

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**OTIMIZAÇÃO DE ALOCAÇÃO DE FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO**

Álvaro Paulino César

Belo Horizonte
2009

Álvaro Paulino César

**OTIMIZAÇÃO DE ALOCAÇÃO DE FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Petr Iakovlevitch Ekel

Belo Horizonte

2009

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

C421o César, Álvaro Paulino
Otimização de alocação de fontes de geração distribuída em redes de distribuição de média tensão / Álvaro Paulino César. Belo Horizonte, 2009.
137f. : il.

Orientador: Petr Iakovlevitch Ekel
Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Máquinas elétricas de indução. 4. Dínamos. I. Ekel, Petr Iakovlevich. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 321.315

Álvaro Paulino César

Otimização de alocação de fontes de geração distribuída em redes de distribuição de média tensão

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

Prof. Dr. Petr Iakovlevitch Ekel (Orientador) - PUC Minas

Prof. Dr. Carlos Augusto Paiva da Silva Martins – PUC Minas

Dr. Cléber Esteves Sacramento

Prof. Dra. Rose Mary de Souza Batalha (Suplente) - PUC Minas

RESUMO

O crescimento do mercado consumidor de energia elétrica exige, do governo e das empresas privadas, novos investimentos nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Com a desregulamentação do setor elétrico no Brasil, o governo pretendeu atrair o capital privado para as áreas de geração, transmissão e distribuição. Em particular, surgiu o incentivo para que os produtores independentes, proprietários de pequenas centrais hidrelétricas ou termoelétricas, geralmente com potências de até 30 MW, conectarem-se aos sistemas de distribuição e venderem sua energia ao mercado livre, pagando apenas a taxa de uso dos sistemas de distribuição. Esse incentivo gera uma necessidade de procurar a viabilidade, de diferentes pontos de vista (diversos índices técnicos e econômicos), da conexão das fontes da geração distribuída em redes de distribuição. Levando em consideração que a natureza do problema da conexão da geração distribuída em redes de distribuição tem um caráter multicritério, o objetivo deste trabalho é uma determinação da alocação de fontes de geração distribuída, particularmente constituídas por máquinas assíncronas, com base na análise multicritério. Foi usado o método de Bellman-Zadeh para procurar a melhor conexão entre 10 pontos previamente selecionados, localizados em ramais trifásicos e com estrutura adequada à conexão.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição; Geração distribuída; Gerador assíncrono; Planejamento e operação; Tomada de decisões multicritério.

ABSTRACT

An increase of an electric energy demand requires, from the government and private enterprises, new investments in areas of generation, transmission, and distribution of electric energy. With deregulation of the Brazilian electric energy branch, the government has decided to attract private investments to generation, transmission and distribution areas. In particular, an incentive has been arisen for independent producers, owners of small hydroelectric or thermoelectric plants, generally with power no bigger than 30 MW, to connect them to distribution systems and to sell their energy to a free market, paying only a tax of using distribution systems. This incentive generates the necessity to search for the viability, from the different points of view (diverse technical and economical indices), of connecting distributed generation sources to distribution networks. Taking into account that a nature of problems of distributed generation connecting in distribution networks is of a multicriteria character, the objective of the present work is a determination of allocating distributed generation sources, particularly asynchronous machines, based on the multicriteria analysis. The algorithm of Bellman-Zadeh was used to determine the best point to connect the DG unit. Ten points were previously selected, situated in three phases branches with complete structure to make easy DG connection.

Key-words: Distribution systems; Distributed generation; Asynchronous generator; Planning and operation; Multicriteria decision making.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 Alimentador conectando a SE Barbacena 2 à PCH Salto Formoso	38
FIGURA 2 Dados do ponto primário do alimentador BCAD 212	39
FIGURA 3 Dados do alimentador BCAD 212	39
FIGURA 4 Curva típica de corrente do alimentador BCAD 212 (dia útil)	40
FIGURA 5 Curva típica de corrente do alimentador BCAD 212 (sábado)	41
FIGURA 6 Curva típica de corrente do alimentador BCAD 212 (domingo)	41
FIGURA 7 “Nuvem de pontos” que associam o kWh faturado em circuitos secundários com o kVA máximo medido	43
FIGURA 8 Curva que melhor que se ajusta à “nuvem de pontos” da Figura 7	43
FIGURA 9 Função trapezoidal	60
FIGURA 10 Função de pertinência das perdas	61
FIGURA 11 Função de pertinência do IBTC	63
FIGURA 12 Função de pertinência da oscilação de partida (ΔV %)	65
FIGURA 13 Função de pertinência da corrente de curto circuito	67

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 Estimativas e graus de qualidade	50
QUADRO 2 Estimativas de qualidade	51

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 Pontos de entrega ou conexão em ensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV	32
TABELA 2 Dados do Alimentador BCAD 212	37
TABELA 3 Variação do IBTC em função do desequilíbrio de corrente	45
TABELA 4 Variação do IBTC em função do desequilíbrio de corrente	62
TABELA 5 Perdas anuais de energias	64
TABELA 6 Valores reais e graus de pertinência dos índices quantitativos calculados pelo método multicritério com o operador somatório.....	68
TABELA 7 Valores reais e normalizados dos índices quantitativos calculados pela abordagem de Bellman-Zadeh	69
TABELA 8 Comparativo entre a solução pelo método do operador somatório e pela abordagem de Bellman-Zadeh	70

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AHP – Analytic Hierarchy Process
AIDMS – Adaptative Interactive Decision Making Systems
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
AWG – American Wire Gauge
BT – Baixa Tensão
CA – Cabo de Alumínio
CAA – Cabo de Alumínio com Alma de Aço
CHP – Combined Heat and Power
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
DG – Distributed Generating
DM – Decision Maker
EPRI – Electric Power Research Institute
FEC – Freqüência Equivalente de Interrupção por Consumidor
FO – Função Objetivo
GD – Geração Distribuída
GI – Gerador de Indução
GS – Gerador Síncrono
IBTC – Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica
IEEE – Institute of Electric and Electronic Engineers
MA – Máquina Assíncrona
MADM – Multi-attribute decision making
MCDM – Multi-criteria decision making
MI – Motor de Indução
MIDA – Máquina de Indução Duplamente Alimentada
MME – Ministério das Minas e Energia
MSVV – Máquinas Síncronas Operadas a Velocidades Variáveis
MT – Média Tensão
NCTC – Número de consumidores da BT com tensão na faixa crítica
NEC – National Electrical Code
NEMA – National Electrical Machine Association
NTC – Número total de consumidores de BT
ONU – Organização das Nações Unidas

PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PCT – Pequena Central Termelétrica
PPGEE – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
PRD – Pessoa Responsável Pela Decisão
PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PU – Valor em por unidade
PUC MG – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais
RDA – Rede de Distribuição Aérea
RDR – Rede de Distribuição Rural
RT – Regulador de Tensão
RTD – Responsável pela tomada de decisão
SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition
SD – Sistema de Distribuição
SE – Subestação de Distribuição
SEI – Sistema Ininterrupto de Energia
TE – Tarifa de Energia
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais
UPS – Uninterruptible Power System
USCA – Unidade de Supervisão de Corrente Alternada

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.1 Considerações iniciais.....	12
1.2 Justificativa.....	14
1.3 Objetivo	19
1.4 Pesquisas correlatas	19
1.5 Organização do trabalho	23
2 MODELOS E MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO	26
2.1 Posições iniciais	26
2.2 Tomada de decisões com multicritérios	28
2.3 Aplicação da abordagem de Bellman-Zadeh para a tomada de decisões em ambiente nebuloso para a análise de modelos com multicritério	30
2.4 Funções objetivo e método para a determinação de suas importâncias na alocação das fontes da geração distribuída	31
3 MODELAGEM COMPUTACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO E APLICAÇÃO DO MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO	35
3.1 Características elétricas do alimentador do caso base	35
3.2 Alternativas de alocação da GD.....	45
3.3 Análise quantitativa e conjuntos fuzzy.....	46
3.4 Matriz de comparações das alternativas.....	49
3.5 Métodos de otimização multicritério	52
3.5.1 Método de comparação de par de qualidade (método individual de qualidade)	52
3.6 Formulação baseada no autovetor	55
3.7 Índice de consistência	56
3.8 Normalização das estimativas do RTD.....	57
3.9 Otimização multicritério pelo método de Bellman-Zadeh e por conjuntos fuzzy	58
3.9.1 Função de pertinência de perdas	59

3.9.2 Função de pertinência do IBTC.....	61
<u>3.9.2.1 Função de pertinência da oscilação da partida do GI (ΔV %)</u>	64
<u>3.9.2.2 Função de pertinência da corrente de curto circuito subtransitória</u>	65
<u>3.9.2.3 Resultado da otimização multicritério pelo método do operador somatório</u>.....	67
<u>3.9.2.4 Resultado da otimização multicritério pela abordagem de Bellman-Zadeh</u>.....	68
4 CONCLUSÕES	73
5 PROPOSTAS DE DESENVOLVIMENTO FUTURO	76
REFERÊNCIAS.....	78
APÊNDICES	85
ANEXOS	102

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

O sistema de geração do Brasil é predominantemente formado por grandes usinas hidrelétricas, a maior parte delas construídas com recursos públicos na época em que o sistema elétrico era estatal.

O modelo estatal foi mantido durante décadas porque a construção de grandes hidrelétricas não era atrativa para a iniciativa privada, uma vez que exigiam grandes aportes de capital com longo prazo de retorno.

Com a desregulamentação do setor, o governo pretendeu atrair o capital privado para as áreas de geração, transmissão e distribuição. O crescimento do mercado consumidor de energia elétrica exigiu, do governo e das empresas privadas, novos investimentos nas áreas de geração, transmissão e distribuição. Assim, surgiu o incentivo para os produtores independentes, proprietários de pequenas centrais hidrelétricas ou térmicas, com potências de até 30 MW, conectados ao sistema de distribuição, venderem sua energia ao mercado livre, pagando a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). Além disso, desde o início de década de 1980 os esforços de reestruturação do setor elétrico receberam grande atenção mundial. Mais de 20 países partiram para a criação de mercados de energia elétrica com o objetivo principal de introduzir a competição no setor elétrico. O processo de reestruturação, da mesma forma, envolve o setor elétrico do Brasil e cria os incentivos e regulamentos para a produção de energia elétrica por meio de Geração Distribuída (GD). Esses incentivos e regulamentos são motivados pela necessidade de:

- 1) Partilhar riscos entre os agentes do setor elétrico;
- 2) Reduzir os custos de atendimento às cargas;
- 3) Regular a racionalidade energética de Pequena Central Termelétrica (PCT);
- 4) Minimizar os investimentos em grandes centrais;
- 5) Reduzir custos de operação e despesas com compensação de perdas;
- 6) Reduzir emissões de poluentes;
- 7) Reduzir prazos de entrada de operação de usinas elétricas;

8) Facilitar o atendimento da demanda de pico.

Os incentivos e regulamentos para a implantação de unidades GD são descritos nas referências (COMMISSION, CALIFORNIA ENERGY, 2002; ELETROBRÁS, 2008; FONTELA, 2005; FRAGA, 2008; GOVERNO DE PORTUGAL, 1988; GRIFFIN, 2000; HADJSAID, CANARD, & DUMAS, 1999).

Os principais fatores que determinaram o crescimento das unidades de GD nas redes de distribuição são:

- Experiência adquirida com GD e tendências mundiais no seu emprego;
- Perspectivas de desenvolvimento do setor de energia elétrica do Brasil, associadas com o aumento da demanda de energia elétrica geral e mudanças do perfil de carga em algumas regiões;
- Aumento significativo de risco dos negócios energéticos.

Seguindo a tendência mundial, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (1999) determina que as distribuidoras procurem sempre viabilizar, técnica e economicamente, o livre acesso da GD em suas redes de distribuição e de transmissão.

Dessa forma, surge a necessidade de estudos associados com efeitos de inserção de fontes de GD por parte das concessionárias. Os efeitos mais importantes são a influência da GD nos níveis de perdas de potência e de energia, nos níveis de curto-circuito, no controle de reativos e na tensão.

A escolha do ponto de conexão deve ser tal que acarrete menos gastos em obras de reforço da rede por parte da distribuidora e da infra-estrutura de conexão, do lado do proprietário da GD. Além disso, no ponto de conexão a GD deve propiciar a redução das perdas e não interferir na coordenação da proteção. Por último, se a GD for constituída de gerador de indução (GI), na partida do motor de indução (MI), no ponto escolhido, não poderá haver oscilação de tensão superior a 5%.

Entretanto, apesar dos incentivos oficiais, pequenos aproveitamentos hidrelétricos não eram viabilizados devido ao alto custo dos equipamentos e da manutenção do sistema. Além disso, é difícil para a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) garantir energia firme para o mercado consumidor e renda ininterrupta para

seu proprietário, devido às seguintes limitações:

- Quando a PCH opera a fio d'água, sua capacidade de geração cai muito nos períodos de seca;
- Quando há reservatório de acumulação, sua área é limitada a 3 km², insuficiente para manter a geração durante todo o ano.

Esses aspectos também são desencorajadores de novos empreendimentos.

1.2 Justificativa

Os dados apresentados pela California Energy Commission (CEC) (2002) indicam que nos Estados Unidos, até 2010, aproximadamente 25% dos novos projetos de geração serão baseados na GD. No Estado da Califórnia a GD e a cogeração suportam 25% do pico de demanda do sistema. Vários fatores sinalizam que a GD poderá se tornar importante para atender ao crescimento da demanda de energia no Brasil, tais como:

- O esgotamento dos grandes potenciais hidráulicos próximos das grandes concentrações de cargas;
- A insuficiente oferta de gás natural para as grandes usinas térmicas;
- O crescimento da oferta de combustíveis renováveis tais como bagaço de cana, e biodiesel;
- O rápido crescimento das cargas da agroindústria.

O aumento da demanda, nos alimentadores rurais no Brasil, já é impulsionado pelo agronegócio, onde são usados grandes motores de irrigação.

Além disso, para levar energia aos irrigantes, é necessário ampliar a rede de distribuição e construir alimentadores com grandes extensões.

Com a eclosão da crise econômica mundial em 2008, a tendência atual é no sentido de adiar os investimentos previstos para os setores de mineração, siderurgia e automobilístico. Sem descartar a desaceleração da economia, o próprio crescimento vegetativo do Brasil, de acordo com a Organização das Nações Unidas

(ONU) (2006), foi igual a 1,26%, em 2006. Isso sinaliza para o crescimento da demanda por serviços básicos no país, tais como: saneamento básico, abastecimento de água, educação e saúde.

Todos esses serviços acarretam forte demanda de energia elétrica. Do ponto de vista de perspectivas de concessionárias de energia elétrica, as fontes de GD permitem "levar potência para carga" (ECKHART, 2006) e podem ajudar na resolução dos problemas relativos à queda de tensão, confiabilidade do sistema e atendimento ao pico de demanda (EKEL, 2003; KURI; REDFERN & LI, 2004;

As perspectivas da concessionária são:

- Melhoria na capacidade de transmissão;
- Melhoria na capacidade de distribuição.

As perspectivas do usuário são:

- Uso eficiente da energia de fontes combinadas (calor e energia elétrica);
- Melhoria da disponibilidade devido a fontes de reserva;
- Incentivos da distribuidora para prover capacidade de reserva.

As perspectivas dos produtores independentes são:

- Formação de mercado comprador de energia;
- Venda de serviços auxiliares (potência reativa, capacidade de reserva etc.).

Há um efeito fundamental causado pela GD relacionado à redução do impacto ambiental (COMISSION, CALIFORNIA ENERGY, 2002; DUDHANI, SINHA, & INAMDAR, 2006; ECKHART, 2006; RAMAKUMAR & CHIRADEJA, 2004; TERGAZARIAN & KAGAN, 1992; XUEGUANG, 2004).

Quando as unidades de GD são construídas com PCH ou PCT que utilizam bicomcombustíveis, há uma melhoria nas condições ambientais. Isso ocorre porque, ao retirar carbono armazenado nos depósitos de combustíveis fósseis, a uma taxa muito superior à da absorção de carbono pelo ciclo natural, as atividades humanas tendem a aumentar a concentração de CO² na atmosfera. Entretanto, Fraga (2008),

afirma que o pequeno consumidor brasileiro não irá sentir imediatamente os benefícios das novas tecnologias das micro-usinas, por estar ainda atrelado à concessionária local e impossibilitado de escolher seu fornecedor de energia elétrica, pelo menos por enquanto.

Em contraste com todos os benefícios apresentados pela GD, sua implementação pode criar alguns problemas técnicos bastante complicados no processo de planejamento e operação tais como:

- Não observação dos limites máximo e mínimo de tensão nas barras;
- Aumento de níveis de faltas nas redes e aumento de níveis de correntes de curto-circuito.

Em Dugan & Mcdermott (2002) são abordadas as dificuldades causadas pelas GD com o aumento do nível de falta e são indicadas soluções para isso. O surgimento desses problemas, primeiramente, está associado com o fato de que os sistemas de distribuição originalmente foram criados como sistemas "passivos", com a função de fornecimento dos consumidores terminais e de forma unidirecional (do ponto de vista de fluxo de potência e de proteção). Como a utilização da GD aumenta a complexidade de controle, proteção e manutenção de sistemas de distribuição, ela pode gerar condições conflitantes no seu planejamento e operação, conforme Dugan & Mcdermott (2002); Hadjsaid, Canard, & Dumas (1999).

Estudos elétricos adequados (com base em alterações nos modelos, métodos, algoritmos e ferramentas computacionais existentes e/ou em desenvolvimento de meios de análise novos) devem ser realizados com os seguintes objetivos: não permitir a redução ou, até mesmo, melhorar a confiabilidade, qualidade e eficiência econômica do fornecimento de energia elétrica a partir da incorporação de novos agentes geradores no sistema.

As concessionárias devem se preparar para agir e tomar decisões (relacionadas à topologia das redes, redistribuição de equipamentos de comutação, reajustes de sistemas de controle de tensão, projetos de universalização do fornecimento de energia etc.) sob novas condições de planejamento e operação.

Essas condições estão associadas com a descentralização e diversificação das fontes de energia elétrica tanto no Estado de Minas Gerais, quanto em todo o país.

A solução dos problemas gerados pela aplicação de fontes de GD é complexa na visão das propriedades gerais, estruturais e operacionais dos sistemas de distribuição. Segundo Ilic; Galiana, & Fink (1998), o processo de integração de GD aos sistemas de distribuição englobam dois tipos, a saber:

- Integração técnica (alocação de fontes de GD e escolha de seus modos de operação, controle de curta duração, serviços ancilares, estabilidade de frequência, controle de tensão etc.);
- Integração com o mercado (investimentos, contratos de entrada e de longa duração; interação de curta duração com instituições de mercado etc.).

Portanto, o processo de integração introduz uma grande gama de incertezas. A consideração dessas incertezas é um meio para aumentar a adequação de modelos construídos e, como resultado, a credibilidade e eficiência das decisões factíveis baseadas em sua análise (ILIC; GALIANA, & FINK, 1998).

A consideração do fator de incerteza deve ser inerente à prática de planejamento e operação de sistemas de distribuição com GD. Além disso, os autores das pesquisas sobre o assunto reconhecem um caráter multiatributo de problemas de planejamento e operação de sistemas de distribuição com GD, incluindo os problemas de sua localização. Isso gera uma necessidade de análise desses problemas com base nos modelos e métodos de tomada de decisões multicritério. Celli (2005) diz que, em alguns casos, pode ser necessário adotar providências para evitar uma possível influência negativa das fontes de GD sobre a qualidade da energia fornecida aos consumidores. Para isso os autores desenvolveram técnicas que podem se tornar necessárias para adequar o nível de tensão das redes de distribuição devido à presença de fontes de geração distribuídas. Na obra de Celli (2005) são tratadas, especificamente, fontes de GD do tipo célula de combustível.

Costa & Coelho (2001) mostram que o perfil de um alimentador de distribuição se modifica quando uma unidade de GD injeta corrente na linha. Esse trabalho mostra que, quando unidades de GD são conectadas à uma rede de distribuição, sempre ocorre uma elevação do perfil de tensão devido à diminuição da corrente da linha. Esse aumento pode causar sobretensões. Os autores examinam a situação para carga concentrada e distribuída. Desenvolvem expressões analíticas

para determinar a máxima corrente de fontes de GD que pode ser injetada sem provocar sobretensões.

Dugan & Mcdermott (2002) abordam, com detalhes, os conflitos entre os benefícios e os inconvenientes da GD conectada à uma rede de distribuição. Esses autores citam as dificuldades sob os seguintes aspectos:

- Proteção de sobrecorrente;
- Religamento instantâneo;
- Ferrorresonância;
- Redução do nível de isolamento;
- Conexão dos transformadores e correntes de falta.

Dugan & Mcdermott (2002) consideram que a maioria dos problemas com a coordenação da proteção ocorrem em GD conectadas a alimentadores radiais.

Em redes radiais com uma única fonte um único dispositivo de proteção de sobrecorrente é suficiente para eliminar uma falta.

No caso base do alimentador BCAD-212 da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) que serve para a demonstração dos resultados de desenvolvimento do presente trabalho, a única fonte antes da conexão da GD é a subestação de distribuição. A introdução de GD pode mudar a configuração radial e tornar necessárias mudanças na filosofia de proteção.

A análise multicritério para a alocação das fontes da GD é necessária porque ela tem influência nos diferentes indicadores de modos de operação. A mudança desses indicadores não pode ser reduzida à forma única, por exemplo, monetária.

Este trabalho pretende fornecer um método sistemático de seleção de pontos de inserção de unidades de GD, que poderá se constituir em uma ferramenta auxiliar nas seguintes rotinas dos analistas dos sistemas elétricos de potência:

- Planejamento, projeto, operação e manutenção de instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Busca de alternativas energéticas e sua inserção no sistema interligado, aí incluídos GD, energia solar, eólica e da biomassa, células a combustível, hidrogênio e combustível, prevista no Programa Anual de Pesquisa e

Desenvolvimento Tecnológico CEMIG-ANEEL - Ciclo 2007/2008 (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2008);

- Atender à Diretriz para aproveitar a capacidade física do sistema de distribuição, sem comprometer seu desempenho, buscando adequar o ativo ao mercado de transporte de energia elétrica na(s) área(s) de concessão (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2008);
- Atender à Diretriz Tecnológica para desenvolvimento de novas metodologias e ferramentas de planejamento, visando à otimização do desempenho e da redução dos custos do sistema de distribuição de energia elétrica de média tensão da CEMIG Distribuição S.A. (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 2008).

1.3 Objetivo

O trabalho tem como objetivo final a elaboração de modelo e método para a alocação ótima das fontes de geração distribuída com base na abordagem multicritério em colocações que plenamente correspondam às exigências reais da prática de planejamento e operação.

