I_{NV} \angle 30^\circ - \varphi_E \quad (3.99)$$

Portanto, desenvolve-se o cálculo para determinar a máxima corrente que pode ser suprida pelos enrolamentos do transformador. Assim, para garantir a folga de potência elétrica é necessário visar à mínima dessas correntes.

Levando-se em conta as grandezas elétricas da figura 3.17, conclui-se que para aplicar o critério descrito deve-se encontrar qual das correntes têm um valor

maior entre $\left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \right|$ e $\left| \alpha^2 \cdot \dot{I}_{EXA} - \dot{I}_{NV} \right|$.

Desta forma, deve-se analisar cada uma das expressões:

$$\dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} = I_{EXA} \angle -\varphi_E + I_{NV} \angle 30^\circ - \varphi_E \quad (3.100)$$

Portanto, a magnitude dessa fase é dada por:

$$\left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \right| = \left| I_{EXA} + I_{NV} \angle 30^\circ \right| \cdot (1 \angle \varphi_E) \quad (3.101)$$

De forma semelhante, aplica-se o mesmo critério para determinar a magnitude da segunda fase:

$$\alpha^2 \cdot \dot{I}_{EXA} - \dot{I}_{NV} = \alpha^2 (I_{EXA} \angle -\varphi_E - \alpha \cdot I_{NV} \angle 30^\circ - \varphi_E) \quad (3.102)$$

A magnitude dessa fase é dada por:

$$\left| \alpha^2 \cdot \dot{I}_{EXA} - \dot{I}_{NV} \right| = \left| I_{EXA} + I_{NV} \angle -30^\circ \right| \cdot \alpha^2 \cdot (1 \angle \varphi_E) \quad (3.103)$$

A partir de (3.101) e (3.103) podem-se comparar as magnitudes e conclui-se que estes valores são iguais:

$$\begin{aligned} \left| I_{EXA} + I_{NV} \angle +30^\circ \right| &= \left| I_{EXA} + I_{NV} \angle -30^\circ \right| \\ \left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \right| &= \left| \alpha^2 \cdot \dot{I}_{EXA} - \dot{I}_{NV} \right| \end{aligned} \quad (3.104)$$

Concordando com os critérios anteriores tem-se que cumprir que a soma das correntes consumidas pelas cargas estejam em função da corrente admissível que percorre cada enrolamento do transformador, esta condição é dada a partir de:

$$\left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \right| = f_s \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) \quad (3.105)$$

Desenvolvendo-se os cálculos matemáticos do relacionamento existente entre as equações (3.101) e (3.105) obtém-se:

$$\left| I_{EXA} + I_{NV} \angle 30^\circ \right| = f_s \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) \quad (3.106)$$

Levando-se a nova corrente a suas componentes retangulares tem-se:

$$\left(I_{EXA} + \frac{\sqrt{3}}{2} I_{NV} \right)^2 + \left(\frac{1}{2} I_{NV} \right)^2 = \left(f_s \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) \right)^2 \quad (3.107)$$

Do desenvolvimento matemático desta expressão, considera-se a solução positiva da equação quadrática, ignorando a outra solução, a partir de:

$$I_{NV}^2 + (\sqrt{3} \cdot I_{EXA}) \cdot I_{NV} + \left(I_{EXA}^2 - f_s^2 \cdot \frac{S_{NOM}^2}{V_{NOM}^2} \right) = 0 \quad (3.108)$$

Portanto, a folga de potência para esse tipo de cargas em transformadores trifásicos esta dada por:

$$FOLGA_{AB} = V_{NOM} \cdot I_{NV} \quad (3.109)$$

d) CARGA ABCN.

As cargas trifásicas podem-se analisar como três monofásicas. Sua análise é parecida ao tratamento matemático do item (a).

Figura 3-18 Transformador Trifásico com Carga Trifásica.

Para analisar o relacionamento das correntes deve-se cumprir:

$$\left| \dot{I}_{EX} + \dot{I}_{NV} \right| = f_s \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) \quad (3.110)$$

A partir desta expressão pode-se calcular o valor máximo de corrente nova que percorre os enrolamentos do transformador:

$$\left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) - \left| \dot{I}_{EX} \right| \quad (3.111)$$

Desta forma, pode-se determinar o valor da folga de potência:

$$FOLGA_{ABCN} = \sqrt{3} \cdot V_{NOM} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| = f_s \cdot S_{NOM} - \sqrt{3} \cdot V_{NOM} \cdot \left| \dot{I}_{EX} \right| \quad (3.112)$$

3.4.2 CRITÉRIO DE CARREGAMENTO NOS TRECHOS DA REDE AÉREA

A) CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No item anterior desenvolveu-se o critério de folga de potência no transformador, determinando a capacidade disponível nos enrolamentos das unidades transformadoras. Isso considerando a corrente máxima que pode ser consumida de um banco de transformadores sem que nenhum dos critérios no carregamento dos enrolamentos seja transgredido.

O segundo critério a levar em conta, refere-se à análise do carregamento nos trechos aéreos que formam parte da rede do sistema de distribuição de energia elétrica, portanto, realiza-se a análise de forma similar ao cálculo da folga de potência nos enrolamentos do transformador.

Assim, será necessária a consideração prévia do estado da rede que pode ser determinado através das grandezas elétricas presentes nela, que é o carregamento existente, e obtido pela aplicação do fluxo de carga no sistema.

Outro parâmetro, de essencial importância, que precisa ser avaliado é a capacidade de corrente admissível que possuem os cabos que formam parte da rede. Esse parâmetro está relacionado diretamente com o efeito Joule que, por sua vez, tem relação direta com a temperatura que o cabo atingirá devido ao calor produzido pela circulação da corrente.

Na referência [14] define-se a corrente admissível nos cabos como: *“aquela intensidade de corrente que circulando continuamente sobre o condutor produz elevação da sua temperatura, de valor especificado, de tal forma que esta elevação de temperatura não deve danificar nem o condutor, nem as suas emendas. Portanto o valor admissível da corrente deve estar limitado”*.

Uma consideração importante nestas redes de distribuição aéreas é a sua característica de operação que em geral é radial, portanto, o fluxo de carga, aplicado nestas redes, é desequilibrado e conseqüentemente permite calcular os valores das correntes existentes em cada fase de cada trecho.

B) CÁLCULO DE FOLGA DE POTÊNCIA NOS TRECHOS DA REDE

O cálculo da folga de potência nos trechos da rede encontra-se em função dos valores obtidos pelo fluxo de carga e a máxima corrente admissível dos cabos de cada trecho do sistema. Uma dificuldade adicional deste procedimento encontra-se na análise de cada fase da rede ao longo de cada patamar.

Inicia-se o procedimento a partir dos carregamentos calculados por meio do fluxo de carga, em cada trecho e em cada fase, levando em conta todos os patamares da curva diária de carga. Desta forma, esse valor de corrente é representado a partir de $I_{FLUXO[TRECHO]}$.

Como foi exposto nas considerações iniciais, leva-se em conta a corrente admissível dos condutores, a qual é dada por $I_{ADM[TRECHO]}$. Esse valor é determinado em função do tipo de cabo utilizado: nus; protegidos ou isolados.

Portanto, relacionando os dois valores de corrente, ou seja, $I_{ADM[TRECHO]}$ e $I_{FLUXO[TRECHO]}$, pode-se conhecer o carregamento que se encontra disponível no trecho avaliado. Assim, a *corrente máxima por fase* é expressa a partir da seguinte expressão e será aplicada em todas as fases.

$$F = I_{ADM[TRECHO]} - I_{FLUXO[TRECHO]} \quad [A] \quad (3.113)$$

Esse procedimento aplica-se em todos os trechos $i-j$ que formam parte da rede, portanto, identificam-se os trechos à jusante do banco de transformadores e

determina-se a menor corrente máxima (também para cada fase). Essa parte do procedimento encontra-se expressa a seguir:

$$Trecho(i - j) = \begin{cases} F_A \\ F_B \\ F_C \\ F_N \end{cases} \quad (3.114)$$

Depois, essa análise é feita levando em conta o tipo de carga que pode ser introduzida no sistema.

A tabela 3.1 mostra os diferentes esquemas de conexão de carga e sua correspondente análise de escolha para os valores mínimos das correntes máximas por fase.

Um aspecto importante a ressaltar é que as considerações do esquema de carga mudarão em função do banco de transformadores que supre de energia ao sistema de distribuição avaliado, por exemplo, se uma rede de distribuição é alimentada por um banco de transformadores delta aberto, os esquemas de carga serão cinco, a seguir: AN, BN, ABN, AB e ABCN.

TIPO DE CARGA NOVA	CORRENTE MÁXIMA PARA CÁLCULO DE FOLGA DE POTÊNCIA [A]
AN	$\min(F_A, F_N)$
BN	$\min(F_B, F_N)$
CN	$\min(F_C, F_N)$
ABN	$\min(F_A, F_B, F_N)$
BCN	$\min(F_B, F_C, F_N)$
CAN	$\min(F_A, F_B, F_N)$
AB	$\min(F_A, F_B)$
BC	$\min(F_B, F_C)$
CA	$\min(F_A, F_C)$
ABC	$\min(F_A, F_B, F_C)$

Tabela 3-1 Escolha da Corrente Máxima para Cálculo da Folga de Potência.

Para melhor esclarecer o procedimento de cálculo de corrente máxima por fase, seja o caso de uma rede aérea de distribuição constituída por seis barras, cujos valores de corrente admissível, corrente existente nas fases e configuração da rede estão apresentados na figura 3.19.

Nesta parte, analisa-se a rede nos diferentes trechos para a fase A e pode-se utilizar o mesmo procedimento para cada fase em todos os trechos da rede.

Portanto, aplicando a expressão 3.113 nas fases e trechos da rede da figura 3.19, tem-se a corrente máxima por trecho:

Trecho₁₋₂ e barra₂:

$$I_{máx2} = 110 - 95 = 15 \text{ A}$$

Trecho₂₋₃ e barra₃:

$$I_{máx3} = \text{mínimo} [(110 - 95), (100 - 95)] = 5 \text{ A}$$

Trecho₃₋₄ e barra₄:

$$I_{máx4} = \text{mínimo} [(110 - 95), (100 - 95), (80 - 40)] = 5 \text{ A}$$

Trecho₄₋₅ e barra₅:

$$I_{máx5} = \text{mínimo} [(110 - 95), (100 - 95), (80 - 40), (50 - 40)] = 5 \text{ A}$$

Figura 3-19 Rede Exemplo para o Cálculo da Folga de Potência nos Trechos da Rede.

Encontram-se no procedimento alguns trechos críticos, que limitam os valores das correntes que percorrem o sistema, isso levando em conta que alguns trechos à jusante possuem valores de corrente maiores do que os trechos críticos.