Numa etapa subsequente será associada com a integração dos resultados do presente trabalho ao sistema corporativo GEMINI (GIS) utilizado pela CEMIG Distribuição S.A., na prática de planejamento e operação. Foi usada a abordagem de Bellman-Zadeh para a determinação do melhor ponto de conexão da GD com GI, entre dez previamente selecionados (BERREDO, 2004). O Método do Operador Somatório foi usado, subsidiariamente, para comparar a hierarquia de importância dos pontos por meio dele selecionados com a correspondente importância atribuída aos mesmos pontos pela abordagem de Bellman-Zadeh. Também foi estudada a forma como esses dois métodos consideram o peso dos índices otimizados (BARIN, 2007).

1.4 Pesquisas correlatas

As questões gerais relacionadas à geração distribuída, incluindo sua definição e classificação, são consideradas em: Ackermann; Anderson & Soder, (2001), Dugan & Prace (2002), Keane & O'malley (2005b).

Em particular, Ackermann, Anderson, & Soder (2001) definem a geração distribuída como qualquer fonte de potência conectada diretamente à rede de distribuição ou à rede particular, da propriedade de consumidor. A análise dos trabalhos indicados acima mostra que não existe uma opinião única sobre o limite superior da capacidade da unidade de geração distribuída. Por exemplo, na Suécia, o termo de geração distribuída está associado com capacidade menor do que 1,5 MW. Na Austrália, a geração distribuída é definida como a geração de potência menor do que 30 MW. Na Inglaterra e País de Gales, a capacidade superior da unidade de geração distribuída é 100 MW.

De acordo com o Electrical Power Research Institute (LAMARRE, 1993) é considerada como geração distribuída qualquer fonte geradora com as seguintes características:

- Instalação modular de geração - conectada ao longo de uma rede de distribuição ou transmissão – visando a diminuir os custos dos serviços;
- Dotadas de motores diesel ou outro tipo de máquina de combustão interna, pequenas turbinas a gás, células de combustível e fotovoltaicas, baterias e outros tipos de tecnologia de armazenamento de energia;

Ao mesmo tempo, a Agência Nacional de Energia Elétrica (1999) define o limite superior da unidade de geração distribuída em 30MW (se a unidade é pequena central hidrelétrica, também é definida a superfície de reservatório máxima: 3 km²).

O número de trabalhos relacionados à modelagem dos modos de operação de redes de distribuição com presença de geração distribuída é pequeno. É possível indicar somente os trabalhos de: Dugan & Prace (2002) e Dugan (2003) dedicados à essa importante questão.

Os trabalhos de: Ackermann; Anderson & Soder (2001), Chiradeja (2005), Fraga (2008), Keane & O'malley (2005a) são relacionados à análise de diversos efeitos positivos criados pela utilização de geração distribuída. Os trabalhos de: Borges & Falcão (2006), Chiradeja (2005), Ackermann, Anderson, & Soder (2001), Fraga (2008) e Keane & O'malley, (2005a) são direcionados à avaliação da influência de geração distribuída no nível de perdas. As questões de aumento de qualidade de energia associado com utilização de geração distribuída são discutidas

em Chiradeja (2005), Mcdermott & Dugan (2001). No trabalho de Dudhani, Sinha, & Inamdar (2006), são refletidos os resultados de estudos de racionalidade de uso de geração distribuída para o gerenciamento de demanda máxima, bem como em: Ackermann, Anderson, & Soder (2001), Borges & Falcão (2006), Chiradeja (2005), Dudhani, Sinha, & Inamdar (2006), Fraga (2008), Keane & O'malley (2005b), Mcdermott & Dugan (2001).

O impacto de geração distribuída na estabilidade de tensão nos sistemas de distribuição é analisado em: Jenkins & Strbac (1997) e Mcdermott & Dugan (2001).

Finalmente, o trabalho de Fontela (2005) reflete os resultados de estudos de impacto de geração distribuída na robustez de sistemas de potência, particularmente para os estados de emergência.

Há tentativas de avaliação de efeitos mútuos para diferentes indicadores que refletem a confiabilidade, qualidade e eficiência econômica de funcionamento de sistemas de distribuição com geração distribuída. Por exemplo, o trabalho de Borges & Falcão (2006) inclui uma tentativa de avaliação mútua de influência nas perdas e qualidade de tensão. Além disso, associa a confiabilidade aos índices de qualidade de energia. Chiradeja (2005), Chiradeja & Ramakumar (2004) apresentam uma abordagem para quantificar os benefícios separados (melhoria no perfil de tensão, redução de perdas e diminuição de nível de poluições) relacionados à utilização de geração distribuída e para elaborar uma avaliação integrada desses benefícios.

Entre os trabalhos dedicados ao controle de tensão é possível distinguir as publicações de: Borges & Falcão (2006), Conti, Raiti, & Tina (2003), Iyer, Ray, & Ramakumar (2005), Mcdermott & Dugan (2001).

Os resultados de Canha (2003), que é dedicado à análise e otimização de qualidade de tensão com objetivo de adequar os níveis de tensão às alterações provocadas pela presença de fontes de geração distribuída, são mais interessantes do ponto de vista de implementação prática. Esses resultados permitem uma escolha separada ou conjunta de condições de controle de tensão para subestações equipadas com transformadores com tapes de comutação sob carga e tapes fixos de transformadores de distribuição.

As questões de operação de sistemas de distribuição com presença de geração distribuída são discutidas em: Ackermann & Knyazkin (2002); Canha (2003); Debs (1987); Dudhani, Sinha, & Inamdar (2006); Dugan & Mcdermott

(2002); Fontela (2005); Handschin (2006); Wallace & Harrison (2003).

Em particular, no trabalho de Wallace & Harrison (2003) foi apresentado um “sistema computacional” que integra funções de operação e também de planejamento energético para sistemas de distribuição com geração distribuída. As funções relacionadas à operação são realizadas por um sistema do tipo de supervisão, controle e aquisição de dados (SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION – SCADA). Para a determinação do melhor opção de operação de unidades de geração distribuída, esse problema é modelado como uma coordenação hidrotérmica utilizando o método de otimização dinâmica para sua solução.

Ao contrário do trabalho de Albuquerque & Souza (2007), os resultados apresentados em Xueguang (2004) têm um caráter preliminar e são relacionados, primeiramente, à função de operação associada com segurança de sistema de distribuição. A realização dessa função, levando em consideração o nível alto de incerteza na operação, é associada com controles baseados na lógica fuzzy.

Keane & O'malley (2005b) apresentam os “modelos e métodos” que podem servir para o desenvolvimento de uma ferramenta eficiente destinada à otimização de operação coordenada de unidades de geração distribuída, levando em consideração as incertezas de preços de energia, de demanda e de contribuição dessas unidades. Usando essa ferramenta, o operador de usina elétrica virtual é capaz de determinar seu ponto de operação ótimo econômico, tendo em vista consideração de restrições técnicas e econômicas e também as diversas incertezas existentes. Para a simulação e análise dessa tecnologia, as extensões de programação estocástica aos programas mistos inteiros foram desenvolvidas. De tal forma, a modelagem de incertezas é baseada na abordagem estocástica.

Anteriormente já foi dito que a conexão das unidades de geração distribuída aumenta a complexidade de operação, proteção e manutenção de sistemas de distribuição e pode gerar condições conflitantes. As importantes questões dos estudos de diferentes aspectos relacionados às essas condições e sua superação são consideradas em: Dugan & Mcdermott (2002); Keane & O'malley (2005a); Keane & O'malley (2005b); Tomsovic & Hiyama (2001); Wallace & Harrison (2003).

Os modelos e métodos destinados à alocação de fontes de geração distribuída são considerados em: Borges & Falcão (2006); César & Pantuzzo (2006); Chiradeja (2005); Celli (2005); Griffin (2000); Keane & O'malley (2005b); Kuri,

Redfern & Li (2004); Rau (1994); Wang & Nehrir (2004).

As abordagens analíticas são utilizadas em: Wang & Nehrir (2004). O trabalho de Spier (2004) é associado com a utilização de algoritmo de segunda ordem para a definição de potências de unidades de geração distribuída nos nós selecionada para maximizar benefícios potências (perdas de potência ativa, perdas de potência reativa ou carga de linhas separadas).

Provavelmente, o trabalho de César & Pantuzzo (2006) apresenta uma tentativa única de utilização de modelo multicritério para a solução do problema, levando em consideração o preço de reforço da rede, de energia, de perdas de energia e preço de energia não suprida. Entretanto, levando em consideração que as estimativas de preço para todos os indicadores são conhecidas, não é clara a orientação na análise multicritério.

Os trabalhos de El-Khattam, Hegazy & Salam (2005); El-Khattam & Rau (1994); Spier (2004) apresentam as tentativas de construção e análise de modelos de planejamento de sistemas de distribuição com integração de geração distribuída.

Dentro da ótica de processos de desregulamentação, as fontes de geração distribuída terão, futuramente, participação importante nos sistemas de distribuição, colaborando, inclusive na oferta de serviços ancilares. As questões de realização dessa função são discutidas em Lamarre (1993).

A abordagem de Bellman-Zadeh foi utilizada para a otimização do ponto de conexão de uma unidade de GD, constituída por GI na rede de média tensão de um alimentador da CEMIG. O desenvolvimento mostrado na subseção 3.6, foi usado, em conjunto com as técnicas de hierarquização de Saaty (1991) para estabelecer os graus hierárquicos entre os critérios de otimização de uma conexão de GD (BELLMAN & ZADEH, 1970).

1.5 Organização do trabalho

Esta dissertação está dividida em capítulos que mantêm, entre si, a necessária correlação.

O capítulo 1, que consiste na Introdução, apresenta uma idéia geral das características do sistema de distribuição e das unidades de GD a ele conectadas. As mudanças no sistema elétrico do país, decorrentes da desregulamentação do setor, são examinadas ao lado das tendências mundiais da busca do aumento da

eficiência energética. Foi estudado o impacto da conexão de unidades de GD nos sistemas de distribuição, do ponto de vista de perdas, controle de reativo, perfil de tensão e limitação dos níveis de curto circuito. Discutem-se as técnicas contidas nas referências bibliográficas sobre a otimização da alocação de unidades de GD em redes de distribuição. Considerando o interesse crescente dos produtores independentes brasileiros na conexão de unidades de GD com máquinas assíncronas, o capítulo aborda também as características desse tipo de conexão. Neste capítulo destaca-se a importância do trabalho, os objetivos e as particularidades desse tipo de GD.

O capítulo 2, intitulado “Modelos e métodos de otimização para solução do problema de alocação ótima de unidades de GD no sistema elétrico de distribuição”, apresenta a abordagem de Bellman-Zadeh para a tomada de decisões em ambiente nebuloso para a análise multicritério, que serve para a solução do problema de alocação ótima de unidades de GD em redes de distribuição. São discutidas as questões da construção dos coeficientes da importância das funções objetivo. Finalmente, são discutidas as funções objetivo que serão levadas em consideração na alocação ótima de unidades de GD em redes de distribuição.

No capítulo 3, “Modelagem computacional do sistema elétrico de distribuição e aplicação do sistema de distribuição e aplicação do método de otimização”, é apresentada a metodologia de otimização para a definição dos pontos ótimos para a conexão das unidades de GD. Procura-se a minimização das perdas, do número de pontos com níveis de tensão fora dos limites fixados pela ANEEL, a não violação dos níveis de curto-circuito da rede e minimização das perturbações da rede decorrentes do transitório de conexão da GD com máquina assíncrona. O método de otimização usado é o de Bellman-Zadeh.

O capítulo 4 apresenta as características especiais de funcionamento da máquina assíncrona funcionando como gerador. Analisa a transição de motor para gerador. Mostra a natureza do fator de potência do gerador de indução. Apresenta os requisitos para que um GI possa ser conectado a uma rede de distribuição. Aborda as vantagens e desvantagens desse tipo de máquina em relação ao gerador síncrono, principalmente no tocante aos conflitos introduzidos no sistema de proteção pelo último tipo de máquina.

No capítulo 5, Conclusões, chegam-se aos seguintes resultados:

- A conexão da GD, em qualquer barra, contribuiu para a diminuição das perdas do alimentador;
- O ponto de conexão com menores perdas foi o da barra da SE;
- Houve sempre uma elevação de tensão ao se conectar a GD;
- A elevação da tensão com a conexão da GD foi muito sensível ao desequilíbrio de corrente da rede.

2 MODELOS E MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO ÓTIMA DE UNIDADES DE GD NO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 Posições iniciais

A abordagem de Bellman-Zadeh (1970) foi utilizada para obter o melhor ponto de conexão. Essa abordagem de tomada de decisão em ambiente “fuzzy” é muito eficaz para a solução de problemas de otimização multiobjetivo. Sua aplicação obedece ao princípio de garantia de resultado e provê métodos construtivos para obter soluções harmoniosas, com base na análise associada de problemas *maxmin*. A título de comparação, as soluções com a abordagem de Bellman-Zadeh foram comparadas com as obtidas pelo método do operador somatório (BARIN, 2007). Este método se baseia na Teoria da Utilidade (SAATY, 1991). Com essa teoria representam-se as preferências relativas de um indivíduo entre os elementos de um conjunto, usando números reais. A intensidade cardinal inclui informação sobre a intensidade das preferências. Para se obter comparações das utilidades de alternativas de decisão, quando cada utilidade deve levar em consideração a contribuição de muitos fatores relevantes, usa-se a teoria da utilidade adicional. A teoria da utilidade adicional oferece uma abordagem positiva por meio da afirmação de que, falando a *grosso modo*, a utilidade de um todo iguala-se à soma das utilidades designadas para suas partes. Ao todo foram pesquisados 10 pontos. Os pontos de conexão foram previamente selecionados entre os ramais trifásicos, para evitar obras de conversão. Outras características escolhidas foram:

- Pontos distantes no máximo 25 km do aproveitamento hidrelétrico;
- Com razoável acesso às equipes de operação e manutenção.

A distância do aproveitamento ao ponto de conexão foi limitada em 25 km porque o custo da construção dos ramais de comprimento maior do que 25 km não se paga com a economia da redução das perdas, no horizonte de planejamento. A facilidade de acesso ao ramal de conexão é desejável, porém não é imperativa, porque a conexão da GD, com o tipo de máquina utilizada no caso base, praticamente dispensa manutenção.

De acordo com Borges & Falcão (2006), tanto na otimização monocritério como multicritério, ao analisar a qualidade dos índices de otimização podem ser considerados separadamente ou em combinações diversas, os seguintes:

- Perdas de potência;
- Perdas de energia;
- Indicadores de confiabilidade (energia não suprida, índices Duração Equivalente por Consumidor (DEC) e Frequência Equivalente por Consumidor (FEC);
- Consumo de energia de baixa qualidade, caracterizadas por tensões nas faixas crítica e precária;
- Indicador integrado de sobrecargas de rede.

Paralelamente devem ser observados os diversos tipos de restrições operacionais, como:

- Capacidades dos elementos das redes de distribuição;
- Capacidade dos transformadores das subestações;
- Parâmetros técnicos dos dispositivos de medição e proteção;
- Presença dos dispositivos de comutação;
- Fixação do estado dos dispositivos de comutação.

Muitos trabalhos citados no item anterior estão relacionados com a solução de problemas de planejamento e operação de sistemas de distribuição com presença de geração distribuída. A maioria deles é direcionada ao aumento de confiabilidade, qualidade e eficiência econômica de fornecimento de energia elétrica.

Atualmente, à rede de distribuição de Média Tensão (MT) da CEMIG são conectadas na maioria pequenas centrais hidrelétricas. Com isso em mente, surge o interesse na avaliação da racionalidade de utilização dos outros tipos de fontes de geração distribuída que potencialmente podem ser conectados às redes da CEMIG Distribuição S.A.

A estratégia de planejamento de curto prazo é muito importante. Os cálculos experimentais realizados em algumas concessionárias mostram que até mesmo

pequenas fontes de GD instaladas em pontos ótimos permitem reduzir as quedas de tensão nos alimentadores em até 15% e as perdas de potência em mais de 25% (BARIN, 2007).

É natural que a elaboração das técnicas para busca dos pontos ótimos de conexão de fontes de geração distribuída deve ser realizada com base em abordagem multicritério, considerando-se fatores como qualidade de energia, facilidade de operação, e não inclusão de distúrbios na rede com a conexão da GD.

2.2 Tomada de decisões com multicritérios

Na análise dos modelos de tomada de decisões multicritério é considerado um vetor de funções objetivo $F(X) = \{F_1(X), \dots, F_q(X)\}$ e o problema está associado com otimização simultânea de todas as funções objetivo, isto é:

$$F_p(X) \rightarrow \text{extr}_{X \in L} \quad p = 1, \dots, q, \quad (1)$$

onde L é uma região factível no R^n .

De acordo com Bellman & Zadeh (1970), o primeiro passo para resolver o problema (1) consiste na determinação de um conjunto de soluções de Pareto $\Omega \subseteq L$. Embora esse passo seja útil, ele não permite que se obtenha soluções únicas. É necessário escolher uma solução particular de Pareto com a informação de um Pessoa Responsável pela Decisão (PRD). Há três abordagens para usar esta informação: a priori, a *posteriori* e adaptativa (LU et al., 2007). A abordagem preferida é a adaptativa. Ela permite que se melhore a qualidade de uma solução como resultado da transição de $X_\alpha^0 \in \Omega \subseteq L$ a $X_{\alpha+1}^0 \in \Omega \subseteq L$ considerando as informações I_α do PRD. A busca da solução pode ser representada pela forma (2) abaixo:

$$X_1^0, F(X_1^0) \xrightarrow{I_1} \dots \xrightarrow{I_{\alpha-1}} X_\alpha^0, F(X_\alpha^0) \xrightarrow{I_\alpha} \dots \xrightarrow{I_{\omega-1}} X_\omega^0, F(X_\omega^0). \quad (2)$$

O processo (2) serve para dois tipos de adaptação, a saber: adaptar o computador à preferência do PRD e o PRD ao problema (BERREDO, 2004). O

primeiro tipo de adaptação é baseado na informação recebida do PRD; o segundo consiste na execução de vários degraus $X_{\alpha}^0, F(X_{\alpha}^0) \xrightarrow{I_{\alpha}} X_{\alpha+1}^0, F(X_{\alpha+1}^0)$, que permitem ao PRD perceber a correlação entre suas próprias necessidades e possibilidades de satisfação pelo modelo. Quando se analisam problemas multicritério, é necessário equacionar algumas questões referentes aos critérios de normalização, selecionando princípios de otimalidade e considerando as prioridades de critérios. A solução para esses problemas e, portanto, o desenvolvimento de métodos multiobjetivo é realizado com os seguintes métodos: técnicas de escalarização, com imposição de restrições nos critérios, métodos de funções de utilidade, programação de metas e utilização do princípio de garantia do resultado. Antes de discutir estes métodos, deve-se ressaltar que uma importante questão na tomada de decisões com multicritérios é a qualidade das soluções obtidas (BERREDO et al. 2006; HARKER & VARGAS, 1987).

A solução tem alto grau de qualidade se os níveis de satisfação das funções objetivo são iguais ou próximos entre si (soluções harmoniosas), ou seja, se as importâncias das funções objetivo são iguais. Sob este ponto de vista, deve-se registrar a validade e adequação do método referente ao princípio de garantia do resultado que pode ser realizado com base na aplicação da abordagem de Bellman-Zadeh (1970).

A falta de clareza no conceito de “solução ótima” é a complexidade metodológica básica na solução de problemas multiobjetivo. Quando se aplica a abordagem de Bellman-Zadeh para a tomada de decisões em um ambiente “fuzzy” este conceito é definido com razoável validade: o máximo grau de implementação dos objetivos serve como um critério de otimalidade. Isto se ajusta ao princípio de garantia de resultados e fornece caminhos construtivos para se obter soluções harmoniosas (BELLMAN & ZADEH, 1970; ZIMMERMAN, 1990; EKEL, 1998). A abordagem de Bellman-Zadeh permite que se implemente um método efetivo (do ponto de vista computacional), bem como rigoroso (do ponto de vista de se obter soluções do tipo $X^0 \in \Omega \subseteq L$) para analisar modelos multiobjetivo (EKEL, 1998; EKEL; MENEZES, & SHUFFNER NETO, 2006). Finalmente, ele permite que se preserve uma medida natural de incerteza na tomada de decisões, bem como levar em consideração índices, critérios e restrições de caráter qualitativo.

2.3 Aplicação da abordagem de Bellman-Zadeh para a tomada de decisões em ambiente nebuloso para a análise de modelos com multicritério

Ao se usar a abordagem de Bellman-Zadeh, cada função objetivo $F_p(X)$ é substituída por uma função objetivo fuzzy ou por um conjunto fuzzy.

$$A_p = \{X \in L, \mu_{A_p}(X)\}, \quad p = 1, \dots, q, \quad (3)$$

onde $\mu_{A_p}(X)$ é uma função de pertinência de A_p (LU; ZHANG, RUAN & WU, 2007).

Uma solução fuzzy D construída com os conjuntos fuzzy (3) é comprovada como um

resultado da interseção $D = \bigcap_{p=1}^q A_p$ com uma função de pertinência

$$\mu_D(X) = \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X), \quad X \in L. \quad (4)$$

Seu uso permite que se obtenha a solução afirmando o máximo grau de pertinência à solução fuzzy D :

$$\max \mu_D(X) = \max_{X \in L} \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X) \quad (5)$$

Assim, o problema (1) é reduzido à busca

$$X^0 = \arg \max_{X \in L} \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X). \quad (6)$$

Para obter (6) é necessário construir as funções de pertinência $\mu_{A_p}(X)$, $p = 1, \dots, q$, refletindo um grau de satisfação na escolha da sua solução ótima pela correspondente função $F_p(X)$, $X \in L$, $p = 1, \dots, q$. Esta condição é satisfeita pelo uso das funções de pertinência:

$$\mu_{A_p}(X) = \left[\frac{F_p(X) - \min_{X \in L} F_p(X)}{\max_{X \in L} F_p(X) - \min_{X \in L} F_p(X)} \right]^{\lambda_p} \quad (7)$$

Para funções objetivo que devem ser maximizadas ou

$$\mu_{A_p}(X) = \left[\frac{\max_{X \in L} F_p(X) - F_p(X)}{\max_{X \in L} F_p(X) - \min_{X \in L} F_p(X)} \right]^{\lambda_p} \quad (8)$$

Para funções que devem ser minimizadas (BERREDO, 2004).

Em (7) e (8) λ_p , $p=1, \dots, q$ são os coeficientes da importância das correspondentes funções objetivo.