Por exemplo, para a análise da fase A da figura 3.19 o trecho crítico é o $TRECHO_{2-3}$, cujo valor de corrente máxima é 5 A e que limita o valor da corrente que percorre essa fase, já que o valor da corrente máxima para ele é menor do que os valores das correntes máximas dos trechos à sua jusante, $TRECHO_{3-4}$ e $TRECHO_{4-5}$, que têm como valores de máxima corrente 40 A e 10 A respectivamente.

A tabela 3.2 mostra os valores de corrente máxima e os trechos críticos de cada fase.

CORRENTE MÁXIMA	$TRECHO_{1-2}$	$TRECHO_{2-3}$	$TRECHO_{3-4}$	$TRECHO_{4-5}$
F_A	15	5	40	10
F_B	30	20	10	45
F_C	35	25	10	45
F_N	30	20	40	10

Tabela 3-2 Correntes Máximas e Trechos Críticos do Exemplo da Figura 3.19.

Os valores de corrente máxima são calculados a partir da expressão (3.113). A inclusão na sua análise das restrições causadas pelos trechos críticos do sistema, apresentam-se na tabela 3.3.

CORRENTE MÁXIMA	$TRECHO_{1-2}$	$TRECHO_{2-3}$	$TRECHO_{3-4}$	$TRECHO_{4-5}$
F_A	15	5	5	5
F_B	30	20	10	10
F_C	35	25	10	10
F_N	30	20	20	10

Tabela 3-3 Correntes Máximas por Fase do Exemplo da Figura 3.19.

A partir daqui, aplica-se o critério de escolha da tabela 3.1, isso, levando em conta o tipo de carga que pode ser conectada na rede elétrica e é mostrado na tabela 3.4.

TIPO DE CARGA NOVA	$BARRA_2$	$BARRA_3$	$BARRA_4$	$BARRA_5$
<i>AN</i>	15	5	5	5
<i>BN</i>	30	20	10	10
<i>CN</i>	30	20	10	10
<i>ABN</i>	15	5	5	5
<i>BCN</i>	30	20	10	10
<i>CAN</i>	15	5	5	5
<i>AB</i>	15	5	5	5
<i>BC</i>	30	20	10	10
<i>CA</i>	15	5	5	5
<i>ABC</i>	15	5	5	5

Tabela 3-4 Corrente Máxima para Diferentes Tipos de Carga da Figura 3.19.

Para garantir que esses valores não transgredirão o critério de carregamento no sistema (trechos da rede) escolhe-se o valor mínimo dos valores em função das fases que fornecerão de energia ao tipo de carga analisada.

Os valores de corrente obtidos para cada esquema de carga devem-se expressar em valores de potência em cada barra. Portanto, procede-se a mapear essas correntes em valores de carga (kVA) em cada barra concordando com as fases que o banco de transformadores disponibiliza.

Sob esses critérios, o cálculo da folga de potência estará relacionado diretamente ao valor máximo de corrente e aos esquemas característicos de carga que se podem encontrar no sistema, é claro esses esquemas característicos estão condicionados ao tipo de banco de transformadores que supre de energia ao sistema.

Desta forma, os valores de corrente máxima podem-se calcular em valores de potência utilizando as fórmulas da tabela 3.5 e que leva em conta a característica de cada banco de transformadores que alimenta ao sistema.

ET	CARGAS	CÁLCULO DA FOLGA DE POTÊNCIA
1Φ	AN	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{2 \cdot 1000} \right)$
2Φ	AN e BN	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{2 \cdot 1000} \right)$
	ABN e AB	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{1000} \right)$
Δ ABERTO	AN e BN	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{2 \cdot 1000} \right)$
	ABN e AB	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{1000} \right)$
	ABCN	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot V_{LINHANOMINAL}}{1000} \right)$
Δ FECHADO	AN e BN	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{2 \cdot 1000} \right)$
	ABN e AB	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{1000} \right)$
	BC e CA	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{1000} \right)$
	ABCN	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot V_{LINHANOMINAL}}{1000} \right)$
3Φ	AN, BN e CN	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{\sqrt{3} \cdot 1000} \right)$
	ABN, BCN e CAN	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{2 \cdot V_{LINHANOMINAL}}{\sqrt{3} \cdot 1000} \right)$
	AB, BC e CA	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{V_{LINHANOMINAL}}{1000} \right)$
	ABCN	$F_{KVA} = F_{MIN} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot V_{LINHANOMINAL}}{1000} \right)$

Tabela 3-5 Folga de potência nos trechos da rede.

Por exemplo, para a figura 3.19 pode-se determinar a folga de potência aplicando as fórmulas da tabela 3.5 e considerando os valores de corrente

máxima da tabela 3.4, isso levando em conta o tipo de banco de transformadores que fornece energia elétrica à rede em estudo.

Por exemplo, para um transformador trifásico que fornece energia elétrica à rede da figura 3.19, pode-se calcular dez valores de folga de potência para os pontos de carga, já que, são dez os esquemas de conexão disponibilizados para as novas cargas neste tipo de sistema de distribuição.

A tabela 3.6 apresenta os valores de folga de potência, cuja unidade é kVA, para os esquemas característicos de carga do sistema de distribuição da figura 3.19, estes valores foram calculados a partir dos valores de corrente máxima da tabela 3.4.

TIPO DE CARGA NOVA	$BARRA_2$	$BARRA_3$	$BARRA_4$	$BARRA_5$
AN	1.915	0.638	0.638	0.638
BN	3.831	2.554	1.277	1.277
CN	3.831	2.554	1.277	1.277
ABN	3.831	1.277	1.277	1.277
BCN	7.661	5.107	2.554	2.554
CAN	3.831	1.277	1.277	1.277
AB	3.300	1.100	1.100	1.100
BC	6.600	4.400	2.200	2.200
CA	3.300	1.100	1.100	1.100
ABC	5.686	1.895	1.895	1.895

Tabela 3-6 Folga de Potência nas Barras do Exemplo da Figura 3.19.

Por conseguinte, para uma carga monofásica nova (fase e neutro), a ser conectada na rede, avaliam-se três possíveis esquemas de conexão, já que, são três os valores calculados através da metodologia proposta.

É preciso enfatizar que: a folga de potência num ponto da rede é calculada mediante a consideração do valor menor de dois valores:

-
- Nova carga excede o carregamento dos enrolamentos da estação transformadora.
 - Nova carga excede o carregamento dos trechos correspondentes da rede aérea.

3.5 METODOLOGIA PROPOSTA PARA REDES SUBTERRÂNEAS DE DISTRIBUIÇÃO

O cálculo de folga em redes subterrâneas de distribuição parte da hipótese fundamental de que a rede e a carga são equilibradas, permitindo a representação das mesmas através do diagrama de seqüência direta. Em contraste com o estudo das redes aéreas de distribuição, no presente caso não se exige que a rede seja radial. A formulação desenvolvida baseia-se na análise nodal da rede elétrica, a qual permite tratar redes radiais e redes em malha.

Considerando ainda que a rede é linear, é possível utilizar o Princípio da Superposição de Efeitos para separar os efeitos da nova carga (que está sendo conectada à rede) dos efeitos das cargas já existentes. A Figura 3.20 ilustra este procedimento.

Rede com a carga nova = Rede''

Figura 3-20 Princípio de Superposição de Efeitos.

A rede existente corresponde à condição normal, previamente à aplicação da nova carga representada pela grandeza $\dot{i}_k$ na Figura 3.20. Considera-se que as tensões na rede existente são conhecidas devido a um cálculo de fluxo de potência executado anteriormente.

A nova carga pode produzir os seguintes efeitos na rede:

- Diminuição da tensão na barra k e nas demais barras;
- Aumento do carregamento nos trechos de rede;
- Aumento do carregamento em transformadores existentes na rede.

O problema passa a ser então: determinar o valor máximo de $\left| \dot{i}_k \right|$ de forma que

$$\begin{aligned} v_i = \left| \dot{v}_i \right| &\geq v_{\min} & i = 1, 2, \dots, n & \quad e \\ i_{jm} = \left| \dot{i}_{jm} \right| &\leq i_{jm \text{ MAX}} & jm \in \{ \Omega_{\text{trec}}, \Omega_{\text{trafos}} \} \end{aligned} \quad (3.115)$$

Em que:

$v_{\min}$	é a tensão mínima nas barras;
n	é o número de barras da rede;
$i_{jm \text{ MAX}}$	é a corrente admissível no trecho (ou transformador) entre as barras j e m ;
Ω_{trec}	é o conjunto de todos os trechos de rede;
Ω_{trafos}	é o conjunto de todos os transformadores da rede.

A) CRITERIO DE TENSÃO MÍNIMA NAS BARRAS

A determinação do valor máximo de $\left| \dot{i}_k \right|$ se inicia com o cálculo da variação de tensão experimentada pela rede quando a nova carga, com corrente $\dot{i}_k$, é ligada

à mesma. Neste caso considera-se que somente a carga $\dot{i}_k$ está ligada (rede nova da Figura 3.20):

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_1'' \\ \dot{v}_2'' \\ \dots \\ \dot{v}_k'' \\ \dots \\ \dot{v}_n'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} & \dots & z_{1k} & \dots & z_{1n} \\ z_{21} & z_{22} & \dots & z_{2k} & \dots & z_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ z_{k1} & z_{k2} & \dots & z_{kk} & \dots & z_{kn} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ z_{n1} & z_{n2} & \dots & z_{nk} & \dots & z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \dots \\ \dot{i}_k \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.116)$$

Onde a matriz na Eq. (3.116) é a matriz de impedâncias nodais da rede. Nestas condições, têm-se as seguintes equações:

- Equação da rede: $\dot{v}_i'' = z_{ik} \cdot \dot{i}_k$; (3.117)

- Superposição de efeitos: $\dot{v}_i = \dot{v}_i' + \dot{v}_i''$; (3.118)

- Tensão mínima: $v_i \geq v_{\min}$. (3.119)

A Eq. (3.117) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\dot{v}_i'' = z_{ik} \cdot \dot{i}_k = [r \cdot i_k \cdot \cos \varphi + x \cdot i_k \cdot \sin \varphi] + j[x \cdot i_k \cdot \cos \varphi - r \cdot i_k \cdot \sin \varphi] \quad (3.120)$$

Em que:

- $r = \Re[z_{ik}]$;
- $x = \Im[z_{ik}]$;
- $\dot{i}_k = i_k \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi)$.

Neste caso considera-se, por conveniência, que o ângulo da tensão final $\dot{v}_k$ é igual a zero ($\cos \varphi$ indica o fator de potência da nova carga).

O desenvolvimento do cálculo de folga prossegue com as seguintes aproximações:

- $v_i'' = |\dot{v}_i''| \cong (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \cdot i_k$;
- $\dot{v}_i = \dot{v}_i' + \dot{v}_i'' \Rightarrow v_i'' \cong v_i - v_i'$ (aproximação só com os módulos).

No limite tem-se $v_i = v_{\min}$ quando i_k é máximo (este valor máximo é o objetivo do cálculo). Nestas condições, resulta:

$$v_i'' = v_{\min} - v_i' = (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \cdot i_k, \text{ ou}$$

$$i_k = \frac{v_{\min} - v_i'}{r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.121)$$

A Eq. (3.121) fornece o valor máximo de corrente que pode ser absorvida pela nova carga na barra k de forma a não violar a restrição de tensão mínima na barra i . Naturalmente, a condição (3.121) deve ser verificada em todas as barras da rede elétrica, escolhendo-se finalmente o menor valor de $\dot{i}_k$ dentre todos os calculados.

B) CRITERIO DE CARREGAMENTO MÁXIMO DE TRECHOS E TRANSFORMADORES

A Figura 3.21 ilustra o trecho de rede (ou transformador) localizado entre as barras j e m antes e depois da aplicação da nova carga na barra k ($\dot{i}_k$).

Figura 3-21 Trechos da Rede Antes e Depois da Aplicação da Nova Carga.

Nestas condições, tem-se:

- $i'_{jm} = (\dot{v}'_j - \dot{v}'_m) \cdot y_{jm} \quad \text{e}$
- $i_{jm} = (\dot{v}_j - \dot{v}_m) \cdot y_{jm} = (\dot{v}'_j + z_{jk} \cdot i_k - \dot{v}'_m - z_{mk} \cdot i_k) \cdot y_{jm} ,$

Em que y_{jm} indica a admitância do trecho jm . A variação de corrente neste trecho é dada por:

$$\Delta i_{jm} = i_{jm} - i'_{jm} = (z_{jk} - z_{mk}) \cdot i_k \cdot y_{jm} \quad (3.122)$$

Considera-se neste caso a seguinte aproximação:

$$\Delta i_{jm} = |\Delta i_{jm}| \cong |i_{jm}| - |i'_{jm}| = i_{jm} - i'_{jm} \quad (3.123)$$

Lembrando que o valor i'_{jm} é conhecido devido a um cálculo de fluxo de potência efetuado anteriormente.

No limite tem-se $i_{jm} = i_{jmMAX}$ quando a nova carga na barra k atinge o valor máximo que se deseja obter. Desta observação e das Eqs. (3.122) e (3.123) obtém-se finalmente:

$$i_k = \frac{i_{jmMAX} - i'_{jm}}{|(z_{jk} - z_{mk}) \cdot y_{jm}|} \quad (3.124)$$

A Eq. (3.124) fornece o valor máximo de corrente que pode ser absorvido pela nova carga na barra k de forma a não violar a restrição de carregamento máximo no trecho de rede (ou transformador) jm . Da mesma forma que no caso anterior, a condição (3.124) deve ser verificada em todos os trechos e transformadores da rede elétrica, escolhendo-se o menor valor de i_k dentre todos os calculados.

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo realiza-se a aplicação da metodologia proposta em sistemas de distribuição reais, em concordância com o capítulo três são avaliadas as redes de distribuição aéreas e subterrâneas.

É necessário para isso analisar a rede elétrica através do fluxo de carga levando em conta as características do banco de transformadores que alimenta ao sistema e também a tipologia da rede em estudo.

Nos próximos itens são apresentados os dados de sistemas de distribuição reais e os resultados do cálculo de folga de potência elétrica nos pontos de carga.

4.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS

4.2.1 CASO 1: Rede de distribuição aérea de 21 barras

A figura 4.1 ilustra a rede do primeiro caso constituída por 21 barras e alimentada por um banco de transformadores delta aberto adiantado, as características desta são apresentados na tabela 4.1. Destacam-se como principais dados: a potência nominal de cada unidade transformadora e a tensão nominal de linha.

A tabela 4.2 apresenta uma parte dos valores de corrente existente, propriamente do transformador, que é calculada pela aplicação do fluxo de carga neste sistema. Esse cálculo, de fluxo de potência, é feito em cada trecho da rede e adicionalmente leva em conta o desequilíbrio das fases e os patamares da curva diária de carga.

Figura 4-1 Caso 1: Rede Aérea de Distribuição de 21 Barras

CASO 1 – Rede de distribuição de 21 barras		
CARACTERÍSTICA		VALOR
TIPO DE BT		DELTA ABERTO ADIANTADO
TENSÃO NOMINAL DE LINHA		230 V
POTÊNCIA NOMINAL TOTAL		75 kVA
UTC MONOFÁSICA COM DERIVAÇÃO CENTRAL	FASES	ABN
	POT. NOMINAL	50 kVA
UTC MONOFÁSICA	FASES	CA
	POT. NOMINAL	25 kVA

Tabela 4-1 Características do BT do caso 1.

PATAMAR	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
MADRUGADA	12,76	6,29	8,39	0,01
MANHÃ	17,40	17,40	0,00	0,00
TARDE	17,22	17,15	0,14	0,00
NOITE	16,27	10,44	8,31	0,01

Tabela 4-2 Carregamento em A do BT em cada patamar do caso 1.

A tabela 4.3 apresenta os resultados calculados pelo módulo de folga de potência elétrica para redes aéreas, esses valores representam à máxima potência que, conectada na rede, permite operar o sistema dentro dos seus limites operacionais e sem transgredir nenhum dos critérios técnicos de carregamento e tensão.

Apresentam-se esses valores em função do tipo de transformador e levando em conta os esquemas de conexão disponibilizados às cargas, desta forma, para o caso dos transformadores delta aberto cinco valores de folga de potência elétrica serão calculados.

Por exemplo, se uma nova solicitação de ligação no sistema é monofásica podem-se considerar duas alternativas de conexão no sistema do caso 1, já que, são dois os valores calculados pelo módulo e apresentados em todos os pontos do sistema para uma carga desse tipo.

Por outro lado é possível avaliar através desses resultados o valor restritivo para a ligação de uma nova carga, ou seja, analisar possíveis modificações do sistema considerando como valores limitantes: o carregamento do banco de

transformadores (se o valor menor de folga de potência encontra-se no BT) ou o carregamento nos trechos da rede (se os valores menores encontram-se nos pontos de carga).

FOLGA DE POTÊNCIA ELÉTRICA CASO 1: REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS		
PONTO	FASES CONEXÃO DE NOVA CARGA	FOLGA (kVA)
BT	AN	37.999
	BN	37.999
	ABN	75.998
	AB	75.998
	ABCN	69.282
797	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
788	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
800	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
801	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
802	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
790	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
792	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438

Tabela 4-3-(1/3) Folga elétrica em kVA do caso 1.

793	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
799	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
794	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
791	AN	96.479
	BN	96.600
	ABN	192.959
	AB	192.959
	ABCN	334.215
796	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
804	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
805	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
803	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
786	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
789	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290

Tabela 4-3-(2/3) Folga elétrica em kVA do caso 1.

798	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
795	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
787	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290

Tabela 4-3 (3/3) Folga elétrica em kVA do caso 1.

A título de validação de resultados, a seguir é detalhado o cálculo de folga para uma carga de tipo trifásica, fases *ABCN*, no banco de transformadores com as fórmulas obtidas na metodologia proposta do capítulo três.

As correntes para esta análise são obtidas da tabela 4.2 de fluxo de carga e que corresponde ao valor do carregamento existente que percorrem as fases do banco de transformadores. A corrente utilizada no cálculo se refere ao patamar de maior carregamento que nesse caso é o período da manhã, sendo as correntes por fase:

$$\dot{I}_A = I_A \angle \delta_A = 17,40 \angle -18,21^\circ [A];$$

$$\dot{I}_B = I_B \angle \delta_B = 17,40 \angle 161,79^\circ [A];$$

$$\dot{I}_C = I_C \angle \delta_C = 0$$

Para determinar a folga para uma carga trifásica calcula-se a corrente máxima em cada uma das fases (*A*, *B*, e *C*) tal que o carregamento das unidades transformadoras de conexão não exceda o valor nominal correspondente multiplicado pelo fator de sobrecarga admissível. Das três correntes calculadas escolhe-se a menor delas e calcula-se a potência aparente trifásica (kVA).

Aplicam-se para esse fim as equações de (3.20) desenvolvidas no capítulo três para um banco de transformadores delta aberto.

Figura 4-2 BT Delta Aberto e Cálculo de Folga de Potência Trifásica.

$$(I_{NV1})^2 + (2I_{EXA} \cos \theta) I_{NV1} + (I_{EXA}^2 - f_{SL}^2 \cdot \frac{S_{NOML}^2}{V_{NOM}^2}) = 0 \quad (3.20.a)$$

Onde:

I_{NV1} : é a corrente na fase A causada pela nova carga trifásica (kA). Este é o valor que se deseja determinar.

I_{EXA} : é a corrente na fase A causada pela carga existente: 0,0174 kA;

$$\theta_A = -\delta_A - 30^\circ - \varphi_{NOVA} = -(-18,21^\circ) - 30^\circ - \text{ArcCos}(0,92) = -34,86^\circ$$

$f_s=1,6$ é o fator de sobrecarga admissível

S_{nomL} é a potência nominal da UTC monofásica com derivação central: 50 kVA

V_{nom} é a tensão nominal de linha do BT 230V

Com os valores acima indicados, obtém-se o seguinte resultado:

$$I_{NV1} = 0,333kA$$

Analogamente para o enrolamento BN deve-se calcular:

$$(I_{NV2})^2 + (2I_{EXB} \cos \theta) I_{NV2} + (I_{EXB}^2 - f_{SL}^2 \cdot \frac{S_{NOML}^2}{V_{NOM}^2}) = 0 \quad (3.20.b)$$

Onde:

I_{NV2} : é a corrente na fase B causada pela nova carga trifásica (folga)(kA)

I_{EXB} : é a corrente na fase B causada pela carga existente: 0,0174 kA

$$\theta_B = -\delta_B - 150^\circ - \varphi_{NOVA} = -161,79^\circ - 150^\circ - \text{ArcCos}(0,92) = -334,86^\circ$$

Com os valores acima indicados, obtém-se o seguinte resultado:

$$I_{NV2} = 0,332kA$$

Finalmente, para o transformador monofásico (enrolamento AC) deve-se calcular:

$$(I_{NV3})^2 + (2I_{EXC} \cos \theta) I_{NV3} + (I_{EXC}^2 - f_{SF}^2 \cdot \frac{S_{NOMF}^2}{V_{NOM}^2}) = 0 \quad (3.20.c)$$

Em que:

I_{NV3} : é a corrente na fase C causada pela nova carga trifásica (folga) (kA)

I_{EXC} : é a corrente na fase C causada pela carga existente: 0;

$$\theta_C = -\delta_C + 90^\circ - \varphi_{NOVA} = 0^\circ - 90^\circ - \text{ArcCos}(0,92) = 66,93^\circ$$

S_{nomF} : é a potência nominal do transformador monofásico: 25kVA

Com os valores acima indicados, obtém-se o seguinte resultado:

$$I_{NV3} = 0,174kA$$

A máxima corrente de linha de uma nova carga trifásica é então determinada através de:

$$I_{TRIF} = \min\{I_{NV1}, I_{NV2}, I_{NV3}\} = 0,174kA$$

Nestas condições, a folga de carga trifásica é finalmente obtida através de:

$$S_{TRIF} = \sqrt{3} \cdot V_{NOM} \cdot I_{TRIF} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,174 = 69,282kVA$$

O qual é o mesmo valor determinado pela aplicação de folga de potência para o ponto BT (banco de transformadores) do caso 1 da tabela 4.3.