2.4 Funções objetivo e método para a determinação das suas importâncias na alocação das fontes da geração distribuída

Os resultados do trabalho de Saaty (1991) permitem avaliar as importâncias das funções objetivo envolvidas no processo da análise com base nas estimativas feitas por especialistas. No caso presente vão ser comparadas as importâncias das seguintes funções objetivo:

- Perdas;
- IBTC (qualidade de energia);
- Oscilação de tensão;
- Nível de curto circuito.

A qualidade de energia está relacionada com a manutenção dos patamares de tensão dentro da faixa adequada exigida pela ANEEL conforme Tabela 1 adiante.

TABELA 1

Pontos de entrega ou conexão em tensão nominal superior a 1 KV e inferior a 69 KV

Pontos de entrega ou conexão em Tensão Nominal Superior a 1 kV e inferior a 69 kV	
Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Fonte: ANEEL (Resolução 515, de 26 de Novembro de 2001)

O nível de perdas desejado é o mínimo entre os valores aceitáveis. Conforme Barin (2007), os níveis de perdas podem ser classificados conforme adiante:

- Perdas baixas: menores do que 2%;
- Perdas aceitáveis: de 6 a 10%;
- Perdas altas: de 10% a 14%;
- Perdas excessivas: maiores do que 14%.

Nos casos em que há vários alimentadores (objetos) para a escolha da conexão de uma unidade de GD constituída, por exemplo, por uma Pequena Central Térmica (PCT), pode ser que a melhor escolha da alocação seja no ponto de um determinado alimentador onde as perdas sejam altas. Onde as perdas já são baixas não haverá grande benefício econômico com a sua redução. Pode ser que, nos pontos onde a perda é excessiva, o melhor caminho para reduzi-las exija o aumento da bitola dos condutores da rede ou a compensação de reativos.

Entretanto, quando a GD é constituída de uma PCH, não há muita liberdade de conectá-la em pontos distantes do aproveitamento hidroelétrico devido aos elevados custos das linhas de conexão.

Pode ocorrer, entretanto, que uma pequena mudança na topologia da rede resulte em uma redução substancial das perdas. Nesse caso, o que se aconselha é procurar o ponto onde se alcance a maior redução das perdas com o mínimo valor de obras para a extensão da rede ao ponto de aproveitamento hídrico.

No tocante à qualidade de energia, um IBTC (índice de unidades consumidoras (barras) com tensão na faixa crítica), pode ser limitado a 3,7 (134 pontos entre os 3644 nós no alimentador). Esse é o número máximo de pontos com tensão na faixa crítica sem a presença da GD. De 0 até 3,1 o IBTC pode ser considerado aceitável, já que o máximo número de pontos de tensão na faixa crítica é de 114, com a GD conectada.

Por razões técnicas, a oscilação de tensão na partida da máquina assíncrona não pode ser maior do que 5% (GOVERNO DE PORTUGAL, 1988; ELETROBRÁS, 2008). Quanto menor a oscilação de tensão, menor são os distúrbios causados aos consumidores ligados à rede.

Na maioria dos casos o especialista estima a importância dos objetos utilizando as notas no intervalo de [0,10], podendo ser utilizadas frações ou estimativas idênticas para objetos diferentes. Neste trabalho, entretanto, as notas ficarão restritas ao intervalo de [0,9], levando em consideração o trabalho de Miller (1956).

O processo de hierarquização dos índices de importância dos atributos será feito preenchendo-se uma matriz de graus de importância, partindo da comparação dos atributos, conforme o diagrama adiante (SAATY, 1991):

Atributos	A	B	C	D
A				
B				
C				
D				

Por convenção a matriz sempre é preenchida comparando-se a característica que aparece na coluna à esquerda em relação à característica que aparece na linha superior. Após o preenchimento de todas as comparações paritárias, tem-se uma matriz com quatro linhas e quatro colunas (matriz 4X4).

As entradas da matriz são obtidas, colocando-se na posição (A, B), onde a linha A encontra a coluna B, os números que obedecem às condições adiante:

- Se A e B forem iguais em importância, colocar 1;
- Se A for um pouco mais importante do que B, colocar 3;
- Se A for muito mais importante do que B, colocar 5;

- Se A for claramente ou muito fortemente mais importante do que B, colocar 7;
- Se A for absolutamente mais importante do que B, colocar 9.

Um elemento é igualmente importante quando comparado com ele próprio; portanto, onde a linha A encontra a coluna A (posição (A, A)), coloca-se 1. Então a diagonal principal de uma matriz tem de consistir de números 1. Escrevem-se, então, os valores recíprocos apropriados: 1, 1/3, ...; ou 1/9, onde a coluna A encontra a linha B, isto é na posição (B, A) para as comparações inversas (B, A). Os números 2, 4, 6, 8 e seus recíprocos são usados para facilitar comparações entre julgamentos levemente diferentes.

Se o especialista atribui as notas $y_1, y_2, y_3, \dots, y_n$, aos n critérios, a Equação (9) permite avaliar λ_n da seguinte forma:

$$\lambda_n = \frac{y_n}{\sum_{q=1}^n y_q} \quad (9)$$

A obtenção da Equação (9) é mostrada na subseção 3.6

3 MODELAGEM COMPUTACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO E APLICAÇÃO DO MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO

3.1 Características elétricas do alimentador do caso base

Os valores das funções objetivo necessários para a escolha da alocação de unidades de GD com GI foram obtidos dos relatórios de fluxo de potência emitidos pelo aplicativo de fluxo de potência PSS ADEPT 5.3.2 (SIEMENS, 2005) da empresa Siemens. Os relatórios inicialmente foram emitidos sem a GD e, depois, com ela conectada em pontos diversos do alimentador BCAD 212 (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – Sistema Georeferenciado de Informações - GEMINI, 2009), compreendendo 10 alternativas de conexão diferentes.

A escolha do alimentador BCAD 212 deveu-se ao fato de existir uma proposta (com estudo concluído) de conexão de uma PCH com máquina assíncrona no mesmo. É importante notar que as curvas de carga para a análise deste trabalho foram atualizadas. No estudo original do Anexo A, feito para atender a solicitação do acessante, no horário de carga leve, a demanda do alimentador BCAD 212 era bem maior do que a atual, no mesmo período. No Anexo A são dados os resultados das condições de operação do alimentador com a GD com a carga original (antiga). Naquela oportunidade, o estudo de acesso foi feito para uma máquina de 500 kW. Com a redução da demanda no horário fora de ponta, foi refeito o estudo para a liberação de apenas 200 kW pela GD, mediante negociação com o acessante. A razão disso é que, aumentando a potência a ser liberada pela GD (para grandezas acima de 200 kW), o número de pontos com tensão acima da faixa crítica ultrapassa 111 (APÊNDICE C - Tabela 3). Com a GD conectada no nó 1187588 aparecem 99 pontos com tensão acima da faixa crítica na fase A, e 12 pontos na fase C. No alimentador BCAD 212 há 2 Reguladores de Tensão (RT) e 2 bancos de capacitores. Os RT e os capacitores são necessários, no período de carga máxima, para manter o nível de tensão em patamar adequado. Ao se conectar a GD torna-se necessário escolher entre desativar os RT e banco de capacitores, para aumentar a potência liberada pela GD, ou manter os RT e banco de capacitores em operação e limitar a potência a ser liberada pela GD em 200 kW. É usual não desativar os dispositivos de regulação, mesmo com a conexão de uma GD. Isso acontece porque, em períodos de indisponibilidade da GD, os Reguladores de Tensão (RT) e

bancos de capacitores são necessários para evitar que haja muitos pontos com tensão abaixo da faixa adequada, no horário de ponta. Fica caracterizado um conflito entre os benefícios da GD e o inconveniente de elevar o número de pontos com tensão acima da faixa crítica, no horário de carga leve. Como as unidades de GD, com aproveitamento hidrelétrico, podem-se tornar indisponíveis na época de seca, os RT e bancos de capacitores devem ser mantidos em operação para manter o nível de tensão adequado, no horário de ponta. É necessário, portanto, se encontrar uma situação de equilíbrio, seja negociando com o acessante a diminuição da potência a ser liberada pela GD, seja diminuindo a potência dos RT e capacitores. Ambas as soluções podem se tornar necessárias.

Os relatórios, constantes do Apêndice C e as Tabelas do Anexo A permitem comparar as condições de operação do alimentador sem a GD e com esta conectada a 10 pontos distintos. Os resultados finais constam da 3, onde aparecem 10 alternativas de conexão. As tabelas fornecem dados sobre:

- Tensões em barras específicas;
- Perdas totais;
- Correntes de curto-circuito em barras específicas;
- Correntes de partida do MI;
- Oscilação de tensão durante a partida do MI.

Para efeito de comparação das vantagens de operação da GD com máquina assíncrona em relação à GD com gerador síncrono, foi incluído o Apêndice A, baseado nas referências de: César & Pantuzzo (2006); Dawes (1974); ELETROBRÁS (2008); Governo de Portugal (1988). Neste apêndice são abordadas as influências dos parâmetros da rede nas condições de operação do gerador síncrono.

A Tabela 2, extraída do relatório de fluxo de potência do PSS ADEPT, mostra o número de ramos (3645), número de barras (3644) e número de barras de cargas do alimentador (1716). A Figura 1 mostra o diagrama unifilar do alimentador que conecta a SE Barbacena 2 à PCH Salto Formoso.

A Figura 2 mostra os valores de tensão e demandas nos horários de carga mínima e carga máxima da SE Barbacena 2.

TABELA 2
Dados do Alimentador BCAD 212

Relatório Resumido dos Dados do Alimentador BCAD 212								
Limite Superior de Tensão: 1,05 pu				kVA Base do Sistema: 100000 00				
Limite Inferior de Tensão: 0,95 pu								
Número de ramais: 3.645				Número de derivações: 1.716				
Número total de								
Nós	Fontes	Trafos	RT	Linhas	Chaves	Capacitores	Cargas	GD
3.644	1	1	2	3.261	382	2	1.714	1

Fonte: Dados da rede – Alimentador BCAD 212 (extraído do PSS ADEPT 5.3.2), 2009

São indicados, também (Figura 2), os valores de corrente de curto-circuito trifásico, fase/fase e fase/terra na saída da Subestação de Distribuição (SE), bem como valores de perdas, fator de potência e queda de tensão.

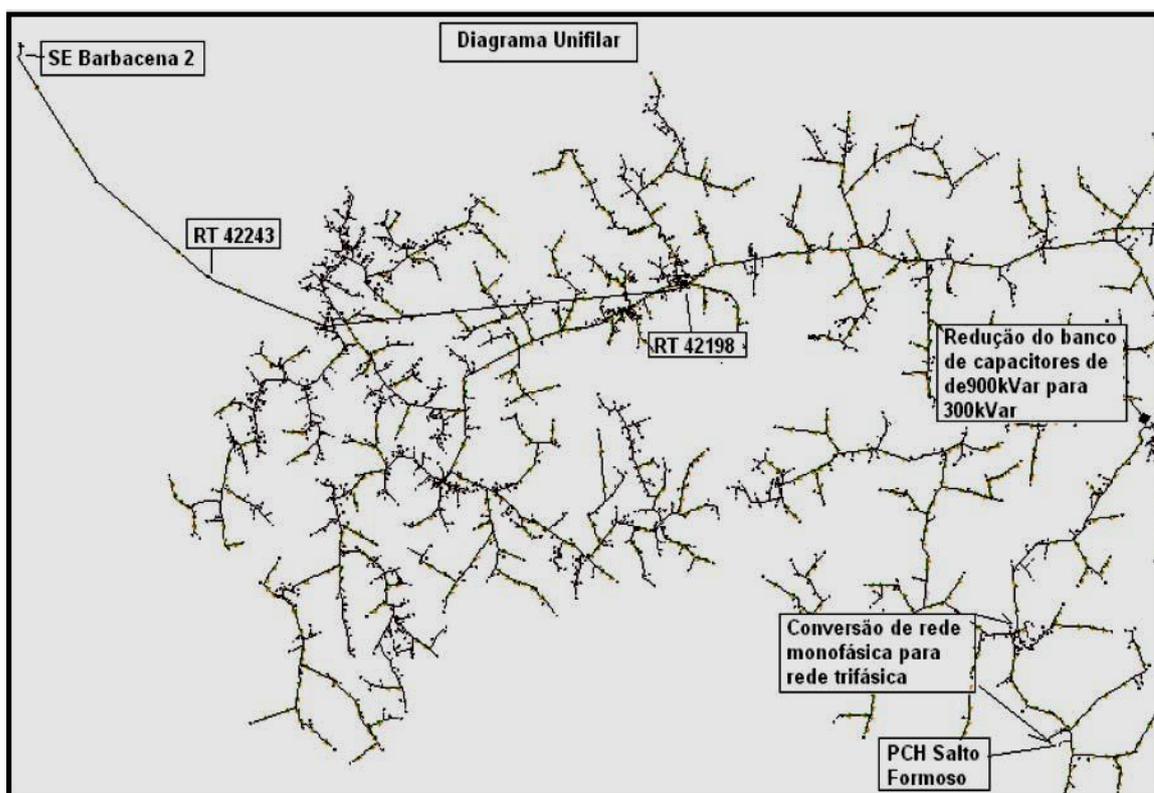


Figura 1: Alimentador conectando a SE Barbacena 2 à PCH Salto Formoso

Fonte: Dados da pesquisa (Sistema GIS da CEMIG – PROLUX), 2009

Na Figura 1 é mostrado o diagrama unifilar do alimentador BCAD 212, com o ponto de conexão da unidade de GD PCH Salto Formoso. O ponto de conexão da PCH dista cerca de 52 km (distância elétrica) do barramento de saída da SE Barbacena 2.

Dados do Ponto Primário										
Subestação / Alimentador						BCAD/212				
Dados Acumulados			Clientes		Curto Circuito					
Carga Instalada (kVA)			Secundário		(A) Ângulo					
Distribuída	4121		3743		Trifásico	4924 -89,49				
Primária	0		Primário	0	Fase/Fase	0 0,00				
Rural	15487		Rural	2674	Fase/Terra Mín	198 0,00				
					Fase/Terra Máx	4911 -89,16				
Tensão por Fase			Perdas (kW por Fase)							
Nível de Tensão(%)			Queda Tensão(%)			A B C				
Ponta	104,3	104,3	104,3	0,0	0,0	0,0	Ponta	99,0	127,0	144,0
F Ponta	103,6	103,6	103,6	0,0	0,0	0,0	F Ponta	19,0	18,0	17,0
Demanda			Fator de Coincidência Médio		Fator de Potência					
kVA por Fase			Ativo		Reativo					
Ponta	748,9	860,5	876,4	1,00	1,01	0,998	Indutivo			
F Ponta	191,2	207,2	223,1	0,25	0,89	0,998	Indutivo			

Figura 2: Dados do ponto primário do alimentador BCAD 212
Fonte: Dados da pesquisa (Sistema GIS da CEMIG – PROLUX), 2009

Na Figura 2 são mostrados os valores de corrente de curto circuito na saída do alimentador BCAD 212. O valor do curto circuito fase/terra mínimo é calculado considerando uma resistência de aterramento de 40 Ohms.

Dados do Alimentador - BCAD212									
Dados Gerais					Extensão por Tipo de Rede (Km)				
Comprimento Total	741,59	Km	Rede Urbana		Rede Rural				
Comprimento do Tronco	9,19	Km	Convencional	24,85	Convencional	713,69			
Comprimento dos Ramais	732,39	Km	Protegida	0,97	Protegida	2,02			
Número de Trafos	1714		Isolada	0,03	Isolada	0,0			
Demanda Total	3067	kVA	Subterrânea	0,0	Subterrânea	0,0			
Perdas Totais	17,3	%	Carga Instalada (kVA)						
Número de Equipamentos			Distribuída	4251	Rural	15614			
Reguladores	2	Capacitores	1	Concentrada	0	Total	19865		
Religadores	12	Seccion.	3	Número de Clientes					
CH Fusível	290	CH Tripolares	0	Secundários	3797	Rurais	2679		
CH Unipolares	56	CH Trip. - CR	0	Primários	0	Total	6476		
Auto-Trafo	0	Pt Trafo 34,5kV	0						

Figura 3: Dados do Alimentador BCAD 212
Fonte: Dados da pesquisa (Sistema GIS da CEMIG – PROLUX), 2009

Na Figura 3 é apresentado um resumo das características do alimentador BCAD 212, onde se destaca que o comprimento dos ramais é de 732,39 km. Nota-se que o percentual de perdas, sem a GD, atinge a 17%. Este alto percentual de perdas é característico de alimentadores com grande extensão de ramais com carga do tipo rural, esparsamente distribuída. Essas perdas variam muito em função da

demanda do alimentador. O perfil de demanda do alimentador é dinâmico, sendo atualizado mensalmente de acordo com as medições.

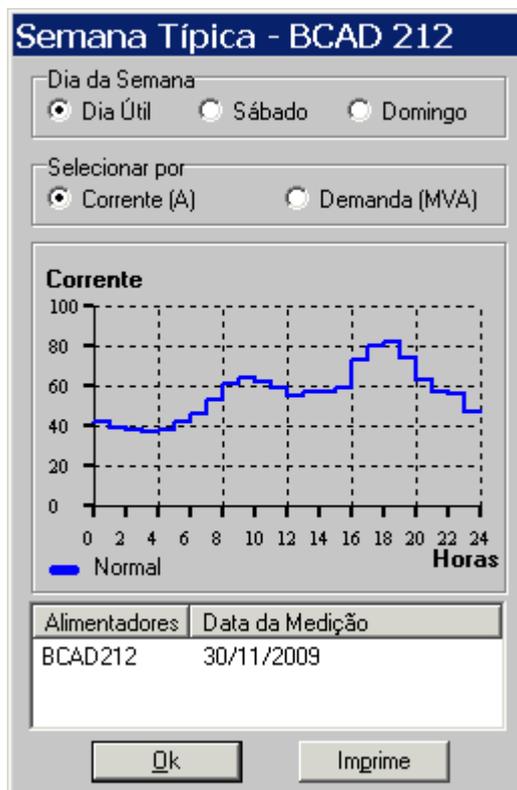


Figura 4: Curva típica de corrente do alimentador BCAD 212 (dia útil) (medição de novembro de 2009)
Fonte: Dados da Pesquisa – Sistema GIS da CEMIG – PROLUX, 2009

Na Figura 4 é mostrada a curva de carga (semana típica) do alimentador BCAD 212, referente a um dia útil. A semana típica é atualizada mensalmente, com base nas medições na saída do alimentador e em pontos importantes, como em barras onde há reguladores de tensão, religadores e bancos de capacitores.

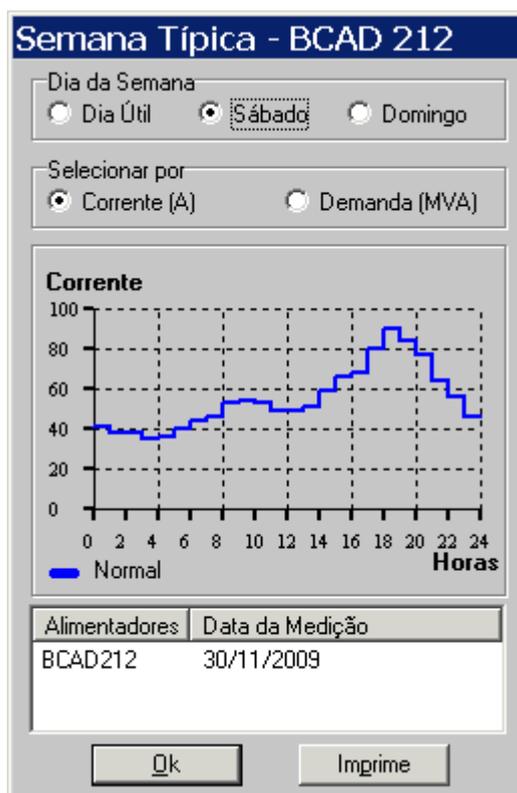


Figura 5: Curva típica de corrente do Alimentador BCAD 212 (sábado) (medições de novembro de 2009)

Fonte: Dados da pesquisa (Sistemas GIS da CEMIG – PROLUX), 2009

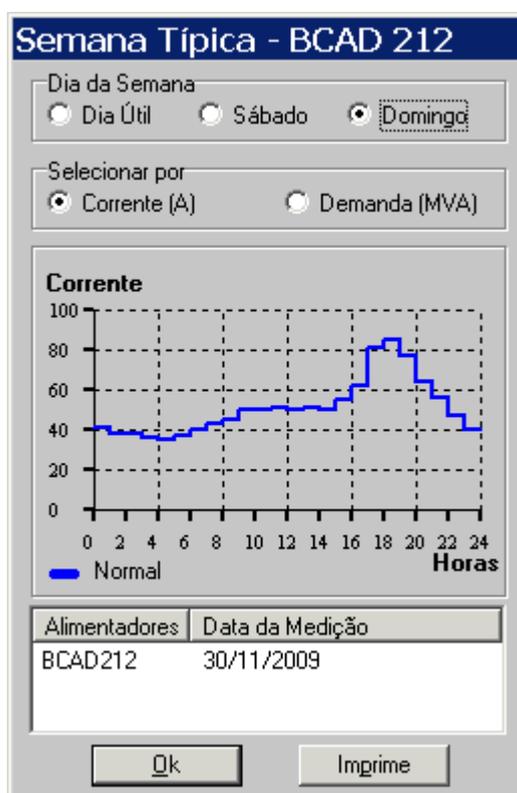


Figura 6: Curva típica de corrente do Alimentador BCAD 212 (domingo) (medições de novembro de 2009)

Fonte: Dados da pesquisa – Sistema GIS da CEMIG – PROLUX), 2009

As Figuras 5 a 6 mostram as curvas de carga para o alimentador BCAD 212 nos dias de sábados e domingos, respectivamente. Essas curvas são atualizadas mensalmente, com base nas medições, de forma análoga como é feito para a semana típica dos dias úteis.

O perfil da semana típica é construído com a demanda dos consumidores primários somada à demanda dos transformadores de distribuição. Para isso aplicam-se os fatores de contribuição à demanda máxima (medida) dos consumidores primários e usa-se a equação de correspondência entre a demanda e o consumo mensal dos consumidores secundários. A determinação da demanda dos transformadores de distribuição, no sistema georeferenciado da CEMIG (1999), é feita com a conversão do consumo dos clientes (kWh), lido no banco do faturamento, para kVA, por meio da equação de correlação entre kWh X kVA (Equação 10). Este é um método probabilístico de se obter o kVA do consumidor, uma vez que o dado não está disponível para os consumidores individualmente. As equações de correlação em uso hoje na Cemig foram determinadas por meio de estudo realizado na implantação da tarifa amarela (CEMIG, 1999). Tal estudo permitiu a determinação da demanda em por unidade (PU) e o fator de potência, hora a hora, para cada classe de consumidor, conforme Apêndice B. Como esse método é determinístico e probabilístico, deve ser sempre reavaliado para detectar possíveis desvios ou mudanças de comportamento da carga. Com esse método determina-se a demanda em kVA do transformador tomando-se o somatório do consumo dos clientes de cada classe, separadamente. A este valor aplica-se a equação correspondente para a determinação do kVA resultante para cada uma das classes supridas pelo transformador e soma-se, então, a demanda em kVA de cada uma delas para se obter o kVA total do transformador. A equação do kVA estatístico é transcrita adiante:

$$kVA = \frac{kWh \times Demanda (PU) \times 1,3}{730h \times FatPot} \quad (10)$$

onde,

- kWh = somatório dos consumos dos clientes da classe cuja demanda é calculada em um dado transformador;

- DemPU = demanda em por unidade da classe no horário referente ao cálculo (Gráficos de 1 a 5 do Apêndice B);
- FatPot = fator de potência da classe dada no horário do cálculo (Tabela 1 do Apêndice B);
- 730 = horas médias por mês do ano, considerando 365 dias multiplicados por 24 horas e o resultado dividido por 12 meses;
- 1,3 = fator de correlação entre consumo e demanda.

O fator de correlação kWh X kVA é obtido por meio de medições efetuadas em um número considerável de circuitos secundários (CIPOLI, 1993). Essas medições fornecem uma “nuvem de pontos” que associam o kWh faturado com o kVA máximo medido, conforme Figura 7. A Figura 8 mostra uma curva que se ajusta à uma “nuvem de pontos” dada (no caso particular, uma reta).

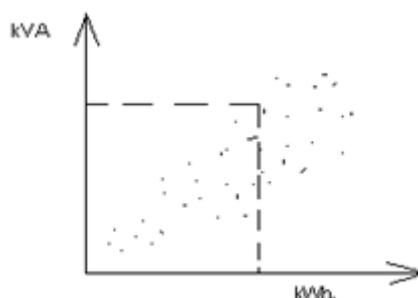


Figura 7: “Nuvem de pontos” que associam o kWh faturado em circuitos secundários com o kVA máximo medido
Fonte: CIPOLI, 1993

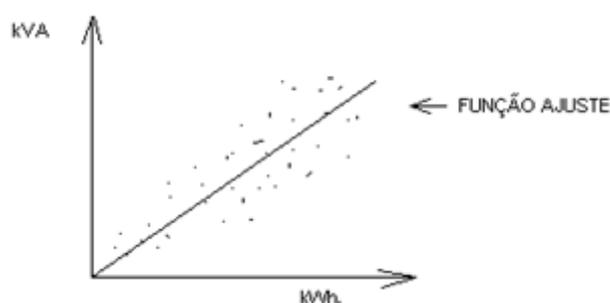


Figura 8: Curva que melhor se ajusta à “nuvem de pontos” da Figura 7
Fonte: CIPOLI, 1993

Com uma técnica matemática apropriada, como por exemplo regressão linear, chega-se à equação que melhor representa a correlação entre kWh e kVA. O kVA

obtido dessa maneira é chamado de kVA estatístico (CIPOLI, 1993). Com o valor do kVA estatístico são feitos rateios para a avaliação das cargas dos postes. Isso é possível porque o sistema possui também o consumo mensal dos consumidores atendidos por meio de cada poste. Conhecidas as cargas supridas por meio de cada poste é possível calcular as quedas de tensão e os carregamentos de toda a rede secundária por meio do aplicativo GEMINI (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS, 1999). Neste trabalho, o cálculo das perdas da rede de MT foi feito com o aplicativo de fluxo de potência PSS ADEPT (SIEMENS, 2005) e apenas para a rede de MT. As perdas do secundário não foram calculadas com o PSS ADEPT porque a interface existente entre o banco de dados do GEMINI e o ADEPT importa apenas os dados da rede primária. Vale lembrar que no banco de dados do GEMINI os transformadores de distribuição figuram como transformadores ideais, sem perdas e queda de tensão interna. O cálculo de perdas do secundário é feito hoje com a metodologia contida no Módulo VII da Resolução Normativa Nº 395, de 15 de dezembro de 2009, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2009). Em trabalhos futuros é aconselhável que seja construída uma ferramenta computacional que permita a exportação dos elementos da rede secundária (incluindo os transformadores de distribuição) do GEMINI para o ADEPT. Feito isso, o cálculo das perdas dos ramais secundários e dos transformadores de distribuição poderá ser feito diretamente com o PSS ADEPT.

O cálculo das perdas de energia da rede primária (13,8 kV), neste trabalho, seguiu, basicamente, as etapas adiante:

- Foram levadas para o ADEPT as demandas máximas na ponta e fora de ponta da Figura 2, nos respectivos postos horários;
- Para reproduzir as curvas da semana típica foram aplicados fatores de escala adequados às demandas máximas e mínimas, em cada posto horário e para cada dia da semana;
- Rodou-se o aplicativo de fluxo de potência (PSS ADEPT) para se obter o valor das perdas em unidades de potência (Watt);
- As perdas de potência em cada posto horário foram multiplicadas pelo número de dias do ano (dias úteis, sábados, domingos e feriados) e o resultado convertido em kWh.

Assim, as perdas são calculadas para cada posto horário, levando em consideração a variação do fator de potência das cargas.

Observações: No processo acima, ao número de domingos do ano foi acrescentado o número de feriados, o que equivale a considerar a curva típica dos feriados como sendo igual à curva típica dos domingos.

Foram considerados nos cálculos 252 dias úteis, 61 domingos mais feriados e 52 sábados. Os resultados das perdas de energia anuais são mostrados na Tabela 3 adiante:

TABELA 3
Perdas anuais de energia

NÓ DE CONEXÃO	PERDAS ANUAIS (kWh)
3094253	665.776,30
2524469	656.419,40
314818	663.973,60
252444	625.434,10
252437	612.831,30
1187584	664.041,20
252779	663.280,80
Nó 6	646.387,90
252760	670.753,60
1187588	671.269,80

FONTE: Dados da pesquisa (PSS ADEPT)

As perdas anuais de energia sem a GD foram calculadas em 768.524 kWh.

3.2 Alternativas de alocação da GD

Com base nos valores de perdas obtidas de acordo com o processo mostrado no item 3.1 foram construídas as tabelas de perdas da Tabela 3 acima.

Em circuitos radiais, a condição de perda mínima ocorre sempre que a fonte esteja localizada no centro de carga. A GD, no presente caso, considerando apenas

o menor custo da obra do acessante, seria inicialmente conectada ao nó 1187588, o mais próximo do aproveitamento hidroelétrico. As obras necessárias à viabilização da conexão são as seguintes:

- Construção de 0,15 km de rede de distribuição rural (RDR) trifásica com cabo de bitola 4 da American Wire Gauge (AWG), de alumínio com alma de aço (CAA) (a cargo do acessante);
- Conversão de 3,5 km de RDR monofásica de cabo 4 CAA para trifásica (a cargo da concessionária);
- Construção de 0,2 km de RDR monofásica com cabo 4 AWG, CAA.

O ponto de conexão inicial (nó 1187588), indicado pelo acessante, se situa a 150 m do local do aproveitamento hidroelétrico. A distância elétrica do nó 1187588 à SE BCAD é de 52 km (distância ao longo do alimentador). Em linha reta essa distância é de 25 km.

3.3 Análise quantitativa e conjuntos fuzzy

A ANEEL classifica a qualidade dos níveis de tensão conforme Tabela 1 do subitem 2.4. A energia é considerada de baixa qualidade quando é entregue com tensões fora dos padrões ali especificados. As faixas de tensão classificadas pela ANEEL são reproduzidas adiante:

Faixa de tensão adequada
 $0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Faixa de tensão precária
 $0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$
Faixa de tensão crítica
 $TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Neste trabalho não foi construída uma função objetivo de energia de baixa qualidade, para buscar sua otimização por via analítica, porque os valores das tensões são obtidos diretamente dos relatórios de fluxo de potência do aplicativo PSS ADEPT.

De acordo com Agência Nacional de Energia Elétrica (1999) com base nas medições amostrais efetuadas em um determinado trimestre, será calculado trimestralmente, o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (IBTC), de acordo com a seguinte fórmula:

$$IBTC = \frac{CC}{CA} \times 100 [\%], \quad (11)$$

onde:

CC = total de unidades consumidoras com leituras situadas na faixa crítica; e
CA = total trimestral de unidades consumidoras objetos de medição.

Neste trabalho foi feito um cálculo análogo, com pequenas alterações, para se determinar o índice de nós do alimentador do caso base, com tensão na faixa crítica. As alterações introduzidas nos termos da Equação do IBTC foram as seguintes:

CC = total de nós do alimentador com leituras situadas na faixa crítica, ao se conectar a GD;

CA = total de nós do alimentador, objetos de medição.

A Tabela 3 do Apêndice C mostra que, em todos os pontos de alocação observados, ocorreu nível de tensão acima de 1,05 p.u.

Outro índice a ser observado é o nível de corrente de curto circuito. Necessita-se garantir que a contribuição do GI (no caso base) para a corrente subtransitória de curto circuito não provoque esforços dinâmicos danosos aos equipamentos da SE. O GI não é afetado pela maioria dos problemas que os GS sofrem durante as faltas. Na maioria dos casos, a unidade de GD deve se adaptar ao sistema de proteção da rede onde é conectada (DUGAN, 2002). Devido aos conflitos que surgem com a conexão da GD, não há respostas fáceis e há necessidade de estudos especiais de coordenação de proteção para instalações com GD (DUGAN, 2002).

Alguns tipos de GD são incompatíveis com o religamento automático, principalmente as construídas com GS. Para que o religamento seja feito com segurança é necessário que haja tempo suficiente entre os intervalos de

religamento, para que o arco causado pela falta seja extinto. Isso implica que esse tipo de GD deve detectar a falta e se desconectar rapidamente do sistema, dentro do intervalo de religamento, caso contrário a falta é mantida. Uma falha da proteção da GD implicará no prolongamento do arco elétrico, o que equivale a aplicar uma nova falta no transformador da SE. Isso pode causar a redução da vida útil do equipamento. Ao mesmo tempo, se a GD continuar conectada durante o religamento, seus equipamentos poderão ser danificados. Numa GD com gerador síncrono, nessa situação, pode ocorrer danos ao eixo, ao sistema de acoplamento e à máquina primária, devido ao religamento fora de fase. Esses problemas são mais graves em sistemas que utilizam intervalos de religamento muito curtos, na faixa de 0,5 s a 0,2 s. Há, entretanto, dois tipos de GD em que o problema do religamento não é tão crítico, a saber: inversores de estado sólido e GI. Os inversores estáticos têm uma inércia muito pequena e, normalmente, são bem menos susceptíveis a um religamento fora de fase. Já o GI não necessita de mecanismo de sincronização com a rede. No intervalo entre religamentos, entretanto, o GI perde a carga e a excitação (a excitação de um GI depende da rede e de capacitores). Sem carga o GI tende a disparar. Esse problema pode ser minimizado dotando a unidade da GD de um volante de inércia, conforme. É recomendável um relé de sobrevelocidade para fechar as palhetas de admissão de água da turbina e freiar mecanicamente o GI, para que o mesmo não atinja velocidades capazes de danificá-lo, no caso de perda de carga. Esse cuidado é necessário, mesmo sendo o rotor do GI, de dupla gaiola, muito mais robusto do que o rotor de um GS. Com esses cuidados, o GI poderá ser reconectado, como um motor de indução, logo após a última operação de religamento, se a falta não for permanente. Por não ter excitação própria, o GI não consegue sustentar uma corrente de curto circuito nos seus terminais. Do exposto, um dos critérios a ser quantificado pelos especialistas é o do nível máximo de corrente de curto transitória que o GI contribui para a corrente na saída da SE. O cuidado maior é com esforços dinâmicos impostos pelas correntes subtransitórias nos equipamentos do que com os efeitos térmicos (DUGAN & McDERMOTT, 2002).

Conforme a Figura 2, a corrente de curto circuito trifásica na saída do alimentador BCAD 212 é igual a 4924 A (com ângulo de $-89,49^\circ$). Essas correntes foram calculadas com a tensão nominal da fonte. Nessa condição, a corrente de curto circuito Fase/Terra máxima é igual a 4911 A (com ângulo de $-89,16^\circ$) e a corrente Fase/Terra mínima é igual a $198 \angle 0^\circ$ A. As correntes de curto também não

podem ultrapassar a capacidade de interrupção dos dispositivos de proteção da barra da Subestação de Distribuição (SE). As correntes de curto circuito dos relatórios do aplicativo de fluxo de potência PSS ADEPT foram calculadas com a tensão da fonte ajustada em 1,036 pu (tensão fora da ponta, conforme Tabela 4 da subseção 3.10). Adotando um valor de corrente de curto circuito máximo de 8,4 kA correspondente à capacidade de interrupção do religador na saída do alimentador BCAD 212, esse requisito será mantido. Correntes de curto circuito na barra da GD não causarão interferência na coordenação da proteção com os dispositivos de proteção da rede, porque, como já foi dito, a GD com MI não consegue sustentar a corrente de curto na sua barra.

3.4 Matriz de comparações das alternativas

Os métodos de decisão associam números às alternativas, considerando-se cada critério. Na maioria das vezes esses números têm significado apenas cardinal, como nos Quadros 1 e 2 a seguir. Mas, segundo Thomas Saaty (1991), a ponderação e adição de valores ordinais, partindo-se de duas escalas de razão diferentes, não faz sentido, pois diferentes números que preservem a mesma ordem podem gerar resultados diferentes. Para que esses números representem grandezas cardinais é necessário que as medições sejam realizadas com o uso de escalas. Saaty (1991) desenvolveu o método de tomada de decisão, denominado Processo de Análise Hierárquica (em inglês “Analytic Hierarchy Process”) (AHP) que se baseia em comparações entre uma determinada alternativa e as demais, utilizando uma escala de medidas capaz de refletir o grau de preferência do especialista por uma das duas alternativas. Inicialmente são realizadas as comparações segundo cada critério. Depois os resultados são agregados a fim de se obter uma única ordenação das alternativas. Uma forma simples de se comparar as propriedades de duas alternativas segundo um determinado critério é dada pela razão (quociente) entre os valores de suas respectivas propriedades (SAATY, 1991). A escala utilizado pelo AHP para medir o nível de preferência do especialista, ao comparar duas alternativas, associa para cada critério, b_i , um valor $p_i(a,b)$. Aqui, o par ordenado de alternativas $(a,b) \in A$, em que A é o conjunto de alternativas. Esse valor representa a intensidade da preferência do especialista pela alternativa a em relação à alternativa

b. A comparação entre duas alternativas é feita conforme abaixo:

- Se o especialista prefere a em detrimento de b , então $p_i(a,b) > 1$;
 - Se o especialista acha indiferente a escolha de a ou b , então $p_i(a,b) = 1$;
- . $\forall a,b \in A, p_i(a,b) = 1/ p_i(b,a)$.

Para definir o valor de $p_i(a,b)$, quantificando a intensidade da preferência do especialista, são utilizadas escalas que fazem um mapeamento entre os números positivos e cada par ordenado (a,b) . Ao propor uma escala, Saaty considerou certas limitações humanas (SAATY, 1991). Os limites inferior e superior de sua escala, conforme Quadros 1 e 2 são 1 e 9. Experimentos psicológicos mostram que o ser humano não é capaz de considerar simultaneamente mais de 7 ± 2 objetos (MILLER, 1956).

Para construir a matriz dos graus de importância dos índices (Perdas, IBTC, oscilação de tensão e Corrente de Curto Circuito) será utilizado o “Método de Comparação de Par de Qualidade” (método individual de qualidade), descrito na subseção 3.5 (EKEL, 2006) . Neste caso, o número de objetos, q , é igual ao número de índices (Perdas, IBTC, oscilação de tensão e Corrente de Curto Circuito), ou seja, 4 objetos. No método de composição de par o especialista deve:

Indicar qual objeto, entre dois comparados, qual é o mais importante;

Estimar a percepção de intensidade de diferença em importância, utilizando a escala, conforme Quadro 1, abaixo.

Estimativa de Qualidade	Grau
- Importância Igual	1
- Superioridade Fraca	3
- Superioridade Forte	5
- Superioridade Evidente	7
- Superioridade Absoluta	9

Quadro 1: Estimativas e graus de qualidade
Fonte: Dados da pesquisa, 2009

Ao usar o “Método de Comparação de Par de Qualidade” (método individual de qualidade), quando há q objetos é necessário fazer $q(q-1)/2$ comparações. 1. Os objetos a serem comparados são:

- 1) Perdas menores;
- 2) IBTC menor;
- 3) Menor oscilação de tensão;
- 4) Menor corrente de curto circuito.

A escala de importância relativa entre os índices é dada no Quadro 2.

1	\succ 2	superioridade fraca (grau 2 de superioridade)
1	\succ 3	superioridade absoluta (grau 9 de superioridade)
1	\succ 4	superioridade evidente (grau 7 de superioridade)
2	\succ 3	superioridade entre forte e evidente (grau 6 de superioridade)
2	\succ 4	superioridade evidente (grau 7 de superioridade)
3	\succ 4	importância igual (equivalência entre os dois parâmetros)

Quadro 2: Estimativas de qualidade

Fonte: Dados da pesquisa, 2009

Com as escalas de importâncias relativas do Quadro 2, agora se pode construir a matriz dos índices de importância. O processo de construção da matriz é mostrado na Equação (14), do subitem 3.5.1 e Equação (3). As entradas da matriz dos graus de importância que ficam acima da diagonal principal são tiradas diretamente do Quadro 2. As entradas abaixo da diagonal principal são os valores recíprocos dos que ficam simetricamente dispostos acima da diagonal principal, conforme Equação (13). Os termos da diagonal principal são iguais a 1, conforme Equação (3). (SAATY, 1991).

3.5 Métodos de otimização multicritério

3.5.1 Método de Comparação de Par de Qualidade (método individual de qualidade)

O conteúdo desta subseção é baseado nas notas de aula do Prof. Petr Ekel, no curso de “Otimização e Tomada de Decisão II”, do PPGEE da PUC MG. Seja Q o número de objetos a serem comparados. São utilizadas as composições de par. O especialista deve:

- Indicar qual objeto é o mais importante, entre dois sendo comparados;
- Estimar a percepção de intensidade de diferença em importância, utilizando a seguinte escala:

Estimativa de Qualidade	Grau
- Importância Igual	1
- Superioridade Fraca	3
- Superioridade Forte	5
- Superioridade Evidente	7
- Superioridade Absoluta	9

É possível utilizar, também, os graus intermediários. As comparações permitem construir a matriz dos graus de importância. Para a construção da matriz é necessário fazer

$$\frac{Q(Q-1)}{2} \quad (12)$$

Comparações, porque se tem que:

$$b_{qj} = \frac{1}{b_{jq}}. \quad (13)$$

A matriz de comparação das alternativas é uma matriz quadrada $n \times n$, com n^2

elementos no total e com $Q = n$ elementos na diagonal principal.

Pode-se mostrar que o autovetor (vetor característico) dessa matriz pode servir como estimativa das importâncias dos objetos.

Se a diferença do autovalor da matriz em relação a Q é muito grande, isso significa que as estimativas dos especialistas não têm boa qualidade (não existe transitividade correta) e essas estimativas devem ser reconsideradas. O Exemplo adiante mostra a aplicação do método de composição de par de qualidades.

Exemplo: Sejam $Q = 4$ e os resultados de comparações os seguintes:

$1 \succ 2 \leftrightarrow$ *Superioridade Forte*

$1 \succ 3 \leftrightarrow$ *Superioridade entre Forte e Evidente*

$1 \succ 4 \leftrightarrow$ *Superioridade Evidente*

$2 \succ 3 \leftrightarrow$ *Superioridade entre Fraco e Forte*

$2 \succ 4 \leftrightarrow$ *Superioridade entre Forte e Evidente*

$3 \succ 4 \leftrightarrow$ *Superioridade entre Franca e Forte*

De acordo com as relações acima se constrói a matriz dos graus de importância. Suponhamos que a matriz dos graus de importância seja a matriz B adiante:

$$B = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 6 & 7 \\ 0,2 & 1 & 4 & 6 \\ 0,17 & 0,25 & 1 & 4 \\ 0,14 & 0,17 & 0,25 & 1 \end{bmatrix} \quad (14)$$

Na matriz da Equação (14) os graus de importância relativos são:

$1 \succ 2$ (com grau de superioridade igual a 5);

$1 \succ 3$ (com grau de superioridade igual a 6);

$1 \succ 4$ (com grau de superioridade igual a 7);

$2 \succ 3$ (com grau de superioridade igual a 4);

$2 \succ 4$ (com grau de superioridade igual a 6);

$3 \succ 4$ (com grau de superioridade igual a 4).

O autovetor procurado dessa matriz é:

$$V = [0.9219 \ 0.3506 \ 0.1509 \ 0.0668]^T \quad (15)$$

O autovalor correspondente é: 4,3902

Matematicamente pode-se escrever:

$$\mathbf{B} \cdot \mathbf{v} = \lambda \mathbf{v} \quad (16)$$

onde:

\mathbf{B} = matriz dos graus de importância;

$\lambda \in \mathbf{R}$ (autovalor de \mathbf{B}) e $\mathbf{v} \in \mathbf{R}^n$ (\mathbf{v} = autovetor de \mathbf{B}), são soluções da equação (17), com $\mathbf{v} \neq 0$.

Os componentes do autovetor são normalizados com a Equação (18) adiante:

$$\lambda_n = \frac{y_n}{\sum_{q=1}^n y_q} \quad (18)$$

onde:

λ_n são os componentes do autovetor \mathbf{v} .

A partir de (18) chega-se a:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &= 0,616 ; \\ \lambda_2 &= 0,238 ; \\ \lambda_3 &= 0,101 ; \\ \lambda_4 &= 0,045 . \end{aligned} \quad (19)$$

Matematicamente, o somatório dos valores normalizados é dado por:

$$\sum_{p=1}^n \lambda_p = 0,616 + 0,238 + 0,101 + 0,045 = 1 \quad (20)$$

O autovalor da Equação (20) é 4,39, aproximadamente igual ao número de objetos ($Q = 4$). Portanto, as estimativas dos especialistas são de boa qualidade (existe transitividade entre as estimativas).