4.2.2 CASO 2: Rede de distribuição aérea de 19 barras

A aplicação do módulo de folga de potência também foi realizada numa rede de 19 barras. As principais características dos transformadores são apresentadas na tabela 4.4 destacando-se: a configuração do banco de transformadores; a tensão de linha e os valores de potência das unidades transformadoras.

Entretanto, na tabela 4.5 apresentam-se os valores de corrente que percorrem as fases do BT e que de forma análoga ao item anterior são calculados pela aplicação de fluxo de carga desequilibrado e levando em conta os quatro patamares da curva diária de carga.

Neste caso, realça-se o patamar da Noite como o período de maior carregamento, portanto, realiza-se a escolha desses valores de corrente para o cálculo de folga de potência elétrica no ponto BT do sistema de distribuição.

CASO 2 – Rede de distribuição de 19 barras		
CARACTERÍSTICA		VALOR
TIPO DE BT		DELTA ABERTO ADIANTADO
TENSÃO NOMINAL DE LINHA		240 V
POTÊNCIA NOMINAL TOTAL		75 kVA
UTC MONOFÁSICA COM DERIVAÇÃO CENTRAL	FASES	ABN
	POT. NOMINAL	50 kVA
UTC MONOFÁSICA	FASES	CA
	POT. NOMINAL	25 kVA

Tabela 4-4 Dados do banco de transformadores caso 2

PATAMAR	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
MADRUGADA	64,03	64,03	1,56	0,01
MANHÃ	92,85	92,85	2,01	0,02
TARDE	82,99	82,99	1,69	0,02
NOITE	130,41	130,41	3,32	0,05

Tabela 4-5 Carregamento no BT em A para cada patamar do caso 2

O sistema do caso 2 encontra-se ilustrado na figura 4.3.

Figura 4-3 Caso 2: Rede aérea de distribuição de 18 barras

Os resultados do cálculo de folga de potência elétrica são apresentados na tabela 4.6. Observa-se que os valores obtidos estão em concordância com a característica principal deste tipo de banco de transformadores, já que a UTC monofásica é utilizada para cargas trifásicas e não para cargas monofásicas.

FOLGA DE POTÊNCIA ELÉTRICA CASO 2: REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS		
PONTO	FASES CONEXÃO DA NOVA CARGA	FOLGA (kVA)
BT	AN	24.351
	BN	24.351
	ABN	48.702
	AB	48.702
	ABCN	67.904
11261	AN	22.552
	BN	22.552
	ABN	45.103
	AB	45.103
	ABCN	78.121
11262	AN	23.336
	BN	23.336
	ABN	46.672
	AB	46.672
	ABCN	80.838
11263	AN	23.336
	BN	23.336
	ABN	46.672
	AB	46.672
	ABCN	80.838
11264	AN	23.336
	BN	23.336
	ABN	46.672
	AB	46.672
	ABCN	80.838
11266	AN	22.552
	BN	22.552
	ABN	45.103
	AB	45.103
	ABCN	78.121
11267	AN	23.336
	BN	23.336
	ABN	46.672
	AB	46.672
	ABCN	80.838

Tabela 4-6-(1/3) Folga elétrica em kVA do caso 2.

11268	AN	22.552
	BN	22.552
	ABN	45.103
	AB	45.103
	ABCN	78.121
11265	AN	22.552
	BN	22.552
	ABN	45.103
	AB	45.103
	ABCN	78.121
11269	AN	22.552
	BN	22.552
	ABN	45.103
	AB	45.103
	ABCN	78.121
11270	AN	22.552
	BN	22.552
	ABN	45.103
	AB	45.103
	ABCN	78.121
11260	AN	23.336
	BN	23.336
	ABN	46.672
	AB	46.672
	ABCN	80.838
11259	AN	23.336
	BN	23.336
	ABN	46.672
	AB	46.672
	ABCN	80.838
11258	AN	23.336
	BN	23.336
	ABN	46.672
	AB	46.672
	ABCN	80.838
11257	AN	23.336
	BN	23.336
	ABN	46.672
	AB	46.672
	ABCN	80.838
11256	AN	26.303
	BN	26.303
	ABN	52.605
	AB	52.605
	ABCN	91.115
11254	AN	22.552
	BN	22.552
	ABN	45.103
	AB	45.103
	ABCN	78.121

Tabela 4-6-(2/3) Folga elétrica em kVA do caso 2.

11253	AN	22.552
	BN	22.552
	ABN	45.103
	AB	45.103
	ABCN	78.121
11255	AN	22.552
	BN	22.552
	ABN	45.103
	AB	45.103
	ABCN	78.121

Tabela 4-6 (3/3) Folga elétrica em kVA do caso 2.

Estes dados permitem uma consulta rápida e eficiente, por exemplo, uma interação entre os resultados da folga de potência elétrica e o gráfico da rede de distribuição deixaria conhecer os valores tolerados de potência e a visualização do ponto mais ótimo para a alocação da nova carga no sistema.

4.2.3 CASO 3: Rede de distribuição aérea de 2 barras

Para o caso 3, se fez escolha de um sistema formado por duas barras, isso, pelo fato de estar alimentado por um transformador trifásico cujas características principais, de tensão e potencia, estão apresentadas na tabela 4.7.

A aplicação de um fluxo de carga no sistema fornece os valores por fase e trecho da rede. Um resumo desses valores para este transformador é apresentado na tabela 4.8 levando em conta os patamares da curva diária de carga:

CASO 3 – Rede de distribuição aérea de 2 barras	
CARACTERÍSTICA	VALOR
TIPO DE BT	TRIFASICO
TENSÃO NOMINAL DE LINHA	220 V
POTÊNCIA NOMINAL TOTAL	112,5 kVA

Tabela 4-7 Dados do transformador do caso 3.

PATAMAR	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
MADRUGADA	77,15	74,05	3,10	72,57
MANHÃ	100,84	97,00	3,84	95,18
TARDE	85,77	81,77	4,00	79,88
NOITE	152,50	144,65	7,85	141,01

Tabela 4-8 Carregamento no BT em A para cada patamar do caso 3.

Os resultados da aplicação da metodologia neste sistema são apresentados na tabela 4.9.

FOLGA DE POTÊNCIA ELÉTRICA CASO 3: REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS			
PONTO	FASES CONEXÃO NOVA CARGA		FOLGA (kVA)
ET	AN		40.759
	BN		40.759
	CN		40.759
	ABN		81.518
	BCN		81.518
	CAN		81.518
	AB		73.717
	BC		73.717
	CA		73.717
	ABCN		122.276
1151	AN		87.324
	BN		88.321
	CN		88.784
	ABN		174.648
	BCN		176.642
	CAN		174.648
	AB		151.250
	BC		152.977
	CA		151.250
	ABCN		261.973

Tabela 4-9 Folga elétrica em kVA do caso 3.

Destes resultados, pode-se verificar o elemento limitante da rede, por exemplo, para a ligação de um novo consumidor que possui uma carga trifásica, a análise dos valores de folga de potência permite verificar o valor do ponto BT em 122,276 kVA, enquanto o ponto de carga possui um valor de 261,973 kVA. Assim, o elemento limitante do sistema é o transformador trifásico, já que o menor valor de folga de potência encontra-se no ponto de alimentação.

4.2.4 CASO 4: Rede de distribuição aérea de 8 barras

Para avaliar a metodologia também foi necessário considerar a sua aplicação num sistema de distribuição de energia elétrica suprido por um banco de transformadores delta fechado, a figura 4.4 ilustra uma estação desse tipo.

Figura 4-4 Banco de transformadores delta fechado.

As principais características de potência das unidades transformadoras de conexão e tensão de linha apresentam-se na Tabela 4.10.

CASO 4: Rede de distribuição aérea de 8 barras		
CARACTERÍSTICA		VALOR
TIPO DE BT		DELTA FECHADO
TENSÃO NOMINAL DE LINHA		240 V
POTÊNCIA NOMINAL TOTAL		200 kVA
UTC MONOFÁSICA COM DERIVAÇÃO CENTRAL	FASES	ABN
	POT. NOMINAL	100 kVA
UTC MONOFÁSICA 1	FASES	BC
	POT. NOMINAL	50 kVA
UTC MONOFÁSICA 2	FASES	CA
	POT. NOMINAL	50 kVA

Tabela 4-10 Dados do Banco de Transformadores caso 4.

O sistema do caso 4 encontra-se formado por 8 barras e é ilustrada a partir da figura 4.5.

Figura 4-5 Rede de distribuição aérea de 8 barras do caso 4

Os valores de corrente também são apresentados a partir da tabela 4.11, levando-se em conta as fases e os patamares da curva diária de carga.

PATAMAR	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
MADRUGADA	40,88	40,88	6,45	0,01
MANHÃ	72,09	72,09	24,14	0,06
TARDE	67,11	67,12	25,50	0,06
NOITE	87,01	87,01	15,07	0,04

Tabela 4-11 Carregamento do BT em A para cada patamar do caso 4.

Para o cálculo da folga de potência nestes transformadores analisam-se as correntes que percorrem os enrolamentos do transformador em função das correntes de linha de acordo com a análise desenvolvida no capítulo três.

Os resultados são apresentados na tabela 4.12 neste caso pode-se observar para cada ponto de carga sete valores de folga de potência correspondente a cada tipo de carga que pode ser conectado num sistema alimentado por um banco de transformadores delta fechado.

FOLGA DE POTÊNCIA ELÉTRICA CASO 4: REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS		
PONTO	FASES CONEXÃO NOVA CARGA	FOLGA (kVA)
BT	AN	87.706
	BN	87.704
	ABN	218.781
	AB	218.781
	BC	111.632
	CA	112.832
	ABCN	223.264
16257	AN	39.353
	BN	39.353
	ABN	85.860
	AB	85.860
	BC	85.860
	CA	85.860
	ABCN	148.713

Tabela 4-12-(1/2) Folga elétrica em kVA do caso 4.

16259	AN	34.406
	BN	34.406
	ABN	68.812
	AB	68.812
	BC	68.812
	CA	68.812
	ABCN	119.185
16260	AN	14.400
	BN	14.400
	ABN	28.800
	AB	28.800
	BC	28.800
	CA	28.800
	ABCN	49.883
16258	AN	39.360
	BN	39.360
	ABN	94.972
	AB	94.972
	BC	94.972
	CA	94.972
	ABCN	164.496
16255	AN	39.360
	BN	39.360
	ABN	99.947
	AB	99.947
	BC	99.947
	CA	99.947
	ABCN	173.113
16256	AN	39.353
	BN	39.353
	ABN	85.860
	AB	85.860
	BC	85.860
	CA	85.860
	ABCN	148.713
16254	AN	34.406
	BN	34.406
	ABN	68.812
	AB	68.812
	BC	68.812
	CA	68.812
	ABCN	119.185

Tabela 4-12 (2/2) Folga Elétrica em kVA do caso 4.

Uma vantagem adicional, da consulta destes valores, encontra-se na análise do desequilíbrio existente da rede, o que por sua vez, permite balancear o sistema através da conexão de novas cargas e conseqüentemente nivelar os valores de folga de potência.

Nesta parte do estudo foram apresentados os resultados de cálculo da folga de potência em sistemas reais de distribuição aéreas levando em conta os tipos de transformadores. Assim, a metodologia foi aplicada em banco de transformadores de tipo: delta aberto, delta fechado e trifásico.

4.3 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEA

As diferentes características entre os sistemas de distribuição aéreos e subterrâneos conduziram ao desenvolvimento de duas metodologias, em conseqüência, um segundo módulo é utilizado para o cálculo de folga de potência nos sistemas de distribuição de energia elétrica subterrâneos.

A continuação apresenta-se uma parte dos resultados de folga de potência elétrica dos sistemas subterrâneos avaliados.

4.3.1 CASO 1: Sistema de distribuicao subterrânea de 1596 barras

O segundo módulo foi aplicado numa rede de distribuição de energia elétrica subterrânea constituída por 1596 barras, a tabela 4.13 apresenta a tipologia deste sistema.

CASO 1 – Rede de distribuição subterrânea	
ELEMENTOS	NÚMERO
BARRAS	1596
LIGAÇÕES	1658
TRANSFORMADORES	41

Tabela 4-13 Dados do caso 1 de redes subterrâneas.

Pela quantidade de barras que formam parte do sistema é apresentado um resumo dos valores de folga de potência na tabela 4.14:

FOLGA DE POTÊNCIA ELÉTRICA CASO 1: REDES DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEAS					
BARRA	FOLGA (kVA)	CRITERIO	EQUIPAMENTO		
6753	233.578	Carregamento	Trecho	6722	6721
6752	233.578	Carregamento	Trecho	6722	6721
6751	201.066	Carregamento	Trecho	6723	6722
6750	201.066	Carregamento	Trecho	6723	6722
6749	156.743	Delta V	Barra	6749	
6748	201.957	Carregamento	Trecho	6638	6637
6747	83.958	Delta V	Barra	6747	
6746	85.848	Delta V	Barra	6747	
6745	103.620	Delta V	Barra	6599	
6744	101.299	Delta V	Barra	6599	
6743	98.238	Delta V	Barra	6599	
6742	374.762	Carregamento	Trecho	6740	6739
6741	322.406	Carregamento	Trecho	6740	6739
6740	250.058	Carregamento	Trecho	6740	6739
6739	237.256	Carregamento	Trecho	6739	6576
6738	193.135	Carregamento	Trecho	6738	6702
6737	193.135	Carregamento	Trecho	6737	6736
6736	193.135	Carregamento	Trecho	6738	6702
6735	165.856	Delta V	Barra	6579	
6734	184.583	Delta V	Barra	6579	
6733	193.135	Carregamento	Trecho	6737	6736
6732	193.135	Carregamento	Trecho	6737	6736
6731	193.135	Carregamento	Trecho	6737	6736
.....					
5452	209.230	Carregamento	Trecho	5452	5408
5451	200.158	Delta V	Barra	5451	
5450	215.118	Carregamento	Trecho	5450	5411
5449	198.659	Carregamento	Trecho	5496	5494
5448	198.659	Carregamento	Trecho	5496	5494
5447	198.659	Carregamento	Trecho	5496	5494
5446	130.140	Delta V	Barra	5414	
5445	132.718	Delta V	Barra	5414	
5444	151.713	Delta V	Barra	5414	
5443	156.717	Delta V	Barra	5414	
5442	193.226	Carregamento	Trecho	5442	5441
5441	193.226	Carregamento	Trecho	5440	5407
5440	193.226	Carregamento	Trecho	5440	5407
5439	198.659	Carregamento	Trecho	5496	5494
5438	354.019	Carregamento	Trecho	5438	5407
5437	271.602	Carregamento	Trecho	5437	5407

Tabela 4-14 Folga de potência elétrica em kVA do caso 1 de redes subterrâneas.

É necessário ressaltar que a análise deste tipo de redes considera o sistema equilibrado, portanto, os valores calculados de folga de potência estão em função da seqüência direta do sistema.

Outro aspecto importante é que o cálculo de folga de potência subterrânea leva em conta os critérios técnicos de carregamento e tensão. Por isso, apresenta-se nos resultados uma coluna de informação que indica o critério e o equipamento que limita o valor de folga de potência.

Por exemplo, a barra número 6753 tem um valor de folga de potência de 273,578 kVA, esse valor encontra-se limitado pelo carregamento no trecho alocado entre as barras 6722 e 6721, já que a conexão de uma carga com potência maior do que a folga de potência calculada transgrediria o critério de carregamento nos trechos.

Outro critério limitante é a mínima tensão nas barras do sistema, por exemplo, a folga de potência da barra 6749 é de 156,743 kVA, esse valor encontra-se limitado pela máxima queda de tensão da mesma barra, conseqüentemente a ligação de uma carga com uma potência maior do que o valor de folga calculado excederia o critério de tensão mínima nessa barra.

Em conclusão, podem-se utilizar estes critérios para avaliar possíveis modificações da rede que permitam a conexão de novas cargas com valores maiores do que os calculados pelo módulo de folga de potência subterrânea.

4.3.2 CASO 2: Sistema de distribuição subterrânea de 3153 barras

Também foi aplicado o módulo de folga subterrânea numa rede de distribuição de energia elétrica, cujas características são apresentadas na tabela 4.15.

CASO 2 – Rede de distribuição subterrânea	
ELEMENTO	NÚMERO
BARRAS	3153
LIGAÇÕES	3173
TRANSFORMADORES	116

Tabela 4-15 Dados do caso 2 de redes subterrâneas.

Os resultados do cálculo de folga de potência estão apresentados na tabela 4.16.

FOLGA DE POTÊNCIA ELÉTRICA CASO 2: REDES DE DISTRIBUIÇÃO SUBTERRÂNEAS					
BARRA	FOLGA (kVA)	CRITERIO	EQUIPAMENTO		
12009	198.612	Carregamento	Trafo	12007	10309
12010	184.131	Carregamento	Trafo	12007	10309
12011	184.131	Carregamento	Trafo	12007	10309
12012	758.627	Carregamento	Trecho	12018	12012
12013	408.233	Carregamento	Trafo	9786	9785
12014	750.188	Carregamento	Trecho	12018	12012
12015	80.840	Delta V	Barra	12015	
12017	305.751	Carregamento	Trecho	12017	12012
12018	515.908	Carregamento	Trecho	12018	12012
12019	79.114	Delta V	Barra	12019	
12020	76.084	Delta V	Barra	12020	
12021	80.421	Delta V	Barra	12021	
12023	485.159	Carregamento	Trecho	12028	12023
12024	454.625	Carregamento	Trecho	12028	12024
12025	497.065	Carregamento	Trafo	9786	9785
12026	432.406	Carregamento	Trecho	12028	12026
12027	263.429	Carregamento	Trecho	12028	12027
12028	497.065	Carregamento	Trafo	9786	9785
12029	688.760	Carregamento	Trafo	12029	9793
12030	666.161	Carregamento	Trafo	12030	11251
12031	186.206	Carregamento	Trecho	12044	12034
12032	186.206	Carregamento	Trecho	12041	12040
12033	186.206	Carregamento	Trecho	12041	12040
12034	290.783	Carregamento	Trecho	12067	12065
12035	252.979	Delta V	Barra	12035	
12036	186.206	Carregamento	Trecho	12041	12040
12037	153.426	Delta V	Barra	12037	
12038	290.783	Carregamento	Trecho	12065	12063
12039	290.783	Carregamento	Trecho	12063	12061
12040	290.783	Carregamento	Trecho	12065	12063
.....					
12939	438.536	Carregamento	Trecho	12939	12920
12940	422.056	Carregamento	Trecho	12940	12921
12941	318.178	Carregamento	Trecho	12941	12940
12942	318.178	Carregamento	Trecho	12942	12940
12943	287.513	Delta V	Barra	12924	
12944	322.075	Carregamento	Trecho	12944	12940
12945	318.068	Carregamento	Trecho	12945	12940
12946	310.225	Carregamento	Trecho	12946	12940
12947	422.056	Carregamento	Trecho	12940	12921
12948	310.225	Carregamento	Trecho	12946	12940
12949	300.471	Carregamento	Trecho	12949	12948

Tabela 4-16 Folga de potência elétrica em kVA do caso 2 de redes subterrâneas.

A organização destes resultados leva em conta os valores de folga de potência, parâmetro principal do trabalho, e os critérios restritivos de carregamento e tensão, conseqüentemente pode-se considerar em função destes critérios possíveis adequações do sistema na procura de valores maiores de folga de potência.

5 CONCLUSÃO

5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Este trabalho apresentou o desenvolvimento e aplicação de uma metodologia que permite estabelecer a priori valores máximos de potência de novas cargas que podem ser conectadas a redes de distribuição de energia elétrica sem que os critérios técnicos habituais (tensão mínima e carregamento máximo de linhas e transformadores) sejam transgredidos. A metodologia utiliza modelos convencionais de cálculo de fluxo de potência aos quais foram introduzidas modificações relativamente simples, o que possibilita sua implementação computacional de maneira rápida e com custo baixo. Um requisito importante da metodologia é a existência prévia de um cadastro detalhado da rede elétrica, situação que hoje em dia já é muito comum entre as empresas distribuidoras de energia elétrica.

Uma primeira vantagem da metodologia proposta é que o cálculo é feito “offline”, ou seja, independentemente do fluxo de pedidos de novas ligações que chegam à empresa (o cálculo de folga de potência em um circuito pode ser feito, por exemplo, toda vez que uma modificação é introduzida no mesmo, recalculando-se o circuito completo de uma vez só). Assim, quando um cliente solicita uma nova ligação, informando a demanda máxima (ou as cargas instaladas), a decisão quanto a ligar a nova carga diretamente ou aguardar um estudo técnico de modificação da rede pode ser tomada imediatamente, bastando para tanto comparar a demanda máxima da nova carga com a folga de potência calculada anteriormente para o ponto de conexão.