3.6 Formulação baseada no autovetor

Neste trabalho, como foi dito, serão comparadas várias alternativas que dependem dos 4 índices citados no item 3.1, a saber: perdas, Índice de Barras com Tensão na Faixa Crítica (IBTC), oscilação de tensão e nível de corrente de curto circuito. Para isso será preenchida uma matriz A , a partir das relações entre o peso b_q de cada índice. Sendo n o número total de índices pode-se obter a seguinte Equação Matricial, conforme Saaty (1991):

$$A = \begin{bmatrix} b_1/b_1 & b_1/b_2 & \cdots & b_1/b_q \\ b_2/b_1 & b_2/b_2 & \cdots & b_2/b_q \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ b_n/b_1 & b_n/b_2 & \cdots & b_n/b_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_q \end{bmatrix} = l \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_q \end{bmatrix} \quad (21)$$

Normalmente o especialista desconhece o peso (prioridade) b_i de cada índice na decisão final e as relações b_i/b_j ($j = 1, 2, \dots, q$) são definidas pelo especialista conforme alguma escala. Para determinar a prioridade de cada alternativa, segundo cada critério, resolve-se a equação (6). Dada uma matriz qualquer $A_{n \times n}$ $q \times q$, são autovalores (valores característicos) de A e autovetores (vetores característicos) de A , os escalares λ e os vetores não nulos $x_{n \times 1}$, respectivamente, tais que $Ax = \lambda x$. Se a matriz A é consistente, seu principal autovalor é dado por $\lambda_{\max} = q$ e seu principal auto-vetor x é dado por qualquer coluna de A . Por outro lado, se A não é consistente, então $\lambda_{\max} > q$ e seu principal auto-vetor é dado pela Equação (6):

$$q_i = \lim_{L \rightarrow \infty} \frac{a_{ij}^{(L)}}{\sum_{h=1}^n a_{ij}^{(L)}}, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (22)$$

Para qualquer $j = 1, 2, \dots, n$, onde $q_{ij}^{(L)}$ correspondente à entrada q_{ij} da matriz \mathbf{A} , elevada à potência L .

A matriz \mathbf{A} , cujas entradas são obtidas a partir do Quadro 2 é dada por:

$$A = \begin{bmatrix} 1,0 & 2,0 & 9,0 & 7,0 \\ 0,5 & 1,0 & 6,0 & 7,0 \\ 0,11 & 0,17 & 1,0 & 1,0 \\ 0,14 & 0,14 & 1,0 & 1,0 \end{bmatrix} \quad (23)$$

Os objetos da matriz A são:

b_1 : índice de perdas;

b_2 : IBTC (índice de barras com tensão na faixa crítica);

b_3 : ΔV (%) (índice de oscilação de tensão na partida da GD);

b_4 : Nível cc (nível de corrente de curto circuito).

Em (23), os elementos são calculados da forma adiante:

- Os elementos acima da diagonal principal (elementos b_{jq} são obtidos das variáveis lingüísticas da matriz A (Equação 23);
- Todos os elementos da diagonal principal são iguais a 1;
- O auto-vetor procurado da matriz (5) é:

$$V = \begin{bmatrix} 0,8362 \\ 0,5328 \\ 0,0909 \\ 0,0932 \end{bmatrix} \quad (24)$$

O autovalor correspondente é:

$$\lambda = 4.0328 \quad (25)$$

3.7 Índice de consistência

O método AHP admite que as matrizes de comparações não sejam

perfeitamente consistentes. Logo, o especialista pode fazer julgamentos não transitivos. Para avaliar a consistência dos julgamentos dos especialistas, Saaty (1991) criou um Índice de Consistência (IC) proporcional à diferença entre o principal auto-valor λ_{\max} da matriz V e do valor que teoricamente ele teria caso a matriz fosse consistente, com $\lambda_{\max} = q$. O índice de consistência é dado por:

$$IC = \frac{\lambda_{\max} \cdot n}{n-1} \quad (26)$$

Segundo Saaty (1991), se $IC > 0,1$, é aconselhável reavaliar a matriz V , pois as notas dos especialistas podem tender a julgamentos aleatórios.

Levando (7) em (8), chega-se a:

$$IC = \frac{4,0382 - 4}{3 - 1} = 0,010933 \quad (27)$$

3.8 Normalização das estimativas do RTD

O próximo passo é a normalização dos valores das estimativas do RTD, o que é feito usando a Equação (18), reescrita adiante:

$$\lambda_n = \frac{y_n}{\sum_{q=1}^n y_q} \quad (28)$$

No presente caso, com q variando de 1 a 4, tem-se:

$$\sum_{q=1}^n y_q = 0,8362 + 0,5328 + 0,0909 + 0,0932 = 1,5531 \quad (29)$$

Os níveis de importância, representados por λ_n , são:

$$\lambda_1 = 0,8362 / 1,5531 = 0,5384; \quad \lambda_2 = 0,5328 / 1,5531 = 0,3431; \quad (30)$$

$$\lambda_3 = 0,0909 / 1,5531 = 0,0585; \quad \lambda_4 = 0,0932 / 1,5531 = 0,0600.$$

e

$$\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 = 0,5384 + 0,3431 + 0,0585 + 0,0600 = 1,0000. \quad (31)$$

3.9 Otimização multicritério pelo método de Bellman-Zadeh e por conjuntos fuzzy

Neste trabalho será usado o Método de Bellman-Zadeh (BERREDO, 2004) para a determinação do melhor ponto para a conexão da GD (Tabela 7). A título de comparação, é apresentado o método de normalização com conjuntos fuzzy (BARIN, 2007) (Tabela 6). O cálculo das entradas das tabelas será detalhado nos itens 3.9.2.3 e 3.9.2.4.

Usando a Equação (7) (BELLMAN-ZADEH, 1970), faz-se a normalização das estimativas dos especialistas, para as perdas, IBTC, oscilação de tensão e correntes de curto-circuito.

Os valores numéricos dos índices sob comparação foram obtidos, diretamente, por inspeção, dos relatórios de fluxo de potência do aplicativo PSS ADEPT 5.13. Tabelas 2 a 5 do Apêndice C.

Para se obter as melhores alternativas de inserção da GD pelo método do operador somatório, os pontos de conexão são obtidos fazendo-se o somatório dos valores normalizados, sem levar em consideração o peso de cada índice, porém com o uso das funções de pertinência (BARIN, 2007). Os índices relativos às funções de pertinências (LU et al., 2007) a serem otimizados são:

- Perdas;
- IBTC;
- Oscilação de tensão; e
- Corrente de curto circuito subtransitória.

A fixação das margens de variação desses índices obedeceu a razões de conveniência econômica e técnica. A limitação de perdas é determinada,

basicamente, por razões econômicas. A limitação do IBTC é imposta, tanto por razões econômicas, como por critérios de qualidade: altos valores de IBTC fazem com que a Agência Nacional de Energia Elétrica (1999) imponha multas às distribuidoras; além, disso, o Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (IBTC) alto degrada a qualidade da energia suprida aos consumidores. A oscilação máxima na conexão do GI é fixada em regulamentos oficiais, tanto internacionais como do Brasil (ELETROBRÁS 2007; GOVERNO DE PORTUGAL 1988). Do ponto de vista da qualidade da energia suprida, grandes oscilações de tensão causam distúrbios aos consumidores. A limitação da corrente de curto circuito subtransitória é devida a razões de segurança: valores muito elevados de corrente subtransitória pode danificar barramentos, isoladores e outros equipamentos. No item 5 do Anexo B são feitas considerações sobre o impacto das unidades de GD na coordenação da proteção do alimentador, ressaltando o fato de que os problemas maiores são provocados por GD com GS. No item 3.9.2.2 é feita uma análise quantitativa dos efeitos dinâmicos da corrente de curto circuito subtransitória.

3.9.1 Função de pertinência de perdas

As perdas anuais de energia sem a GD são de 783.295,00 kWh, no alimentador BCAD 212. Neste trabalho não foram computadas as perdas dos transformadores de distribuição e dos ramais secundários. A energia anual entregue pelo Alimentador BCAD 212, calculada a partir dos gráficos da semana típica do Sistema de Informações Georeferenciadas da CEMIG (Gemini), tem o montante de 6.986.580 kWh. O percentual de perdas, sem a GD, portanto é de 11,21%. De acordo com a referência (BARIN, 2007), pode-se construir uma função de pertinência para minimização de perdas, visando escolher o alimentador onde é mais vantajoso conectar uma unidade de GD. Nesse caso, consideram-se os seguintes critérios:

- Perdas menores do que 2% são já são bem reduzidas; portanto não é prioritário instalar GD para minimizá-las;
- Perdas entre 6% e 10% têm grande potencial de serem minimizadas; é vantajoso instalar GD em alimentadores com esse nível de perdas;
- Perdas de 14% são muito altas; normalmente ocorrem em alimentadores com

ramais muito longos, com cabos de pequenas bitolas; geralmente a construção do ramal de acesso ao ponto de conexão é muito cara.

Analiticamente, a função que atende a esses critérios é dada adiante:

$$\mu(x) = \begin{cases} 0 & \text{se } x \leq 2\% \text{ ou se } x > 14\% \\ 1 & \text{se } 6\% < x \leq 10\% \\ 1 - \frac{(6-x)}{(6-2)} & \text{se } 2\% < x < 6\% \\ \frac{(14-x)}{(14-10)} & \text{se } 10\% < x \leq 14\% \end{cases} \quad (32)$$

A Função trapezoidal da Figura 9 representa graficamente a Equação (33)

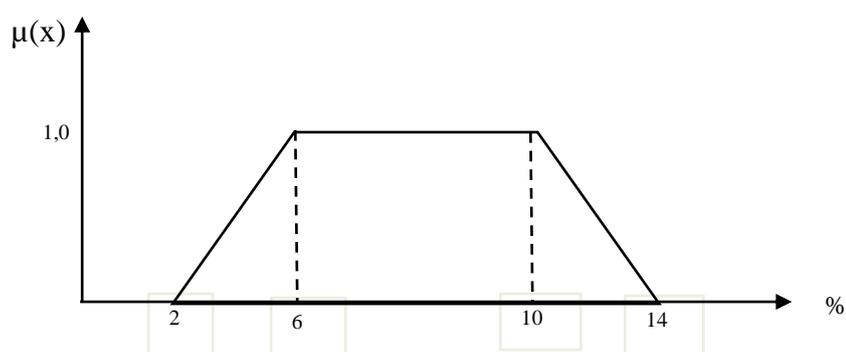


Figura: 9: Função trapezoidal
Fonte: Lu et al., 2007

Neste trabalho a função de pertinência de perdas terá uma representação diferente. As funções de pertinência dos conjuntos fuzzy, conforme dito, serão usadas com o método do operador somatório apenas para comparar os resultados desse método com a abordagem de Bellman-Zadeh. Neste caso, um dos pontos de conexão da GD já foi fixado pelo próprio acessante. É o ponto mais próximo do aproveitamento hidrelétrico e corresponde ao nó de número 1187588. Nesse nó as perdas são de 9,61%. Sem GD, o percentual de perdas anuais do alimentador BCAD 212 é de 11,21%. Logo, é vantajoso a instalação da GD para reduzi-las. Resta procurar outros locais onde a diminuição das perdas se torna vantajosa. Entretanto, sempre deve-se ter em mente que o critério recomendado pela ANEEL é o de mínimo custo (investimento + perdas). Em relação às perdas considera-se que:

- Os locais onde as perdas variam de 0 a 6% (perdas baixas) são os mais adequados para a mudança do ponto de conexão, uma vez que as perdas com a GD conectada no ponto mais próximo do aproveitamento hidráulico (nó 1187588) já são menores do que 10%;
- Os locais onde, após a conexão, as perdas ultrapassam 11,21% não são adequados, porque esse é o percentual de perdas sem a GD.

Conforme Lu et al., (2007), a função de pertinência pode ser construída da forma adiante, onde o valor máximo de perdas foi arredondado para 11%:

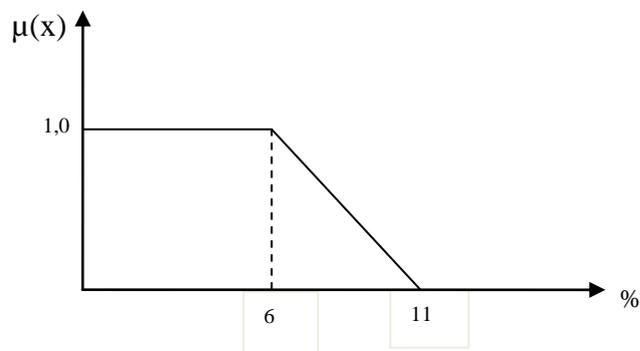


Figura 10: Função de pertinência das perdas
Fonte: Lu et al., 2007

Analiticamente, a função de pertinência é:

$$\mu(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } x < 419195 \text{ kWh} \\ \frac{(768524-x)}{(768524-419195)} & \text{se } 419195 < x \leq 768524 \text{ kWh} \\ 0 & \text{se } x > 768524 \text{ kWh} \end{cases} \quad (34)$$

Na Equação (34) as perdas de 419.195 kWh correspondem a 6% ; 768.524 kWh correspondem a 11%.

3.9.2 Função de pertinência do IBTC

Para a construção da função de pertinência do IBTC recorre-se à Tabela 4:

TABELA 4
Número de pontos na faixa crítica

Nó de conexão	Número de pontos na faixa crítica			Total de pontos Na faixa crítica	IBTC (%)
	Fase A	Fase B	Fase C		
3141818	99	-	35	134	3,7
252760	99	-	28	127	3,5
3094253	99	-	28	127	3,5
2524469	99	-	25	124	3,4
252444	99	-	35	134	3,7
252437	99	-	25	124	3,4
1187584	99	-	27	126	3,5
252779	99	-	27	126	3,4
6	99	-	26	125	3,4
1187588	99	-	26	125	3,4
Sem GD	114	-	-	114	3,1
Número de nós do alimentador: 3644					

Fonte: CEMIG, 2009

O IBTC aqui é calculado da seguinte forma: número de nós na faixa crítica/número de nós do alimentador (%).

Observa-se que, sem a GD, seu valor é de 3,1%. Com a GD conectada o IBTC atinge o máximo de 3,7%. Tomando a faixa aceitável de IBTC de 0 a 3% e arredondado o valor máximo permissível para 4%, constrói-se a seguinte função de pertinência:

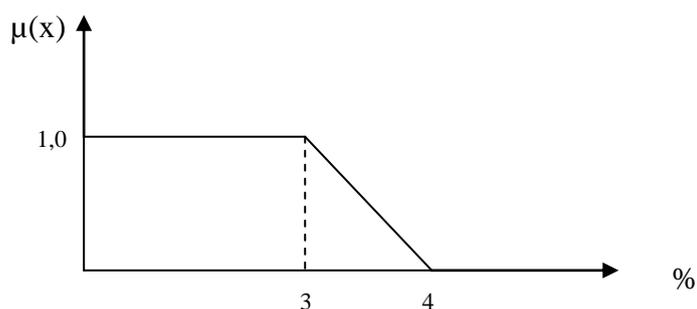


Figura 11: Função de pertinência do IBTC
 Fonte: Lu et al., 2007

$$\mu(x) \begin{cases} 1 & \text{se } x < 3\% \\ \frac{(4-x)}{(4-3)} & \text{se } 3 < x \leq 4\% \\ 0 & \text{se } x > 4\% \end{cases} \quad (35)$$

Valores de IBTC superiores a 4% não serão aceitos.

Observação: Várias tentativas foram feitas para limitar o número de pontos na faixa crítica, com tensão acima de 1,05 pu, no período de carga leve, com a GD conectada, mas à custa da redução da faixa de regulação dos RT. Entretanto, os RT deverão ser mantidos em sua faixa de $\pm 10\%$, porque são indispensáveis para manter a tensão mínima de 0,95 pu, na carga pesada, em caso de indisponibilidade da GD.

Verifica-se, também, que a variação do IBTC é muito sensível ao aumento do desequilíbrio da corrente, conforme Tabela 5.

TABELA 5
Variação do IBTC em função do desequilíbrio de corrente

Demanda Total (kVA)	Correntes (A)			Fator de Desequilíbrio (de corrente)	Número de pontos na faixa crítica			IBTC (%)
	Fase A	Fase B	Fase C		Fase A	Fase B	Fase C	
682,73	20,13 (57,50°)	29,87 (284,05°)	33,74 (151,09 °)	0,53	65	-	-	1,78
681,21	26,34 (70,04°)	26,87 (310,83°)	29,52 (176,80°)	0,54	144	-	-	3,95

Fonte: CEMIG, 2009

Uma variação de 1,0% no fator de desequilíbrio de corrente provocou um aumento de 122% no IBTC. O fator de desequilíbrio de corrente foi calculado como:

$$\text{fator de desequilíbrio de corrente} = \frac{\text{componente de sequência negativa}}{\text{componente de sequência positiva}}$$

Esse é um dos inconvenientes da GD com GI. Ao se conectar o GI, geralmente ocorre elevação de tensão nas barras da fase mais carregada. Diferentemente do GS, cuja tensão pode ser controlada pelo ajuste da corrente de campo, o GI não tem controle da tensão.

3.9.2.1 Função de pertinência da oscilação da partida do GI (ΔV %)

A oscilação de tensão na partida de um GI não pode ultrapassar a 5% (GOVERNO DE PORTUGAL 1988; ELETROBRÁS 2007). Várias simulações de conexão da GD com MI foram feitas em diversos pontos do alimentador BCAD 212, no período de carga máxima. Para a conexão do GI, a condição de carga máxima é a mais desfavorável no que se refere à oscilação de tensão. Os resultados mostraram que a máxima oscilação de tensão foi de 2,7%. Esse valor é arredondado para 3% e tomado como base para a construção da seguinte função de pertinência para a oscilação de tensão (ΔV %) (LU et al., 2007):

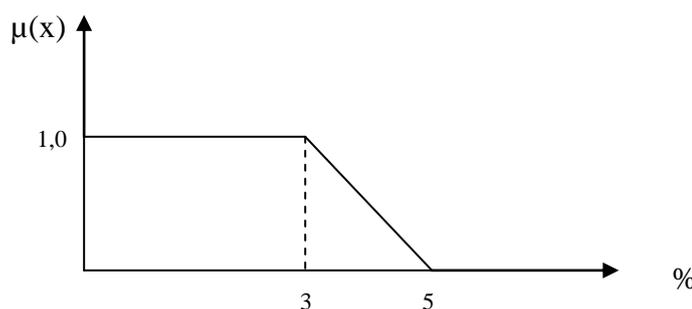


Figura 12: Função de pertinência da oscilação de partida (ΔV %)
Fonte: Lu et al., 2007

$$\mu(x) \begin{cases} 1 & \text{se } x < 3 \\ \frac{(5-x)}{(5-3)} & \text{se } 3 < x \leq 5 \% \\ 0 & \text{se } x > 5 \end{cases} \quad (36)$$

3.9.2.2 Função de pertinência da corrente de curto circuito subtransitória

Finalmente, pode-se construir uma função objetivo para a corrente de curto-circuito na saída do alimentador com a GD conectada. Da Figura 2 tira-se que, sem GD, a máxima corrente de curto circuito fase/terra na saída do alimentador BCAD 212 vale 4911 A, com ângulo de $-89,16^\circ$; a máxima corrente de curto-circuito trifásico, é de 4924 A, com ângulo de $-89,49^\circ$, ou seja, aproximadamente igual à corrente de curto circuito fase/terra. O valor da corrente de curto-circuito fase/terra mínimo de $198 \angle 0^\circ$ A é calculado incluindo uma resistência máxima de falta, arbitrada em 40 Ohms, de acordo com orientação para cálculo da Cemig. Esse valor de corrente pode ocorrer em pontos distantes da SE, caso em que a própria impedância da rede limita bastante o valor da corrente de falta. Quando essa corrente é muito baixa pode até não ser detectada pelo sistema de proteção. Correntes de falta muito baixas não serão levadas em consideração para a construção da função de pertinência. Os impactos dinâmicos da corrente de curto circuito nos barramentos e estruturas na saída do alimentador BCAD 212 serão calculados de acordo com a referência (HARPER, 1979).

Observação: De acordo com Harper (1979), tem-se que:

A força entre dois condutores é dada por:

$$F = \frac{\mu I_A I_B l}{2\pi d} \quad (37)$$

Se as correntes são iguais pode-se escrever:

$$F = \frac{\mu I^2 l}{2\pi d} \quad (38)$$

onde:

$\mu = 4\pi \times 10^{-7}$ henry/metro (permeabilidade magnética do vácuo)

l = comprimento do condutor em m

I = corrente de curto-circuito em A

d = distância entre condutores em cm.