Tradicionalmente, as solicitações de ligação de novas cargas são autorizadas imediatamente ou deferidas para estudo posterior detalhado baseado em critérios empíricos (por exemplo, comparação da carga instalada com um valor prefixado de potência). Neste caso, como na maioria das vezes não é feito um estudo detalhado do impacto da nova carga na rede elétrica, existe a possibilidade de que

seja tomada a decisão de conectar uma nova carga que implique em alguma transgressão dos critérios técnicos de tensão ou carregamento. E mesmo quando um estudo detalhado é feito, existe ainda a possibilidade de que no final o mesmo prove-se desnecessário. Ambas situações (não fazer um estudo quando ele é necessário, ou fazê-lo quando não é necessário) naturalmente implicam riscos e despesas desnecessárias para a empresa distribuidora, e são automaticamente eliminadas pela própria natureza da metodologia proposta, uma vez que o cálculo elétrico já foi feito antes do pedido de nova ligação ser apresentado. Esta constitui a segunda vantagem da metodologia desenvolvida.

No trabalho foram consideradas as redes aéreas e as redes subterrâneas de distribuição. No primeiro caso levou-se em conta as diferentes tipologias dos transformadores de distribuição encontradas em redes reais (estações monofásicas, bifásicas, em delta-aberto, em delta-fechado e trifásicas). Ao mesmo tempo, a representação trifásica da rede em todos os casos permite determinar, para um determinado ponto de conexão, diferentes valores de folga de potência de acordo com o tipo da carga (monofásica, bifásica ou trifásica). Já para as redes subterrâneas considerou-se que tanto elas como as cargas alimentadas são equilibradas, permitindo assim uma representação unifilar da rede. Entretanto, a característica de operação em malha normalmente encontrada neste tipo de redes foi levada em conta através da formulação nodal.

A utilização da metodologia desenvolvida foi ilustrada através de exemplos de aplicação envolvendo diversas redes reais de distribuição em baixa e média tensão.

5.2 TÓPICOS PARA DESENVOLVIMENTO FUTURO

Durante o desenvolvimento foram identificados alguns aspectos situados além do escopo do trabalho que merecem um estudo mais aprofundado em pesquisas futuras. Tais aspectos são listados a seguir:

- A Metodologia proposta ainda é conservativa, por isso é necessário desenvolver estudos futuros avaliando uma melhor forma de aproveitar a capacidade disponível dos sistemas de distribuição de energia elétrica.
- Consideração de aspectos ligados à operação da rede, tais como manobras temporárias de reconfiguração da rede através de chaves de socorro;
- Tratamento de desequilíbrios de rede e/ou de carga em redes subterrâneas (modelagem trifásica);
- Inclusão da capacidade de tratamento de unidades de geração distribuída, cujo impacto na rede elétrica e na folga de potência em cada ponto de carga é evidente.

Como produtos do trabalho foram publicados três artigos nos congressos listados a seguir:

1. Congresso Brasileiro de Automática realizado na cidade de Juiz de Fora de Minas Gerais – 14 a 17 de setembro 2008
Cálculo de Folga de Potência para apoio às decisões, mediante modelo de máxima demanda em redes de distribuição elétrica.
Elvis Ortiz, Hernan Prieto, USP, Brasil.
Disponível em: <http://www.cba2008jf.com.br/>.
2. Congreso Internacional de los Andes – Andescon 2008 realizado na cidade de Cusco – Peru -15 a 17 de outubro 2008
Cálculo de Potencia Disponible en Banco de Transformadores de Sistemas de Distribución mediante Margen de Capacidad.
Elvis Ortiz, Hernan Prieto, USP, Brasil.
Disponível em: <http://www.andescon2008.com/index.php>

-
3. I Congreso Cubano de Ingeniería Eléctrica (CCIE) – realizado na cidade de La Habana – Cuba – 01 a 05 de dezembro 2008

Programa de apoyo a la toma de decisiones sobre nuevas cargas en sistemas de distribución mediante margen de capacidad.

Elvis Ortiz, Hernan Prieto, USP, Brasil.

Cálculo de potencia disponible en estaciones transformadoras.

Elvis Ortiz, Hernan Prieto, USP, Brasil.

Disponível em: <http://www.cujae.edu.cu/eventos/convencion/Eventos.htm>

O terceiro artigo, *Programa de apoyo a la toma de decisiones sobre nuevas cargas en sistemas de distribución mediante margen de capacidad*, foi selecionado para sua publicação na revista: *Ingeniería Energética de Cuba*.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **Banco Wiese Sudameris**; Reporte Sectorial de la Distribución Eléctrica en el Perú, **2002**, **disponible** **na** **página:** http://origin.scotiabank.com.pe/i_financiera/pdf/sectorial/20020807_sec_es_distribucion.pdf.
- [2] L. Neuberg; **Two issues in the municipal ownership of electric distribution systems**; Bell Journal of Economics, 1977, **disponível** **na** **página:** <http://ideas.recep.org/a/rje/bellje/v8y1977ispringgp303-323.html>.
- [3] R. A. Hincapié, M. Granada, R. A. Gallego; **Planejamento de Subestaciones y Alimentadores en Sistemas de Distribución Usando programación entera**, 2005.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, **Resolução Nº 456**, de 29 de novembro do 2000, **disponível** **na** **página:** <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000456.pdf>.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética, **Estatística e análise do mercado de energia elétrica**, novembro 2007, **disponível** **na** **pagina:** <http://www.epe.gov.br>.
- [6] Centrais Elétricas Brasileiras S.A., **Desempenho de Sistemas de Distribuição**, volume 3, Rio de Janeiro, 1982, 174 pp.
- [7] Lakervi E.; Holmes E. J.; **Electricity Distribution Network Design**, 2a Edição, Peter Peregrinus Ltd, 1998, 325 pp.
- [8] Sobral M. A. B.; **Desenvolvimento de um banco de dados para uso em concessionárias de energia elétrica na área de distribuição de energia elétrica**, Dissertação (Mestrado), São Paulo, 1996, 130 pp.
- [9] Kariuki K. K.; Allan R. N., **Applications of Customer outage costs in System planning, design and operation**, IEEE Proceedings 1996, 8 pp.
- [10] W. D. Stevenson Jr.; **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**, 2ª Edição em Português, McGraw-Hill, 1986.
- [11] H. P. Schmidt, A. U. Antunes; **Validação dos Programas Computacionais de Cálculo Elétrico (iCalc e iRet)**. Relatório Enerq/USP, São Paulo, 04/2005.

- [12] H. P. Schmidt, A. U. Antunes; **Especificação do Modulo para Cálculo de fluxo de Potência Subterrâneo – Programa iRet**, Relatório Enerq/USP, Ano 1 – Etapa 6, Projeto GIS Subterrâneo.
- [13] Oliveira C. C. B. de; Schmidt H. P.; Kagan N.; Robba E. J. **Introdução a Sistemas Elétricos de Potência – Componentes Simétricas**, 2ª Edição São Paulo, Brasil: Edgard Blucher, 1996. v. 1467 pp.
- [14] Kagan N.;Oliveira C. C. B.; Robba E. J., **Introdução aos Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia Elétrica**, 1ª Edição São Paulo, Edgard Blücher, 2005, 328 pp.
- [15] Chen T.; Chen M.; Hwang K.; Kotas P.; Chebli E. A.; **Distribution System Power Flow Analysis – A Rigid Approach**; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6; No. 3, July 1991.
- [16] Méffe A.; Kagan N.; Oliveira C. C. B.; Jonathan S.; Caparroz S. L.; Cavaretti J. L., **Cálculo das Perdas Técnicas de Energia e Demanda por Segmento do Sistema de Distribuição**, XIV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Foz de Iguaçu, Brasil, Novembro de 2000.
- [17] Pansini A. J.; **Power Transmission and Distribution**, 2ª Edição, Fairmont Press, 2005, 400 pp.
- [18] Orsini L. Q. **Curso de Circuitos Elétricos**. São Paulo, Edgard Blücher, 1993-4. 2v.
- [19] Jardini J. A. e outros. **Curvas Diárias de Carga – Base de Dados Estabelecida com Medições em Campo**, CIRED, 1996.
- [20] Jardini J. A. et all. **Residential and Commercial Daily Load Curve Representation by Statistical function for Engineering Studies Purposes**, CIRED, 1995.
- [21] Gonen T., **Electric Power Distribution System Engineering**, McGraw-Hill, 1986, 739 pp.
- [22] Westinghouse Electric Corporation, **Distribution Systems**, Volume 3, 1965, 567 pp.
- [23] Grupo Enlace, Norma Técnica Unificada – NTU.01, **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundaria a Edificações Individuais**, 2ª Edição, 1995.

- [24] Eletropaulo, Instruções Gerais, **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição**, 1991, 121 pp.
- [25] AES Eletropaulo, **Livro de Instruções Gerais Baixa Tensão**, Edição 2005.
- [26] Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, Modulo 3, 2007.
- [27] Agencia Nacional de Energia Elétrica - **ANEEL, Resolução Nº 426, Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica**, 2000, 62 pp.
- [28] Decreto Nº 41.019, **Regulamentação dos Serviços de Energia Elétrica**, 1957, 40 pp.
- [29] Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT- NBR 5410, **Instalações Elétricas de Baixa Tensão**, 2004, 20pp.

ANEXO A

Relatório do módulo de folga aérea aplicado ao caso 1: *Rede de distribuição aérea de 21 barras.*

- Resultados do fluxo de carga neste sistema levando em conta cada patamar da curva diária de carga.
- Resultado dos valores de folga de potência para todas as barras da rede incluindo o ponto do banco de transformadores.