De (38) deduz-se que os esforços sobre um barramento conduzindo uma corrente de 5,2 kA é 13% superior ao esforço devido a uma corrente de 4,9 kA. A capacidade de interrupção do religador do Alimentador BCAD 212 é de 8,4 kA (corrente máxima a ser interrompida). Supondo que a corrente subtransitória máxima suportável pelas estruturas (corrente subtransitória) seja 1,5 vezes a corrente de interrupção, o que equivale a 12,6 kA, os esforços dinâmicos sobre os barramentos e isoladores seriam 5,9 vezes maiores do que com a corrente de 5,2 kA. Para conseguir uma função de pertinência da corrente de curto circuito admissível, neste trabalho toma-se como base a máxima corrente de curto circuito fase-terra de 4914 A, com ângulo de $-89,73^\circ$ (valor aproximadamente igual ao da corrente de curto circuito trifásico). Pode-se considerar perfeitamente seguro para a instalação, uma corrente de curto circuito máxima de até 4914 A, uma vez que os equipamentos da SE foram dimensionados para suportar os esforços impostos por corrente subtransitória de aproximadamente 12,6 kA. Da Tabela 4, adiante, vê-se que a máxima corrente de curto-circuito, com GD conectada, ocorre no nó 1187588, e atinge a 5142,83 A. O nó 1187588 é o ponto da conexão, por meio de RDA com comprimento de 150 m, construída pelo acessante. A corrente máxima de interrupção do religador da SE servirá de referência para estabelecer o limite de 8400 A para a corrente com a GD conectada. Valores de correntes acima de 8400 A

são inconvenientes. Com esses argumentos, constrói-se a função de pertinência para a corrente de curto circuito adiante:

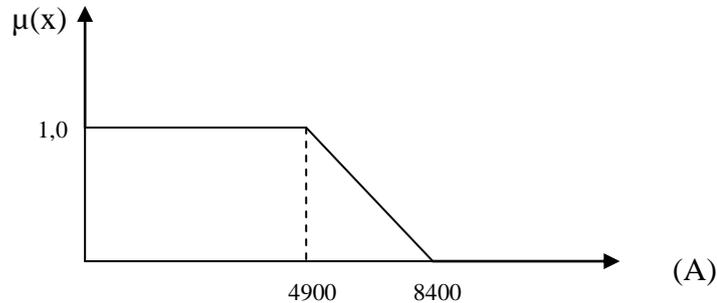


Figura 13: Função de pertinência da corrente de curto circuito
Fonte: Dados da pesquisa, 2009

Analicamente a função de pertinência é dada pela Equação (39) adiante:

$$\mu(x) \begin{cases} 1 & \text{se } x < 4900 \\ \frac{(8400 - x)}{(8400 - 4900)} & \text{se } 4900 < x \leq 8400 \\ 0 & \text{se } x > 8400 \end{cases} \quad (39)$$

3.9.2.3 Resultado da otimização multicritério pelo método do operador somatório

Para se obter as melhores soluções com as funções de pertinência, faz-se a normalização dos índices, com a Equação (40):

$$\mu(x) = \frac{F_{\text{máx}}(x) - F(x)}{F_{\text{máx}}(x) - F_{\text{mín}}(x)} \quad (40)$$

As soluções são obtidas com o emprego de (41) .

$$Y(x) = \sum \mu(x) \quad (41)$$

A melhor solução é a de maior valor hierárquico, obtida de (42)

$$X^0 = \text{argmáx } Y(x) \quad (42)$$

TABELA 6

Valores reais e graus de pertinência dos índices quantitativos calculados pelo Método Multicritério com o Operador Somatório

Nó de conexão	Perdas anuais de energia (kWh)	Perdas $\mu(x_1)$	IBTC	IBTC $\mu(x_2)$	ΔV (%)	ΔV $\mu(x_3)$	Nível C.C. F/T (A)	Nível Cc.c. $\mu(x_4)$	Somatório $Y(x)$	Ordem de Importância
3094253	665.776,30	0,294	3,5	0,667	2,7	1,000	5133,71	0,933	2,894	7
2524469	656.419,40	0,321	3,4	1,000	1,6	1,000	5133,71	0,933	3,254	3
314818	663.973,60	0,299	3,7	0,000	1,6	1,000	5133,97	0,933	2,232	10
252444	625.434,10	0,410	3,7	0,000	2,7	1,000	5133,97	0,933	2,343	9
252437	612.831,30	0,446	3,4	1,000	2,0	1,000	5134,16	0,933	3,379	1
1187584	664.041,20	0,299	3,5	0,667	2,5	1,000	5134,58	0,933	2,899	6
252779	663.280,80	0,301	3,4	1,000	2,1	1,000	5135,34	0,933	3,234	4
Nó 6	646.387,90	0,350	3,4	1,000	2,6	1,000	5138,69	0,932	3,282	2
252760	670.753,60	0,280	3,5	0,667	2,5	1,000	5139,48	0,932	2,879	8
1187588	671.269,80	0,278	3,4	1,000	2,5	1,000	5142,83	0,931	3,209	5

Fonte: Dados da Pesquisa, 2009

3.9.2.4 Resultado da otimização multicritério pela abordagem de Bellman-Zadeh

A Tabela 7 mostra os valores obtidos de acordo com a referência (BERREDO, 2004). Na Tabela 7 os valores normalizados são elevados ao expoente correspondente ao fator de importância, com a Equação 8, reescrita adiante:

$$\mu_{Ap}(X) = \left[\frac{\max_{X \in L} F_p(X) - F_p(X)}{\max_{X \in L} F_p(X) - \min_{X \in L} F_p(X)} \right]^{\lambda_p}$$

Os fatores de importância são calculados pela Equação 18.

TABELA 7
Valores reais e normalizados dos índices quantitativos calculados pela
abordagem de Bellman-Zadeh

Nó de conexão	Perdas Norm.	IBTC norm.	ΔV norm.	Nível c.c. norm.	$\mu_A \cap_B (x)$	$\text{Max}(\mu_A(x), (\mu_B(x)))$	Ordem de Importância
3094253	0,280	0,870	0,000	1,000	0		0
2524469	0,478	1,000	1,000	1,000	0,478		3
314818	0,326	0,000	1,000	0,998	0,326		5
252444	0,877	0,000	0,000	0,998	0		0
252437	1,000	1,000	0,974	0,997	0,974	0,974	1
1187584	0,325	0,870	0,905	0,994	0,325		6
252779	0,343	1,000	0,965	0,988	0,343		4
Nó 6	0,631	1,000	0,869	0,954	0,631		2
252760	0,078	0,870	0,905	0,942	0,078		7
1187588	0,000	1,000	0,905	0,000	0,000		0

Fonte: Dados da pesquisa, 2009

A Tabela 8 mostra o comparativo das soluções obtidas pelo Método do Operador Somatório e pela abordagem de Bellman-Zadeh. As soluções de nível hierárquico de 1 a 4 coincidem nos dois métodos. A partir daí as soluções não coincidem.

TABELA 8
Comparativo entre a solução pelo Método do Operador Somatório e Pela
Abordagem de Bellman-Zadeh

Nó de conexão	Nível hierárquico das soluções	
	Método do operador somatório	Método de Bellman-Zadeh
3094253	7	0
2524469	3	3
314818	10	5
252444	9	0
252437	1	1
1187584	6	6
252779	4	4
Nó 6	2	2
252760	8	7
1187588	5	0

Fonte: Dados da pesquisa, 2009

No método do Operador Somatório podem ocorrer soluções diferentes das do método de Bellman-Zadeh (1970). Há diferenças, tanto no processo de busca das melhores soluções, como no modo de construir a hierarquia dos atributos. No Método do Somatório (Tabela 4), por exemplo, todos os índices relativos à oscilação de tensão na partida do MI, obtidos com uma função de pertinência trapezoidal, tem grau de pertinência 1. Nesse caso, as condições de partida, independentemente dos nós de acesso, são indistinguíveis. No método de Bellman-Zadeh a melhor condição de partida é no nó 6 e a pior ocorre nos nós 252444 e 3094253. A conexão da GD no nó 314818, por exemplo, é a 5ª melhor escolha no método de Bellman-Zadeh, porém é apenas a 10ª no método do Operador Somatório. As soluções de ordem 5, 7 e 9, no Método do Operador Somatório, foram descartadas no método de Bellman-Zadeh. No Método de Bellman-Zadeh, o processo de busca não encontrou uma intersecção das funções objetivo nos pontos 1187588, 3094253 e 252444. O método de Bellman-Zadeh permite que se encontre uma única solução e que sejam descartadas aquelas não harmoniosas. Tendo em vista as vantagens do Método de Bellmann-Zadeh, este foi o empregado na busca do melhor ponto de conexão da GD. Também, é importante saber em quanto tempo a economia de energia paga o

investimento com a construção e com a manutenção anual da Rede de Distribuição Aérea (RDA). A conexão na barra da SE (nó de número 252437, com RDA de 25,0 km), envolverá os seguintes gastos para a distribuidora:

Construção da RDA de 25 km, do tipo 3#4 CAA, ao preço de R\$ 15.000,00 por km e no total de R\$ 375.000,00 (4).

Considerando a taxa de juros de 12,0% ao ano, prestações iguais de R\$ 37.500,00 e prazo de pagamento de 10 anos, o montante do investimento na rede é calculado por:

$$S = R \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] = 37500 \left[\frac{(1,12)^{10} - 1}{0,12} \right] = 658.077,60 \quad (43)$$

A tarifa da energia é obtida com a média ponderada das tarifas nos períodos de ponta e fora de ponta, seco e úmido, igual a R\$ 0,17837 /kWh. Esse valor é baseado nas tarifas para o Subgrupo Tarifário A-4 (2,3 kV a 25 kV) aprovadas pela ANEEL para a Cemig (CEMIG, 2009). Essa tarifa é normalmente empregada em estudos econômicos da CEMIG para o sistema de 15 kV. Os preços das tarifas são dados adiante:

Tarifa da Energia para o Subgrupo Tarifário A-4 (2,3 kV a 25 kV):

- Período úmido (dezembro a abril);
- Horário de ponta: R\$ 0,25267 /kWh;
- Horário fora de ponta: R\$ 0,15619 /kWh;
- Período seco (maio a novembro);
- Horário de ponta: R\$0,28009 /kWh;
- Horário fora de ponta: R\$ 0,17210 /kWh.

preço médio

$$= \frac{(0,25267 \times 3 \times 5) + (0,15619 \times 21 \times 5) + (0,28009 \times 3 \times 7) + (0,17210 \times 21 \times 7)}{24 \times 12}$$

$$= 0,17837 \text{ R\$/kWh}$$

(44)

- Preço médio da energia: R\$ 0,17837 /kWh.

O montante anual da economia de perdas é:

Perdas anuais sem GD (783.295 kWh) – perdas anuais com GD conectada na barra 252437 (612.831,30 kWh) = 170.463,70 kWh.

Economia anual = 170.463,70 kWh x R\$ 0,17837 = R\$ 30.405,61.

Aplicando a mesma taxa de juros, o prazo para a recuperação do investimento pode ser calculada por:

$$\frac{658077,60 \times 0,12 + 30405,61}{30405,61} = (1,12)^n \quad (45)$$

$$n = \frac{\log 3,597195}{\log 1,12} = 11,29 \text{ anos} \quad (46)$$

O prazo para que a RDA se pague é de 11 anos e 4 meses. Esta avaliação econômica é, entretanto, muito conservativa, já que o alimentador BCAD 212 atende principalmente a clientes do segmento residencial, cuja tarifa de energia é mais cara do que a do Subgrupo Tarifário A-4. De acordo com a Resolução Homologatória Nº 797, de 7 de Abril de 2009, da ANEEL, a tarifa vigente para o Subgrupo Tarifário B1 (Residencial) é de R\$ 376,52/kWh, sendo R\$ 231,66/kWh a remuneração da TUSD e R\$ 144,86/kWh a remuneração da TE. A economia anual com as perdas, aplicando a tarifa do Subgrupo B1, seria:

Economia anual = 170.463,70 kWh x R\$ 0,37652 = R\$ 64.182,99.

$(658077,60 \times 0,12 + 64182,99) / 64182,99 = (1,12)^n$

$n = 7,08$ anos ou aproximadamente 7 anos e 1 mês

Em alimentadores suprindo cargas predominantemente residenciais, a recuperação do investimento é possível dentro do horizonte de planejamento de 10 anos. Conclui-se que a melhor opção é a construção da RDA de 25 km, com cabo CAA, de bitola 4 AWG, para a conexão da GD à barra da SE BCAD 212.

4 CONCLUSÕES

- A conexão da GD, em qualquer barra, contribuiu para a diminuição das perdas do alimentador;
- O ponto de conexão com menores perdas se localizou na barra da SE, no nó 252437;
- Para viabilizar essa conexão deve ser construída RDA de 25 km, com cabo 4 AWG, CAA, interligando o nó 252437 ao nó 1187588;
- Do ponto do aproveitamento hidrelétrico ao nó 252473 o acessante deverá construir RDA de 0,150 km;
- Houve sempre uma elevação de tensão ao se conectar a GD, independentemente do ponto selecionado;
- A elevação da tensão com a conexão da GD é muito sensível ao desequilíbrio de corrente da rede.

Neste capítulo concluiu-se que, para pequenos aproveitamentos hidrelétricos, o GI com rotor de gaiola é competitivo graças às características adiante:

- Seu preço é menor do que o GS e do GI com rotor de anéis;
- Praticamente dispensa manutenção;
- Tem vida útil maior do que a de outros tipos de máquinas;
- É de fácil operação.

Esta dissertação escolheu a análise multicriterial para a alocação da GD, considerando que, sendo muitos dos objetivos da alocação conflitantes, é importante estabelecer relações de prioridade entre eles. Das considerações do item anterior fica claro que, entre as alternativas elegíveis para a conexão pode ocorrer que:

- A alternativa com menores perdas pode não ser a de menor número de consumidores na faixa crítica;
- A rede de acesso com menores perdas pode ser a de maior custo de implantação.

Tantas são as dificuldades da análise multicriterial que o pesquisador americano Saaty (1991) afirma que a análise multicritério deveria ser uma ciência de medição, baseada em matemática, psicologia e filosofia.

No caso de conexão de GD com GI, focalizada neste trabalho, conforme discutidos nos apêndices A e B, algumas vantagens são imediatas:

- 1) A GD com GI não consegue sustentar correntes de curto no seu barramento de saída (O gerador assíncrono não tem excitação própria e não pode manter a corrente de curto-circuito em regime permanente);
- 2) As operações de religamento não são críticas para o GI, porque, depois do religamento o GI passa a funcionar como um MI;
- 3) O custo de manutenção do GI é muito menor do que o do GS.

Por outro lado, a flexibilidade de operação de uma máquina síncrona faz com que tenha os seguintes pontos de superioridade sobre o GI:

- 1) Pode funcionar ilhada, porque tem excitação própria;
- 2) Por meio do ajuste da corrente de excitação permite:
 - controlar a liberação de potência reativa;
 - controlar o nível de tensão de saída.

Como consta do anexo B, o GI só passa a entregar sua potência nominal quando atinge cerca de 110% da velocidade síncrona. Abaixo da velocidade síncrona, a máquina funcionaria como motor. A PCH, portanto, não pode ser vista como uma fonte firme de energia para a distribuidora quando há queda de vazão e, em conseqüência, queda da velocidade da turbina de acionamento da unidade de GD.

Este estudo, além de seguir as recomendações da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2008), indicando o ponto de acesso que implique em menor custo global das obras para a conexão da GD, pesquisa outros nós que possam otimizar os benefícios dessa conexão. O estudo inicial realizado pela distribuidora a pedido do acessante, por exemplo, examinou apenas os impactos da conexão da GD no ponto mais próximo do aproveitamento hidráulico. Aqui foram pesquisados 10 nós de conexão, que exigem a construção de extensões à RDA de

0,150 km que liga o ponto do aproveitamento hidrelétrico ao nó 1187588 do alimentador BCAD 212.

5 PROPOSTAS DE DESENVOLVIMENTO FUTURO

Alguns aspectos não abordados neste trabalho poderão ser incluídos em estudos futuros, para aprofundar a análise dos resultados da conexão da GD. Podemos destacar os seguintes:

- Cálculo das perdas nos ramais de baixa tensão e nos transformadores de distribuição, em função da mudança do ponto de conexão da GD;
- Pesquisa do efeito da mudança na topologia da rede no desempenho da GD;
- Inclusão de casos bases abrangendo todos os tipos de geradores, como geradores síncronos, máquinas de indução duplamente alimentadas (MIDA) e máquinas síncronas operadas a velocidades variáveis (MSVV).

As perdas nos ramais secundários e nos transformadores de distribuição do alimentador BCAD 21 não foram calculadas. A interface entre o banco de dados do secundário da CEMIG (GEMINI) e o aplicativo de fluxo de potência (PSS ADEPT) só importa os dados da rede de MT (excluídos os transformadores de distribuição). As perdas da rede de BT são calculadas pela Cemig com coeficientes de perdas, segundo metodologia reconhecida pela ANEEL (2009). É necessário, portanto, construir uma interface que permita levar os dados do secundário (incluindo os transformadores de distribuição) para o aplicativo de cálculo de fluxo de potência.

Também, no caso base examinado, não foi explorado o efeito da mudança da topologia da rede no desempenho da GD. Entretanto, se novos estudos confirmarem as vantagens econômicas e operacionais com a mudança da topologia, essa abordagem poderá ser incluída nas rotinas de planejamento da MT referentes à alocação de unidades de GD.

Finalmente, com a crescente inclusão de unidades de GD do tipo eólico, a indústria desenvolveu sistemas com máquinas síncronas operadas a velocidades variáveis (MSVV) e máquina de indução duplamente alimentada (MIDA) (FERREIRA DE JESUS, 2007). As máquinas do tipo MSVV adaptam a frequência das grandezas elétricas do gerador à frequência da rede, por meio de um sistema de conversão corrente alternada/corrente contínua/corrente alternada (ca/cc/ca).

Com referência à máquina do tipo MIDA, com um sistema ca/cc/ca, ligado ao rotor bobinado, é possível retirar potência ativa pelo rotor da máquina e controlar a

velocidade. Esse tipo de máquina também possui um conversor mecânico de velocidade para adaptar a velocidade da turbina eólica à MIDA. No futuro, a fabricação em maior escala desses tipos de máquinas poderá torná-las economicamente viáveis para o aproveitamento de potenciais hidráulicos, em usinas a fio d'água, com grandes variações de vazão. Entretanto, não existe ainda um modelo para a máquina do tipo MSVV e para a MIDA, nos aplicativos de fluxo de potência, dada à sua complexidade de representação. Esse é um modelo que pode ser incluído em um desenvolvimento futuro.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, 2001, p.195-204.

ACKERMANN, T.; KNYAZKIN, V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. **Proc. of 2002 IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. And Exhibition: Asia Pacific Yokohama**: IEEE. 2002, p.975-980.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Proposta da Revisão da Resolução ANEEL 281** - 1999. Disponível em: <www.inee.org.br> Acesso em: 14 abr. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 395, de 15 de Dezembro de 2009**. Disponível em: <www.aneel.org.br> Acesso em: 11jan.2009.

ALBUQUERQUE, J.; SOUZA, B. Impact of embedded generation on distribution network: operation aspects. **Proc. of 2002 IEEE/PES Transmission and Distribution**. Vienna: IEEE. 2007. p.975-980.

BARIN, Alexandre. **Metodologia para análise dos efeitos da geração distribuída sobre as características operacionais dos sistemas de distribuição utilizando técnicas multicriteriais**. 2007. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

BELLMAN, R.; ZADEH, L. Decision-Making in a fuzzy environment. **Management Science**, v.17, n.4. 1970.

BERREDO, R. **Fuzzy set based multiobjective allocation of resources and its applications**. 2004. Disponível em: <<http://buscatextual.cnpq.br>> Acesso em: 20 maio 2009.

BERREDO, R. C. et al. Otimização multicritério de redes em sistemas de distribuição. In: XVII SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2006, Belo Horizonte. **Anais do XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: ABRADÉE, 2006. p.1-10.

BIODIESELBR ONLINE LTDA. O que é o Biodiesel. **Revista BiodieselBR**. Disponível em: <www.biodiesel.com> Acesso em: 20 set. 2009.

BORGES, C.; FALCÃO, D. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement. **Journal of Electrical Power and Energy System**. 2006. p.413-420.

CANHA, L. Problemas de controle de tensão em redes de distribuição com fontes de geração distribuída. SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003. Aracaju. **Anais...** p.515-520.

CAYRES; LIMA; CING. Ferramentas para modelagem de geradores eólicos em programas de curto circuito. XIII ERIAC – DÉCIMO TERCER ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ. 24 al 28 de mayo de 2009. Puerto Iguazú - Argentina. Comité de Estudio C4. Desempeno Técnico del Sistema.

CELLI, G. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and sittings of distributed generation to power engineering problems. **IEEE Trans. On Power Systems**, 2005. p.750-757.

CÉSAR, A.; PANTUZZO, F. Critérios para conexão de geradores assíncronos na rede de distribuição de média tensão. ANAIS TÉCNICOS DO XVII SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO, 2006. **Anais ...** Belo Horizonte. 2006. p.1-12.

CHIRADEJA, P. Benefits of distributed generation: a line loss reduction analysis. **Proc. Of 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conf.** Dalian: IEEE, 2005. p.186-190.

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. **IEEE Trans on Energy Conservation**, v.19, n.4, 2004, p.764-773.

CIPOLI, J. A. Engenharia de distribuição. Rio de Janeiro: Qualitymark. 1993.

COMMISSION, CALIFORNIA ENERGY. **Distributed generation case studies for permit streamlining and the impact upon transmission and distribution services.** Consultant Report. Sacramento: CEC, 2002. <www.energy.ca.gov/reports/2002-01-14_700-02-001F.PDF>. Acesso em: 26 dez. 2009.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Relatório de Sustentabilidade 2008.** Disponível em: <<http://cemig.infoinvest.com.br/static/ptb/arquivos/Relatorio%20de%20Sustentabilidade%202008.pdf>>. Acesso em 26 dez. 2009.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Sistema Georeferenciado de Informações – GEMINI.** 2009.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Estudo de Distribuição proposto – GEMINI – Gerência de Redes de Distribuição – Biblioteca de Cálculo** – Gerência de Engenharia de Planejamento e Expansão do Sistema de Distribuição. ca. 1999.

CONTI, S.; RAITI, S.; TINA, G. Small-Scale embedded generation effect on voltage profile: an analytical method. **IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution**, v.150, n.1, jan. 2003, p.78-86.

COSTA, E.; COELHO, J. Avaliação de violações de tensão na qualidade de serviço em sistemas de distribuição de energia elétrica. ANAIS DO IV SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, 2001. **Anais...** Porto

Alegre. 2006. p.397-402.

DAWES, Chester L. **Curso de eletrotécnica**. Porto Alegre: Globo, 1974. v.2.

DEBS, A. **Modern power systems control and operation**. Boston/ Dordrecht/ London: Kluwer, 1987.

DEL TORO, V. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Rio de Janeiro: Prentice Hall, 1994.

DUDHANI, S.; SINHA, A.; INAMDAR, S. Renewable energy sources for peak load management in India. **Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2006. p.396-400.

DUGAN, R. **Electrical power systems quality**. New York: McGraw-Hill, 2003.

DUGAN, R.; McDERMOTT, T. Operating conflicts for distributed generation interconnected with utility distribution systems. **IEEE Industry Applications Magazine**, mar./apr., 2002. p.19-25.

DUGAN, R.; PRACE, S. Issues for distributed generation in the U.S. **Proc. Of 2002 IEEE/PES - Winter Meet**. New York: IEEE, 2002. p.121-126.

ECKHART, M. **Fontes de energia renovável**: em busca da energia inesgotável. 2006. Disponível em: <<http://usinfo.state.gov/journal/ites/0706/iipe/eckhart.htm>>. Acesso em: 14 fev. 2008.

EKEL, P. A General approach to solving a wide class of fuzzy optimization. **Journal of Computers and Mathematics with Application**. 2002. p.863-875.

_____. Modelos e métodos de tomada de decisões em ambiente fuzzy e suas aplicações. XXXV SEMINÁRIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL. Natal RN. 2003.

EKEL, P. **Otimização e tomada de decisões II**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Notas de Aula. 2006.

EKEL, P.; MENEZES, M.; SHUFFNER NETO, F. **Decision making in fuzzy environment and its applications**. 2006. Disponível em: <www.pucminas.br/relatorio_atividaes_2006/pdfs/prducao_intelectual/artigo_publica_do.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2008.

EKEL, P.; SHINZINGER, R. A general approach to solving a wide class of fuzzy optimization problems. **Fuzzy Sets and Systems**. v.97, n.10, 1998. p.49-66.

ELETROBRÁS. **Diretrizes para projetos de PCH-Projetos das obras civis e dos equipamentos - Equipamentos Eletromecânicos - Geradores - Capítulo 7**. Disponível em: <www.eletrica.ufu.br/siteatual>. Acesso: 8 set. 2008.

EL-KHATTAM, W.; KANKAR, B. Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.19, n.3. aug. 2004.

EL-KHATTAM, W.; HEGAZY, Y.; SALAM, M. An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning. **Transactions on Power Systems**, v.20, n.2. may, 2005.