 ***** Relatório de Fluxo de Potência da Baixa Tensão *****

Código do trafo: 010ET087123
 Snom (kVA): 75,00
 Tensão de linha (V): 230,00
 Tipo de trafo: ET DAAD

Total de perdas na rede secundária do trafo

Período Perda(kVA)
 Madrugada 0.004
 Manhã 0.016
 Tarde 0.015
 Noite 0.007

*** Resultados nas Barras no Período da Madrugada

Código	Vnom(V)	Mod.VAN(pu)	Ang.VAN(°)	Mod.VBN(pu)	Ang.VBN(°)	Mod.VCN(pu)	Ang.VCN(°)	Mod.VN'N(pu)	Ang.VN'N(°)	Deseq. (%)
785	230.00	1.0000	0.0000	1.0000	180.0000	1.0000	90.0000	0.0000	0.0000	42.2650
786	230.00	0.9987	0.0787	0.9998	179.9991	0.9992	89.9640	0.0002	-164.1653	42.2961
787	230.00	0.9987	0.0787	0.9998	179.9991	0.9992	89.9640	0.0002	-164.1296	42.2962
788	230.00	0.9988	0.0706	0.9998	179.9993	0.9993	89.9676	0.0002	-164.9119	42.2908
789	230.00	0.9991	0.0542	0.9999	179.9996	0.9995	89.9753	0.0002	-165.4146	42.2832
790	230.00	0.9994	0.0352	0.9999	179.9997	0.9996	89.9840	0.0001	-165.7122	42.2763
791	230.00	1.0000	0.0000	1.0000	-180.0000	1.0000	89.9998	0.0000	-168.1659	42.2653
792	230.00	0.9987	0.0354	0.9992	179.9971	0.9996	89.9822	0.0001	-146.6656	42.3192
793	230.00	0.9985	0.0521	0.9992	179.9971	0.9995	89.9747	0.0002	-151.7810	42.3225
794	230.00	0.9984	0.0607	0.9992	179.9971	0.9994	89.9706	0.0002	-153.7098	42.3246
795	230.00	0.9982	0.0133	0.9985	179.9942	0.9999	89.9901	0.0002	-125.0067	42.3616
796	230.00	0.9990	0.0162	0.9992	179.9971	0.9998	89.9908	0.0001	-135.4234	42.3153
797	230.00	0.9983	0.0136	0.9985	179.9944	0.9999	89.9902	0.0002	-125.5945	42.3576
798	230.00	0.9988	0.0706	0.9998	179.9993	0.9993	89.9678	0.0002	-164.8845	42.2905
799	230.00	0.9984	0.0607	0.9992	179.9971	0.9994	89.9708	0.0002	-153.6043	42.3243
800	230.00	0.9984	0.0607	0.9992	179.9971	0.9994	89.9708	0.0002	-153.6043	42.3243
801	230.00	0.9984	0.0607	0.9992	179.9971	0.9994	89.9708	0.0002	-153.6043	42.3243
802	230.00	0.9987	0.0787	0.9998	179.9991	0.9992	89.9640	0.0002	-164.1653	42.2961
803	230.00	0.9988	0.0254	0.9992	179.9971	0.9997	89.9866	0.0001	-141.8786	42.3171
804	230.00	0.9984	0.0607	0.9992	179.9971	0.9994	89.9708	0.0002	-153.6043	42.3243
805	230.00	0.9984	0.0607	0.9992	179.9971	0.9994	89.9708	0.0002	-153.6043	42.3243

*** Resultados nas Barras no Período da Manhã

Código	Vnom(V)	Mod.VAN(pu)	Ang.VAN(°)	Mod.VBN(pu)	Ang.VBN(°)	Mod.VCN(pu)	Ang.VCN(°)	Mod.VN'N(pu)	Ang.VN'N(°)	Deseq. (%)
785	230.00	1.0000	0.0000	1.0000	180.0000	1.0000	90.0000	0.0000	0.0000	42.2650
786	230.00	0.9997	-0.0010	0.9997	179.9990	1.0000	89.9998	0.0000	-108.1723	42.2814
787	230.00	0.9997	-0.0010	0.9997	179.9990	1.0000	89.9998	0.0000	-108.1723	42.2815
788	230.00	0.9998	-0.0008	0.9998	179.9992	1.0000	89.9998	0.0000	-108.1723	42.2771
789	230.00	0.9999	-0.0005	0.9999	179.9995	1.0000	89.9999	0.0000	-108.1723	42.2728
790	230.00	0.9999	-0.0003	0.9999	179.9997	1.0000	89.9999	0.0000	-108.1723	42.2695
791	230.00	1.0000	0.0000	1.0000	180.0000	1.0000	90.0000	0.0000	0.0000	42.2650
792	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982
793	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982
794	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982

795	230.00	0.9956	-0.0167	0.9956	179.9833	1.0002	89.9963	0.0004	-108.1879	42.5313
796	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982
797	230.00	0.9958	-0.0160	0.9958	179.9840	1.0002	89.9965	0.0003	-108.1879	42.5197
798	230.00	0.9998	-0.0008	0.9998	179.9992	1.0000	89.9998	0.0000	-108.1723	42.2771
799	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982
800	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982
801	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982
802	230.00	0.9997	-0.0010	0.9997	179.9990	1.0000	89.9998	0.0000	-108.1723	42.2814
803	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982
804	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982
805	230.00	0.9978	-0.0083	0.9978	179.9917	1.0001	89.9982	0.0002	-108.1879	42.3982

*** Resultados nas Barras no Período da Tarde

Código	Vnom(V)	Mod.VAN(pu)	Ang.VAN(°)	Mod.VBN(pu)	Ang.VBN(°)	Mod.VCN(pu)	Ang.VCN(°)	Mod.VN'N(pu)	Ang.VN'N(°)	Deseq. (%)
785	230.00	1.0000	0.0000	1.0000	180.0000	1.0000	90.0000	0.0000	0.0000	42.2650
786	230.00	0.9996	-0.0001	0.9996	179.9985	1.0000	89.9991	0.0000	-113.6262	42.2893
787	230.00	0.9996	-0.0002	0.9996	179.9985	1.0000	89.9991	0.0000	-113.5821	42.2895
788	230.00	0.9997	0.0001	0.9997	179.9989	1.0000	89.9992	0.0000	-114.7408	42.2830
789	230.00	0.9998	0.0002	0.9998	179.9993	1.0000	89.9994	0.0000	-115.7919	42.2767
790	230.00	0.9999	0.0002	0.9999	179.9996	1.0000	89.9996	0.0000	-116.5937	42.2718
791	230.00	1.0000	0.0000	1.0000	-180.0000	1.0000	90.0000	0.0000	-168.1650	42.2650
792	230.00	0.9978	-0.0075	0.9978	179.9919	1.0001	89.9979	0.0002	-108.7012	42.3948
793	230.00	0.9978	-0.0072	0.9978	179.9919	1.0001	89.9978	0.0002	-108.9222	42.3949
794	230.00	0.9978	-0.0070	0.9978	179.9919	1.0001	89.9977	0.0002	-109.0434	42.3949
795	230.00	0.9957	-0.0160	0.9957	179.9837	1.0002	89.9963	0.0003	-108.3176	42.5244
796	230.00	0.9978	-0.0078	0.9978	179.9919	1.0001	89.9981	0.0002	-108.4458	42.3948
797	230.00	0.9959	-0.0152	0.9959	179.9844	1.0002	89.9964	0.0003	-108.3234	42.5132
798	230.00	0.9997	0.0001	0.9997	179.9989	1.0000	89.9992	0.0000	-114.6939	42.2830
799	230.00	0.9978	-0.0070	0.9978	179.9919	1.0001	89.9977	0.0002	-109.0360	42.3949
800	230.00	0.9978	-0.0070	0.9978	179.9919	1.0001	89.9977	0.0002	-109.0360	42.3949
801	230.00	0.9978	-0.0070	0.9978	179.9919	1.0001	89.9977	0.0002	-109.0360	42.3949
802	230.00	0.9996	-0.0001	0.9996	179.9985	1.0000	89.9991	0.0000	-113.6262	42.2893
803	230.00	0.9978	-0.0076	0.9978	179.9919	1.0001	89.9980	0.0002	-108.5681	42.3948
804	230.00	0.9978	-0.0070	0.9978	179.9919	1.0001	89.9977	0.0002	-109.0360	42.3949
805	230.00	0.9978	-0.0070	0.9978	179.9919	1.0001	89.9977	0.0002	-109.0360	42.3949

*** Resultados nas Barras no Período da Noite

Código	Vnom(V)	Mod.VAN(pu)	Ang.VAN(°)	Mod.VBN(pu)	Ang.VBN(°)	Mod.VCN(pu)	Ang.VCN(°)	Mod.VN'N(pu)	Ang.VN'N(°)	Deseq. (%)
785	230.00	1.0000	0.0000	1.0000	180.0000	1.0000	90.0000	0.0000	0.0000	42.2650
786	230.00	0.9982	0.0762	0.9993	179.9973	0.9992	89.9639	0.0002	-156.9600	42.3242
787	230.00	0.9982	0.0762	0.9993	179.9973	0.9992	89.9639	0.0002	-156.8741	42.3246
788	230.00	0.9985	0.0687	0.9995	179.9980	0.9993	89.9676	0.0002	-158.7974	42.3116
789	230.00	0.9989	0.0529	0.9997	179.9987	0.9995	89.9754	0.0002	-160.0896	42.2967
790	230.00	0.9993	0.0344	0.9998	179.9993	0.9997	89.9840	0.0001	-160.8787	42.2842
791	230.00	1.0000	0.0000	1.0000	-180.0000	1.0000	89.9998	0.0000	-168.1659	42.2653
792	230.00	0.9983	0.0334	0.9988	179.9954	0.9997	89.9819	0.0002	-139.1824	42.3459
793	230.00	0.9980	0.0499	0.9988	179.9954	0.9995	89.9745	0.0002	-145.0441	42.3493
794	230.00	0.9979	0.0584	0.9988	179.9954	0.9994	89.9705	0.0002	-147.4097	42.3514
795	230.00	0.9973	0.0098	0.9976	179.9908	0.9999	89.9895	0.0002	-119.6743	42.4153
796	230.00	0.9985	0.0144	0.9988	179.9954	0.9999	89.9905	0.0001	-128.1475	42.3421
797	230.00	0.9974	0.0102	0.9977	179.9912	0.9999	89.9895	0.0002	-120.1176	42.4090
798	230.00	0.9985	0.0687	0.9995	179.9980	0.9993	89.9678	0.0002	-158.7298	42.3113

799	230.00	0.9979	0.0584	0.9988	179.9954	0.9994	89.9707	0.0002	-147.2780	42.3510
800	230.00	0.9979	0.0584	0.9988	179.9954	0.9994	89.9707	0.0002	-147.2780	42.3510
801	230.00	0.9979	0.0584	0.9988	179.9954	0.9994	89.9707	0.0002	-147.2780	42.3510
802	230.00	0.9982	0.0762	0.9993	179.9973	0.9992	89.9639	0.0002	-156.9600	42.3242
803	230.00	0.9984	0.0235	0.9988	179.9954	0.9998	89.9864	0.0002	-134.1986	42.3439
804	230.00	0.9979	0.0584	0.9988	179.9954	0.9994	89.9707	0.0002	-147.2780	42.3510
805	230.00	0.9979	0.0584	0.9988	179.9954	0.9994	89.9707	0.0002	-147.2780	42.3510