FERREIRA DE JESUS, J. M.; CASTRO, R. M. G. Máquina de indução duplamente alimentada (MIDA) em aproveitamento de energia eólica. Universidade Técnica de Lisboa. Instituto Superior Técnico. **Energias Renováveis e Produção Descentralizada**. Abril de 2007. Disponível em: <https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/140412/1/dissertacao.pdf>. Acesso em: 13 dez. 2009.

FONTELA, M. On the use of dispersed generation to increase EPS Robustness. **Proc. Of 2000 IEEE/PES General Meet**. San Francisco: IEEE, 2005. p.2291-2998.

FRAGA, O. **Benefícios da geração distribuída**. Disponível em <www.poli.usp.br/RevistaPolitecnica/print>. Acesso em: 14 fev. 2008.

GOVERNO DE PORTUGAL. **Decreto Lei nº 189/88 de 27 de maio de 1988**. Disponível em: <<http://www.wave-energy-centre.org.http>>. Acesso em: 13 fev. 2008.

GRIFFIN, T. Placement of dispersed generation systems for reduce losses. 2000. Disponível em: <<http://citeseer.ist.psu.edu/griffin00placement.html>>. Acesso em: 15 abr. 2008.

HADJSAID, N.; CANARD, J.; DUMAS, F. Dispersed generation impact on distribution networks. **IEEE Computer Applications In Power**. 1999, p.23-28.

HANDSCHIN, E. Optimal operation of dispersed generation under uncertainty using mathematical programming. **Journal of Electrical Power and Energy Systems**. 2006. Disponível em: <www.mendeley.com>. Acesso em: 9 ago. 2009.

HARKER, P.; VARGAS, L. The theory of ratio scale estimation: saaty's analytic hierarchy process. **Management Science**, v.33, n.11, 1987, p.1383-1045.

HUANG, C.; MASUD, A. **Multiples objective decision making: methods and applications**. Berlin: Springer-Verlag, 1987.

ILIC, M.; GALIANA, F.; FINK, L. **Voltage profile improvement with distributed generation**. Boston, Dordrecht/London: Kuwer, 1998.

IYER, H.; RAY, S.; RAMAKUMAR, R. Voltage profile improvement with distributed generation. **Proc. Lf 2005 IEEE/PES General Meet**. San Francisco: IEEE, 2005. p.2977-2984.

JENKINS, N.; STRBAC, G. Impact of embedded generation on distribution system voltage stability. **IEEE Colloquium on Voltage Collapse**. London: IEEE, 1997, p.91-

94.

KEANE, A.; O'MALLEY, M. Impact of distributed generation on losses. **IEEE Transaction on Power Systems**, v.20, n.2, 2005a. p.1640-1646.

_____. M. Optimal allocation of embedded generation on distribution networks. **IEEE Transactions On Power Systems**, v.30, n.3, 2005b, p. 1640-1646.

KOSOW, I. **Máquinas elétricas e transformadores**, 3.ed. Porto Alegre: Globo, 1979.

KURI, B.; REDFERN, M.; LI, F. **Optimization of rating and positioning of dispersed generation with minimum network disruption**. 2004. Disponível em: <ieeexplorer.ieee.org/iel5/9451/30010/01373246>. Acesso em: 15 set. 2008.

LAMARRE, L. The vision of distributed generation. **EPRI Journal**. v.18. n.3, april/may. 1993. p.6-12.

LU, J. et al. **Multi-Objective group decision making: methods, software and applications with fuzzy set techniques**. London: Imperial College Press, 2007.

McDERMOTT, T.; DUGAN, R. Distributed generation impact on reliability and quality indices. **Papers of 2002 IEEE Rural Electric Power Conf**. Colorado Springs: IEEE, 2001, p. D31-D3-7.

MILLER, G. The magical number seven, plus or minus two: some limits on our capacity for processing information. **The Psychological Review**, v.63, 1956, p.81-97.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. Lista de países por crescimento populacional. Disponível em: [http://wikipedia.org/wiki/Anexo: Lista de países por crescimento populacional](http://wikipedia.org/wiki/Anexo:Lista_de_países_por_crescimento_populacional). Acesso em 20 maio de 2009.

PARKER, P.; MELLO, R. Determining the impact of distributed generation on power systems: part 1 - Radial Distribution Systems. **Proc. of 2000 IEEE/PES Summer Meet**. Seattle: IEEE, 2000, p.1645-1656.

PARREIRAS, Roberta Oliveira. **Algoritmos evolucionários e técnicas de tomada de decisão em análise multicritério**. 2006. 165f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais – Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

PSS ADEPT USERS MANUAL. **Siemens power transmission and distribution Inc. Power Technology International**. 2005

RAMAKUMAR, R.; CHIRADEJA, P. Distributed generation and renewable energy systems. **Proc. of 2002 37th Intersociety Energy Conversion Engineering Conf**. Washington, 2002.

RAU, N. Optimal location of resources in distributed planning. **IEEE Trans. On Power Systems**, IEEE, v.9, n.4, nov. 1994, p.2014-2020.

RUNCOS, F. et al. Geração de energia eólica - Tecnologias Atuais e Futuras - 2005. Disponível em: <www.weg.net/files/products/2.668.pdf>. Acesso em: 19 set. 2009.

SAATY, T. Axiomatic foundation of the analytical hierarchy process. **Management Science**, v.32, 1986, p.841-855.

_____. **Método de análise hierárquica**. Rio de Janeiro: Mc Graw Hill, 1991.

SCOTT, W. Micro turbine generators for distribution systems. **IEEE Industry Applications Magazine**, 1998, p.57-62.

SIEMENS POWER TRANSMISSION & DISTRIBUTION, INC. PSS/ADEPT 5.3 Users Manual. **Power Technologies International**. 1482 Erie Boulevard. PO. Box 1058. Schenectady, NY 12301 – 1058 US. 2005.

SILVA, Aluisio Ferreira da; BARRADAS, Ovídio Cesar Machado. **Telecomunicações: sistemas de energia**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1980.

SPIER, E. Sistema computacional integrado de operação e planejamento energético para sistemas de distribuição com presença de geração distribuída. CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, BCA. 2004, v.1 – Grupo de Sistema de Energia Elétrica, Faculdade de Engenharia, PUC Porto Alegre Porto Alegre: PUC Porto Alegre. p.1-6.

TER-GAZARIAN, A.; KAGAN, N. Design model for electrical distribution systems considering renewable, conventional and energy storage units. **IEEE PROCEEDINGS-C**. Moscow: IEEE, v.139, n.6, nov. 1992. p.499-504.

TOMSOVIC, K.; HIYAMA, T. Intelligent control methods for systems with dispersed generation. **Proc. Of. 2001 IEEE/PES Winter Meet**. Columbus: IEEE, 2001, p.913-917.

VIEIRA, M. CSN investe em Minas R\$ 9,5 bilhões. **Estado de Minas**, 12 dez. 2007, p.16.

WALLACE, A.; HARRISON, P. Planning for optimal accommodation of dispersed generation in distribution networks. **Proc. CIRED 17th Int. Conf. Elect. Distr.** Barcelona, Mayo, 2003.

WANG, C.; NEHRIR, M. Analytical approaches for optimal placements of distributed generation sources in power systems. **IEEE Trans. On Power Systems**. v.19, n.4, 2004, p.2068-2076.

XUEGUANG, W. **Integrating renewables and CHP into UK electricity system**. March 2004. Disponível em: <www.tyndall.ac.uk/publications/tech_reports/tech_reports.shtml>. Acesso em: 15 abr. 2008.

ZIMMERMAN, H. **Fuzzy set theory and its applications**. Boston: Kluwer Academic

Publisher, 1990.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Características elétricas dos condutores do alimentador BCAD 212

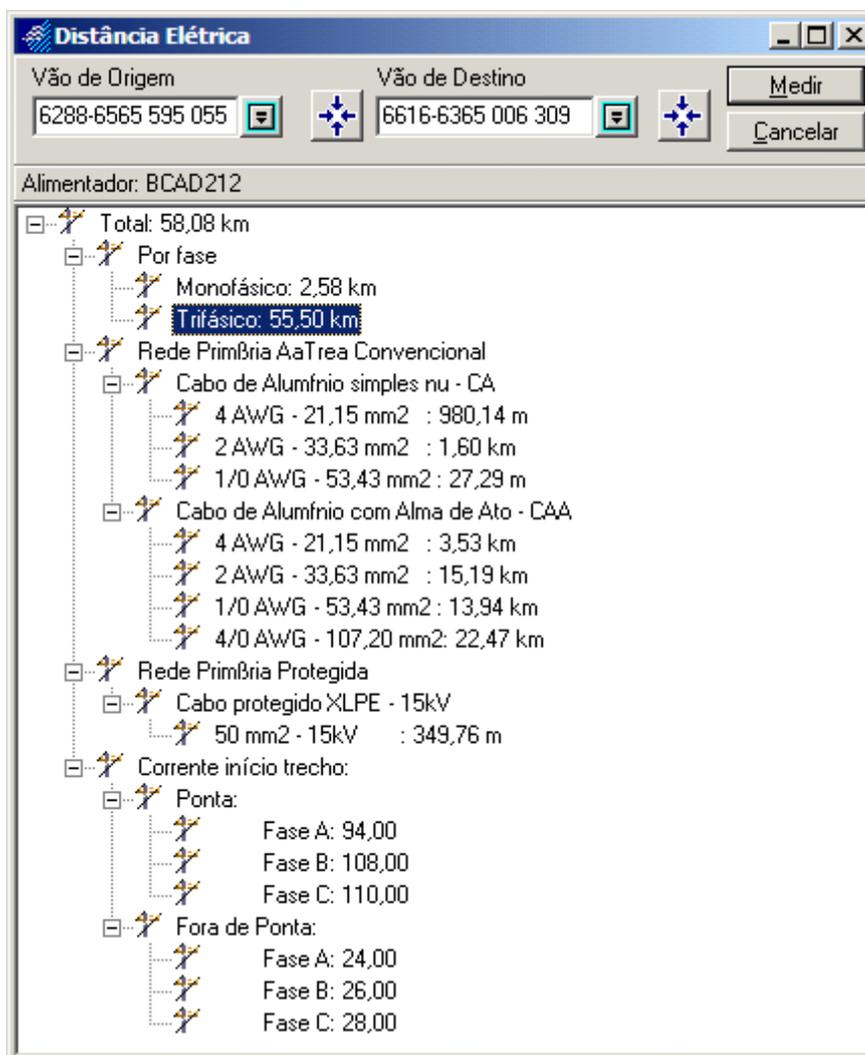


Figura 1: Características dos condutores
 Fonte: CEMIG

APÊNDICE B – Curvas de carga típica dos consumidores secundários da CEMIG em PU e equação do KVA estatístico

Tabelas de curva de demanda e fator de potência por classe de consumidor

TABELA 1
Demanda em PU e Fator de Potência P/Classe de Consumidor

Demanda em PU (Dem.) e Fator de Potência(F.P.) por Classe de Consumidor(Cl.)															
Hora	Cl.	Dem.	F.P.	Cl.	Dem.	F.P.	Cl.	Dem.	F.P.	Cl.	Dem.	F.P.	Cl.	Dem.	F.P.
00		0,9720	0,80		0,43520	0,80		0,4905	0,80		0,8507	0,80		0,6994	0,80
01		0,6600	0,80		0,42490	0,80		0,4407	0,80		0,6796	0,80		0,6762	0,80
02		0,5053	0,80		0,40050	0,80		0,4051	0,80		0,7308	0,80		0,5693	0,80
03		0,4517	0,80		0,43400	0,80		0,3864	0,80		0,7098	0,80		0,5292	0,80
04		0,4220	0,80		0,51100	0,80		0,3942	0,80		0,6887	0,80		0,6363	0,80
05		0,4273	0,80		0,60590	0,80		0,3847	0,80		0,7582	0,80		0,4883	0,80
06		0,4706	0,80		0,68190	0,80		0,4227	0,80		0,9108	0,80		0,5091	0,80
07		0,7112	0,80		0,79090	0,80		0,4947	0,80		1,0192	0,80		0,6142	0,80
08		0,8310	0,80		1,21030	0,80		0,7478	0,80		1,0254	0,80		0,8847	0,80
09		0,8505	0,80		1,59230	0,80		1,2173	0,80		1,0918	0,80		1,1565	0,80
10		0,8905	0,80		1,68430	0,80		1,4431	0,80		1,1161	0,80		1,3025	0,80
11		0,9041	0,80		1,74790	0,80		1,5188	0,80		1,0556	0,80		1,3721	0,80
12		1,0345	0,80		1,37040	0,80		1,4579	0,80		0,869	0,80		1,2947	0,80
13		0,9703	0,80		1,41990	0,80		1,4314	0,80		0,8853	0,80		1,3391	0,80
14		0,8675	0,80		1,57170	0,80		1,4696	0,80		0,9209	0,80		1,455	0,80
15		0,8753	0,80		1,64520	0,80		1,5111	0,80		0,9495	0,8		1,3861	0,80
16		0,9126	0,92		1,58310	0,92		1,532	0,92		0,9593	0,92		1,3204	0,92
17		1,0630	0,92		1,54160	0,80		1,5507	0,80		1,065	0,92		1,3715	0,92
18		1,4942	0,92		1,23760	0,92		1,8171	0,92		1,0536	0,92		1,3767	0,92
19	Classe Residencial	2,1944	0,92	Classe Industrial	0,97170	0,92	Classe Comercial	1,629	0,92	Classe Rural	1,5674	0,92	Classe Outros	1,3683	0,92
20		1,9509	0,80		0,72000	0,92		1,188	0,80		1,6134	0,80		1,1258	0,80
21		1,7344	0,80		0,61330	0,92		0,9065	0,80		1,4272	0,80		0,9741	0,80
22		1,5347	0,80		0,55650	0,80		0,7709	0,80		1,6170	0,80		0,8908	0,80
23		1,3012	0,80		0,48080	0,80		0,5892	0,80		0,9897	0,80		0,7628	0,80

Fonte: CEMIG, 1999

CURVAS DE DEMANDA EM POR UNIDADE

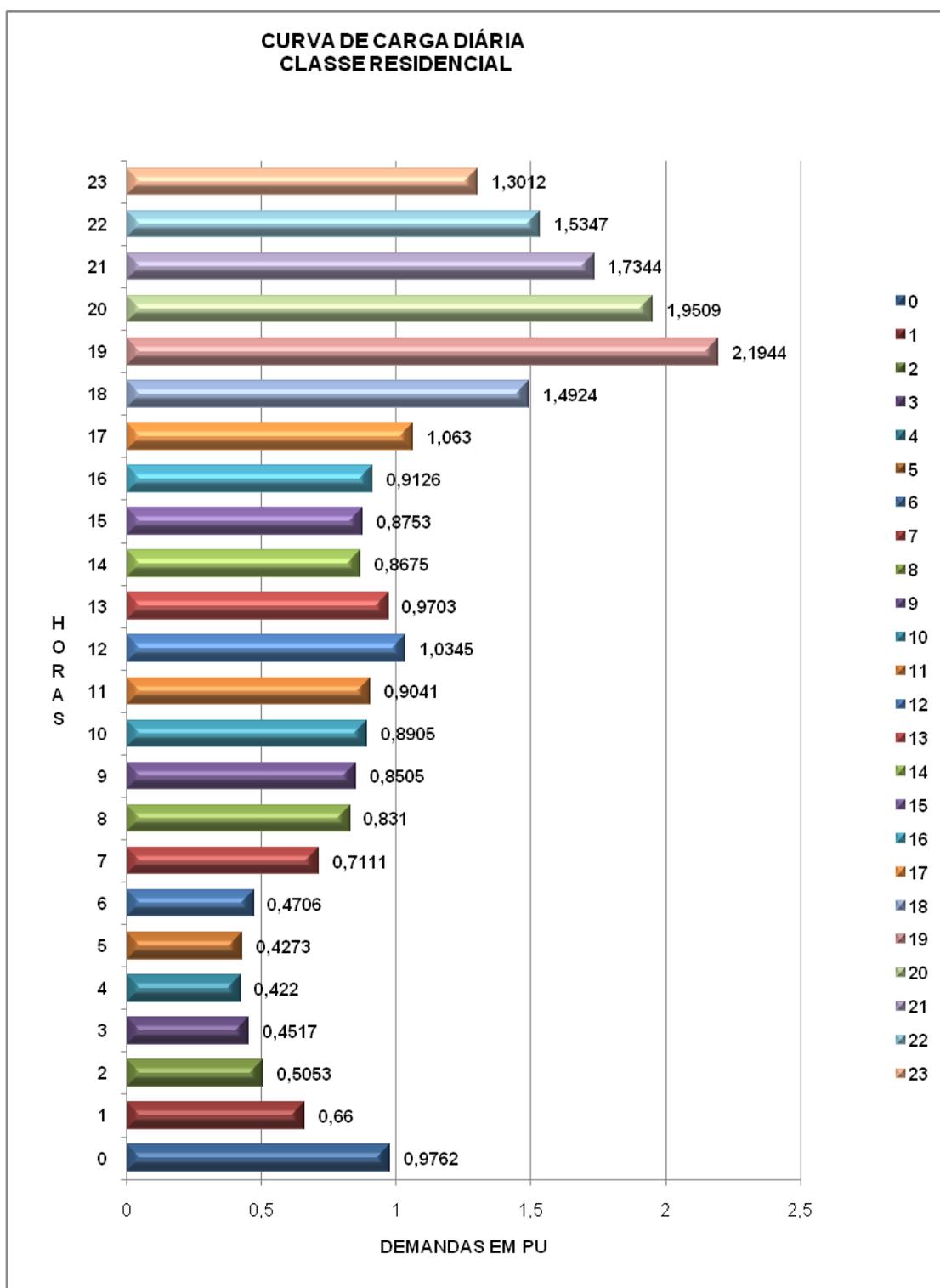


Gráfico 1: Curva de carga diária: Classe Residencial – Coluna A: Horas – Coluna B: Demanda em PU

Fonte: CEMIG, 2009

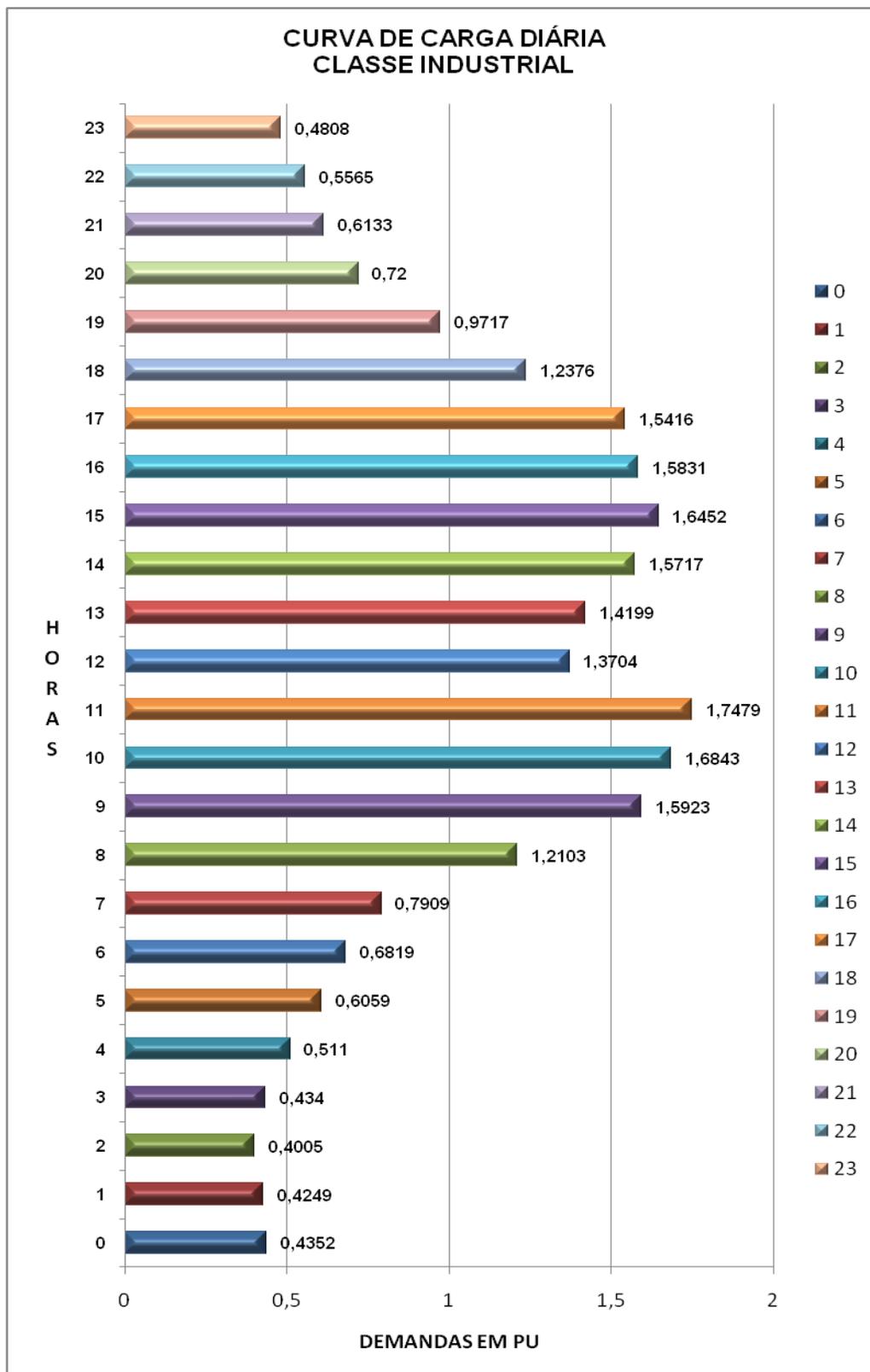


Gráfico 2: Curva de carga diária: Classe Industrial – Coluna A: Horas – Coluna B: Demanda em PU
Fonte: CEMIG, 2009