De	Para	Comp(m)	Mod. IA(A)	Ang. IA(°)	Mod. IB(A)	Ang. IB(°)	Mod. IC(A)	Ang. IC(°)	Mod. IN(A)	Ang. IN(°)	Perda (kVA)	IadmF	IadmN
			12.7572	-52.8650	6.2930	161.7996	8.3859	101.7824	0.0119	-157.6396			
796	797	21.00	5.9130	-18.1815	5.9130	161.7993	0.0000	0.0000	0.0020	-108.1911	0.0009	244.0	244.0
798	788	2.00	1.0482	-78.1242	0.0000	0.0000	1.0482	101.7727	0.0019	-168.1757	0.0000	840.0	0.0
799	800	41.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	328.0	244.0
800	801	31.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	328.0	244.0
798	802	30.00	1.2812	-63.2327	0.3800	161.8042	1.0482	101.7691	0.0024	-157.2137	0.0001	244.0	244.0
785	790	32.00	4.3952	-73.8403	0.3800	161.8042	4.1930	101.7778	0.0067	-164.2282	0.0007	244.0	244.0
803	792	12.00	3.1447	-78.1455	0.0000	0.0000	3.1447	101.7809	0.0040	-168.1817	0.0001	244.0	244.0
792	793	30.00	2.0965	-78.1385	0.0000	0.0000	2.0965	101.7777	0.0031	-168.1803	0.0002	244.0	244.0
793	799	31.00	1.0482	-78.1341	0.0000	0.0000	1.0482	101.7757	0.0016	-168.1792	0.0000	244.0	244.0
799	794	2.00	1.0482	-78.1341	0.0000	0.0000	1.0482	101.7757	0.0016	-168.1792	0.0000	840.0	0.0
785	791	2.00	1.0482	-78.1949	0.0000	0.0000	1.0482	101.8049	0.0000	-168.1950	0.0000	840.0	0.0
785	796	23.00	7.9666	-38.1636	5.9130	161.7993	3.1447	101.7809	0.0053	-149.3764	0.0015	244.0	244.0
800	804	14.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	244.0	244.0
804	805	11.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	244.0	244.0
796	803	11.00	3.1447	-78.1455	0.0000	0.0000	3.1447	101.7809	0.0040	-168.1817	0.0001	244.0	244.0
802	786	0.00	1.0482	-78.1161	0.0000	0.0000	1.0482	101.7691	0.0021	-168.1735	0.0000	840.0	0.0
790	789	23.00	3.3509	-72.4903	0.3800	161.8042	3.1447	101.7741	0.0057	-163.5788	0.0003	244.0	244.0
789	798	30.00	2.3100	-69.9296	0.3800	161.8042	2.0965	101.7709	0.0043	-162.0263	0.0002	244.0	244.0
797	795	2.00	5.9130	-18.1815	5.9130	161.7993	0.0000	0.0000	0.0020	-108.1911	0.0001	244.0	244.0
802	787	1.00	0.3800	-18.1161	0.3800	161.8042	0.0000	0.0000	0.0005	-108.1559	0.0000	244.0	244.0

*** Resultados nos Trechos no Período da Manhã

[illegible]

785	796	23.00	16.9800	-18.2117	16.9800	161.7884	0.0000	0.0000	0.0000	71.7883	0.0080	244.0	244.0
800	804	14.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	244.0	244.0
804	805	11.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	244.0	244.0
796	803	11.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	244.0	244.0
802	786	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	840.0	0.0
790	789	23.00	0.4185	-18.1959	0.4185	161.8041	0.0000	0.0000	0.0000	71.8041	0.0000	244.0	244.0
789	798	30.00	0.4185	-18.1959	0.4185	161.8041	0.0000	0.0000	0.0000	71.8041	0.0000	244.0	244.0
797	795	2.00	16.9800	-18.2117	16.9800	161.7884	0.0000	0.0000	0.0000	71.7883	0.0007	244.0	244.0
802	787	1.00	0.4185	-18.1959	0.4185	161.8041	0.0000	0.0000	0.0000	71.8041	0.0000	244.0	244.0

Perda total nos trechos(kVA) : 0,016

*** Resultados nos Trechos no Período da Tarde

De	Para	Comp(m)	Mod.IA(A)	Ang.IA(°)	Mod.IB(A)	Ang.IB(°)	Mod.IC(A)	Ang.IC(°)	Mod.IN(A)	Ang.IN(°)	Perda(kVA)	IadmF	IadmN
			17.2238	-18.6260	17.1512	161.7893	0.1443	101.8040	0.0001	-106.3513			
796	797	21.00	16.5388	-18.2109	16.5388	161.7888	0.0000	0.0000	0.0001	-108.2111	0.0069	244.0	244.0
798	788	2.00	0.0180	-78.1948	0.0000	0.0000	0.0180	101.8043	0.0000	-168.1952	0.0000	840.0	0.0
799	800	41.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	328.0	244.0
800	801	31.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	328.0	244.0
798	802	30.00	0.6216	-19.6350	0.6124	161.8036	0.0180	101.8042	0.0000	-109.0521	0.0000	244.0	244.0
785	790	32.00	0.6515	-23.6988	0.6124	161.8036	0.0722	101.8045	0.0000	-111.3756	0.0000	244.0	244.0
803	792	12.00	0.0541	-78.2021	0.0000	0.0000	0.0541	101.8029	0.0000	11.8004	0.0000	244.0	244.0
792	793	30.00	0.0361	-78.2020	0.0000	0.0000	0.0361	101.8029	0.0000	11.8004	0.0000	244.0	244.0
793	799	31.00	0.0180	-78.2019	0.0000	0.0000	0.0180	101.8028	0.0000	11.8005	0.0000	244.0	244.0
799	794	2.00	0.0180	-78.2019	0.0000	0.0000	0.0180	101.8028	0.0000	11.8005	0.0000	840.0	0.0
785	791	2.00	0.0180	-78.1949	0.0000	0.0000	0.0180	101.8051	0.0000	-168.1949	0.0000	840.0	0.0
785	796	23.00	16.5659	-18.3730	16.5388	161.7888	0.0541	101.8029	0.0001	-105.4767	0.0076	244.0	244.0
800	804	14.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	244.0	244.0
804	805	11.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	244.0	244.0
796	803	11.00	0.0541	-78.2021	0.0000	0.0000	0.0541	101.8029	0.0000	11.8004	0.0000	244.0	244.0
802	786	0.00	0.0180	-78.1950	0.0000	0.0000	0.0180	101.8042	0.0000	-168.1954	0.0000	840.0	0.0
790	789	23.00	0.6412	-22.3865	0.6124	161.8036	0.0541	101.8044	0.0000	-110.8152	0.0000	244.0	244.0
789	798	30.00	0.6312	-21.0321	0.6124	161.8036	0.0361	101.8043	0.0000	-109.9994	0.0000	244.0	244.0
797	795	2.00	16.5388	-18.2109	16.5388	161.7888	0.0000	0.0000	0.0001	-108.2111	0.0007	244.0	244.0
802	787	1.00	0.6124	-18.1950	0.6124	161.8036	0.0000	0.0000	0.0000	-108.1957	0.0000	244.0	244.0

Perda total nos trechos(kVA) : 0,015

*** Resultados nos Trechos no Período da Noite

De	Para	Comp(m)	Mod.IA(A)	Ang.IA(°)	Mod.IB(A)	Ang.IB(°)	Mod.IC(A)	Ang.IC(°)	Mod.IN(A)	Ang.IN(°)	Perda(kVA)	IadmF	IadmN
			16.2737	-44.4138	10.4387	161.7966	8.3095	101.7823	0.0130	-150.3113			
796	797	21.00	9.3373	-18.1851	9.3373	161.7959	0.0000	0.0000	0.0031	-108.1946	0.0022	244.0	244.0
798	788	2.00	1.0387	-78.1261	0.0000	0.0000	1.0387	101.7727	0.0018	-168.1767	0.0000	840.0	0.0
799	800	41.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	328.0	244.0
800	801	31.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	328.0	244.0
798	802	30.00	1.8537	-47.1486	1.1014	161.8024	1.0387	101.7690	0.0031	-142.9804	0.0001	244.0	244.0
785	790	32.00	4.8009	-66.6745	1.1014	161.8024	4.1547	101.7778	0.0071	-157.4591	0.0008	244.0	244.0
803	792	12.00	3.1161	-78.1476	0.0000	0.0000	3.1161	101.7808	0.0039	-168.1828	0.0001	244.0	244.0
792	793	30.00	2.0774	-78.1407	0.0000	0.0000	2.0774	101.7776	0.0030	-168.1814	0.0002	244.0	244.0
793	799	31.00	1.0387	-78.1364	0.0000	0.0000	1.0387	101.7756	0.0016	-168.1804	0.0000	244.0	244.0

799	794	2.00	1.0387	-78.1364	0.0000	0.0000	1.0387	101.7756	0.0016	-168.1804	0.0000	840.0	0.0
785	791	2.00	1.0387	-78.1949	0.0000	0.0000	1.0387	101.8049	0.0000	-168.1950	0.0000	840.0	0.0
785	796	23.00	11.2260	-32.0891	9.3373	161.7959	3.1161	101.7808	0.0061	-141.9606	0.0031	244.0	244.0
800	804	14.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	244.0	244.0
804	805	11.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	244.0	244.0
796	803	11.00	3.1161	-78.1476	0.0000	0.0000	3.1161	101.7808	0.0039	-168.1828	0.0001	244.0	244.0
802	786	0.00	1.0387	-78.1185	0.0000	0.0000	1.0387	101.7690	0.0020	-168.1748	0.0000	840.0	0.0
790	789	23.00	3.7887	-63.5450	1.1014	161.8024	3.1161	101.7741	0.0062	-155.8806	0.0004	244.0	244.0
789	798	30.00	2.7958	-58.1726	1.1014	161.8024	2.0774	101.7709	0.0048	-152.3136	0.0002	244.0	244.0
797	795	2.00	9.3373	-18.1851	9.3373	161.7959	0.0000	0.0000	0.0031	-108.1946	0.0002	244.0	244.0
802	787	1.00	1.1014	-18.1186	1.1014	161.8024	0.0000	0.0000	0.0015	-108.1581	0.0000	244.0	244.0

Perda total nos trechos(kVA) : 0,007

 * Relatrio de Folga *

*** Rede secundria 010ET087123 - ET Delta Aberto ***

Fases da UTC	Pot.nom.(kVA)	Carreg.max.(kVA)
ACN	25.000	1.929
ABN	50.000	4.002

Fases da carga	Folga 1 - Carreg. ET (kVA)
AN	37.999
BN	37.999
ABN	75.998
AB	75.998
ABCN	69.282

Barra	Fases da carga	Folga 2 - Carreg. trechos (kVA)
797	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
788	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
800	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215

	AB	52.215
	ABCN	90.438
801	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
802	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
790	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
792	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
793	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
799	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
794	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
791	AN	96.479
	BN	96.600
	ABN	192.959
	AB	192.959
	ABCN	334.215
796	AN	26.107

	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
804	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
805	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
803	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
786	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
789	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
798	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290
795	AN	26.107
	BN	26.107
	ABN	52.215
	AB	52.215
	ABCN	90.438
787	AN	27.508
	BN	27.933
	ABN	55.016
	AB	55.016
	ABCN	95.290