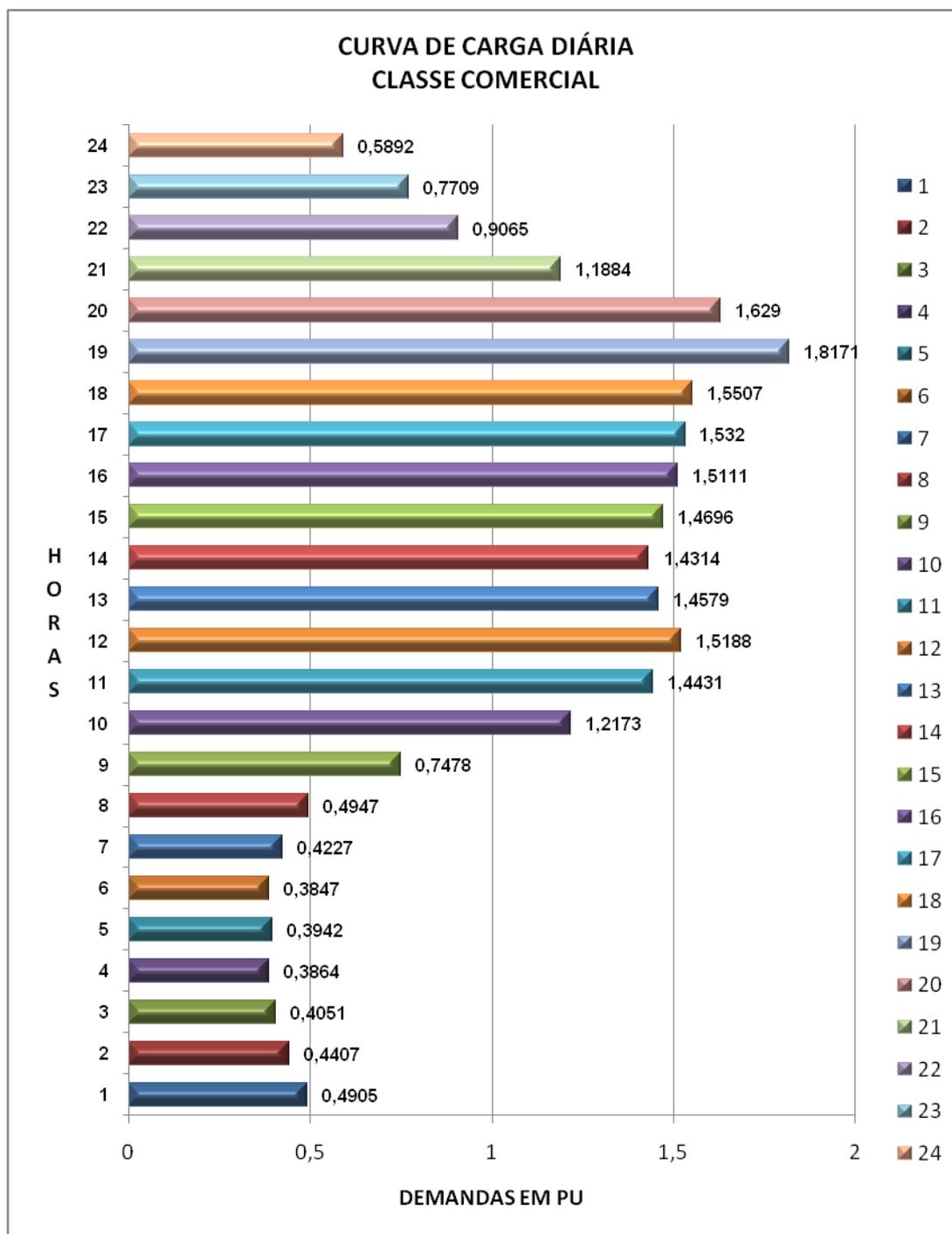


Gráfico 3: Curva de carga diária: Classe Comercial – Coluna A: Horas – Coluna B: Demanda em PU
Fonte: CEMIG, 1999

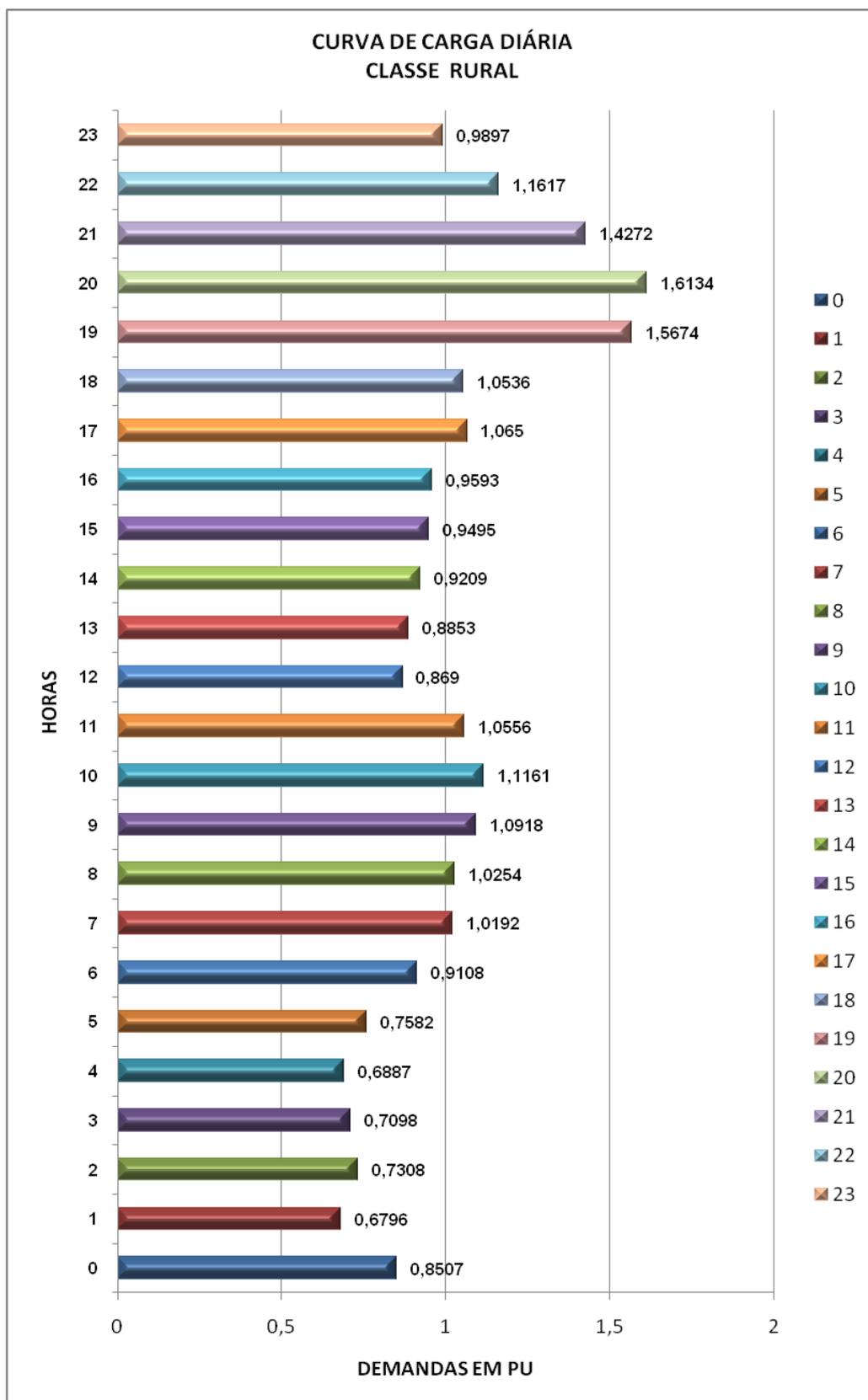


Gráfico 4: Curva de carga diária: Classe Rural – Coluna A: Horas – Coluna B: Demanda em PU

Fonte: CEMIG, 1999

CURVA DE CARGA DIÁRIA CLASSE OUTROS

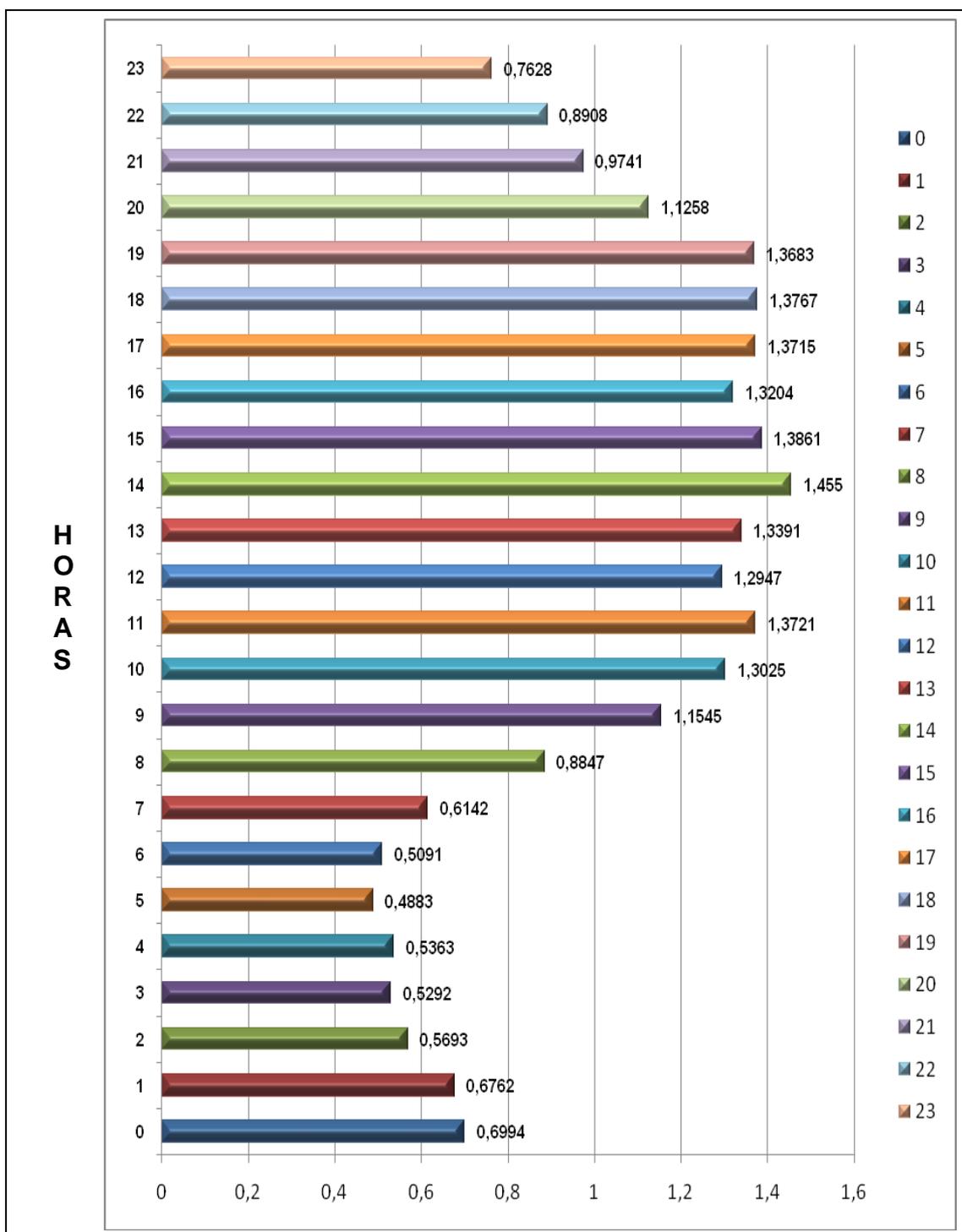


Gráfico 5: Curva de carga diária: Classe Outros - Coluna A: Horas - Coluna B: Demanda em PU
 Fonte: CEMIG, 1999

DEMANDAS EM PU

CÁLCULO DA DEMANDA DO SECUNDÁRIO – A demanda do secundário é calculada com a Equação (1) adiante:

$$kVA = \frac{kWh \times Demanda (PU) \times 1,3}{730h \times FatPot} \quad (1)$$

DETERMINAÇÃO DAS DEMANDAS MÀXIMA (PONTA) E MÍNIMA DO ALIMENTADOR - O cálculo dos alimentadores primários no Gemini é realizado por fase, considerando os desequilíbrios existentes. Normalmente são cadastrados os seguintes dados de medições para os circuitos primários de 13,8 kV e 23,1 kV:

- Medições por fase realizadas na hora de ponta e fora da ponta do alimentador (atualizadas periodicamente);
- Curvas típicas de medições horárias realizadas para dia útil, sábado e domingo obtidas a partir dos sistemas SCADA para uma das fases do alimentador, normalmente a fase B (essas curvas são chamadas de Semana Típica e são atualizadas mensalmente).

Se estiverem disponíveis as curvas das 3 fases, elas serão usadas pelo sistema nos cálculos elétricos. De modo geral, ficam disponíveis apenas as curvas horárias de uma das fases. Assim o sistema utiliza as curvas típicas disponíveis para modular as demandas de ponta e fora de ponta das outras fases, de modo a construir uma curva horária e considerar os desequilíbrios do sistema elétrico. A Figura 1 adiante mostra a curva da fase B de um alimentador, correspondente a um dia útil:

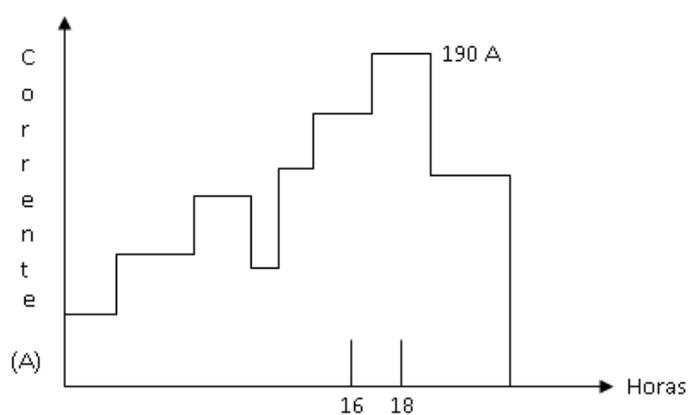


Figura 1: Semana Típica- Corrente da Fase B (dia útil)
 Fonte: Cemig, 1999

Na curva acima, a corrente máxima é de 190 A para a fase B, na ponta do alimentador. Se as correntes registradas na ponta para as fases A e C forem, respectivamente, 205 A e 182 A, a partir desses valores, e tomando como base a curva para a fase B, são construídas as curvas das fases A e C, conforme Figura 2:

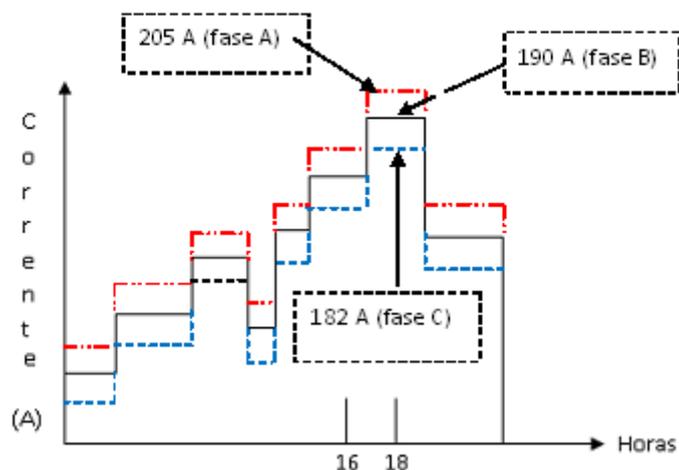


Figura 2 :Perfil de corrente do alimentador modelado pela corrente da fase B
 Fonte: CEMIG, 1999

A metodologia de modelagem de curva de carga mostrada na Figura.2 admite implicitamente que o comportamento das cargas das fases A e C é igual ao da fase B, cujas curvas horárias são conhecidas. A Tabela 1 do Apêndice C mostra os valores de corrente na saída do alimentador BCAD 212, fase B, medidos em junho de 2009, para dia útil, sábado e domingo.

APÊNDICE C – Relatórios de fluxo de potência no alimentador BCAD 212 com diversas alternativas

Alternativas para a simulação do fluxo de carga

GD desconectada; 2 capacitores operando e 2 RT regulando em 5%;

Carga leve: $S_A = 212$ kVA (FP 0,310) ; $S_B = 228$ kVA (FP 0,316) ; $S_C = 233$ kVA (FP 0,444). FP capacitivo.

Carga pesada: $S_A = 659,86$ kVA (FP 0,0,97) ; $S_B = 769,75$ kVA (FP 0,0,97) ; $S_C = 786,60$ kVA (FP 0,96). FP indutivo.

GD conectada ao nó 1187588, a 55 km da SE, por meio de RDA 3#4(4) CAA de 0,15 km.

GD conectada ao nó 1187584, por RDA 3#4(4) CAA de 1,5 km.

GD conectada ao nó 252779, por RDA 3#4(4) CAA de 4,5 km.

GD conectado ao nó 3094253, a 43 km da SE, por RDA 3#4(4) CAA de 10 km

GD conectada ao nó 252469, a 25,2 km da SE, por RDA 3#4(4) CAA de 17,0 km

GD conectada ao nó 252444, a 9 km da SE por RDA 3#4(4) CAA de 17 km

GD conectada ao nó 252437 (barra da SE) por RDA 3#4(4) CAA de 25 km.
Fluxos de potência na carga pesada.

GD conectada ao nó 3141818 por RDA 3#4(4) CAA de 7,0 km

GD conectada ao nó 252760 por RDA 3#4 (4) CAA de 11,74 km

GD conectada ao nó 252779 por RDA 3#4 (4) CAA de 4,5 km

GD conectada ao nó 6, por RDA 3#4(4) CAA de 19 km

Tabelas com os relatórios do fluxo de potência

TABELA 1
Correntes medidas (em A) na fase B - Alimentador BCAD 212

Hora	Corrente em A (fase B)		
	Dia útil	Sábado	Domingo
0	33	33	38
1	31	31	35
2	28	29	33
3	30	28	32
4	28	30	31
5	37	39	36
6	44	41	38
7	43	48	41
8	45	52	43
9	48	56	47
10	58	56	49
11	55	55	50
12	55	55	49
13	58	56	47
14	61	60	46
15	58	67	55
16	77	78	60
17	126	132	110
18	126	136	115
19	106	108	93
20	81	80	79
21	64	67	63
22	52	57	51
23	42	42	39

Fonte: Dados da pesquisa, 2009

A curva de carga diária, em dimensão de kVA, poderá ser construída, com boa aproximação, utilizando as demandas máximas medidas, constante da Figura 3 e multiplicando as demandas por fase pelos valores em p.u. das correntes de fase da Tabela 1. Devido aos desequilíbrios de tensão, os valores de demanda por fase

podem ser ligeiramente diferentes, em postos horários em que as correntes de fase são iguais em módulo.

TABELA 2
Perdas anuais de energia com a GD conectada

Nó de conexão	Perdas em kWh
3094253	665.776,30
252444	656.419,40
252469	663.973,60
314818	625.434,10
252437	612.831,30
1187584	664.041,20
252779	663.280,80
6	646.387,90
252760	670.753,60
187588	671.269,80

Fonte: Dados da pesquisa, 2009

TABELA 3
Número de pontos com tensão na faixa crítica (tensão de 1,06 pu) com GD
conectada - Alimentador BCAD 212

Nó de conexão	Fase (A)	Fase (B)	Fase (C)	Total de pontos
3094253	99	0	0	99
252444	99	1	0	100
252469	99	0	0	99
314818	99	0	0	99
252437	99	0	0	99
1187584	99	0	0	99
252779	99	0	0	99
6	99	0	0	99
252760	99	0	0	99
1187588	99	0	12	111

Fonte: Dados da pesquisa, 2009

Observação: Sem a GD há 27 pontos na faixa crítica (tensão acima de 1.06 p.u.) na fase A.

TABELA 4
Índices de Nós com Tensão Crítica (IBTC)

Nó de conexão	IBTC
3094253	8,298
252444	8,382
252469	8,298
314818	8,298
252437	8,298
1187584	8,298
252779	8,298
6	8,298
252760	8,298
187588	9,304

Fonte: Dados da pesquisa, 2009

TABELA 5
Valores máximos de oscilação de tensão (%) durante a partida do MI da GD, no horário de ponta

Nó de conexão	Fase A	Fase B	Fase C
1187588	2,3	2,7	2,0
252444	1,4	1,6	1,3
252437	1,5	1,6	1,4
1187584	2,3	2,7	2,0
6	1,8	2,0	1,6
252779	2,2	2,5	1,9
252469	1,8	2,1	1,7
252760	2,2	2,6	1,9
3094253	2,1	2,5	1,8
3141818	2,1	2,5	1,8

Fonte: Dados da pesquisa, 2009

TABELA 6
Corrente de curto circuito na saída do alimentador BCAD 212 com a GD
conectada

Nó de conexão	CC Fase/Fase	CC Fase/Terra
1187588	5133,71 (279,95°)	5106,36 (271,48°)
252444	5142,83 (270,97°)	5136,24 (271,62°)
252437	5133,97 (270,95°)	5106,96 (271,48°)
1187584	5133,97 (270,95°)	5106,96 (271,48°)
6	5139,48 (270,95°)	5123,00 (271,52°)
252779	5134,16 (270,95°)	5107,42 (271,48°)
252469	5138,69 (270,95°)	5120,09 (271,52°)
252760	5134,58 (270,95°)	5108,31 (271,49°)
3094253	5135,34 (270,95°)	5110,28 (271,49°)
3141818	5133,71 (270,95°)	5110,23 (271,49°)

Fonte: Dados da pesquisa, 2009

Dados do Ponto Primário																			
Subestação / Alimentador					BCAD/212														
Dados Acumulados					Curto Circuito		(A)	Ângulo											
Carga Instalada (kVA)					Trifásico		4926	-89,84											
Distribuída					Fase/Fase		0	0,00											
Primária					Fase/Terra Mín		198	0,00											
Rural					Fase/Terra Máx		4914	-89,73											
Clientes																			
Secundário					3902														
Primário					0														
Rural					2686														
Tensão por Fase					Perdas (kW por Fase)														
Nível de Tensão(%)					A			B			C								
Ponta					104,3			166,0			183,0			141,0					
F Ponta					103,6			19,0			20,0			18,0					
Queda Tensão(%)					A			B			C								
Ponta					0,0			0,0			0,0								
F Ponta					0,0			0,0			0,0								
Demanda					Fator de Coincidência Médio			Fator de Potência											
kVA por Fase					Ativo			Reativo											
Ponta					995,9			1,14			1,04			0,997			Indutivo		
F Ponta					199,2			0,24			0,86			0,997			Indutivo		
					A			B			C								
					1083,6			223,1			215,1								

Figura 1: Resumo das Medições das Grandezas Elétricas do Alimentador BCAD-212
 Fonte: Dados da pesquisa, 2009

ANEXOS

ANEXO A – Estudo de um caso típico de PCH com gerador de indução

As Tabelas e Figuras a seguir mostram as características e os resultados de desempenho de um gerador de indução e de um gerador síncrono, de mesma potência, conectados a um alimentador da rede de distribuição de média tensão, no nível de 15 kV. Na seqüência, comparam-se os desempenhos das duas máquinas.

TABELA 1
Características gerais dos geradores

Potência nominal (MVA)	0,39
Potência gerada (MW)	0,35
Fator de Potência	0,9
Tensão nominal de geração (kV)	0,44
Tensão máxima de geração (pu)	1,05
Tensão mínima de geração (pu)	0,95

Fonte: CEMIG, 2007

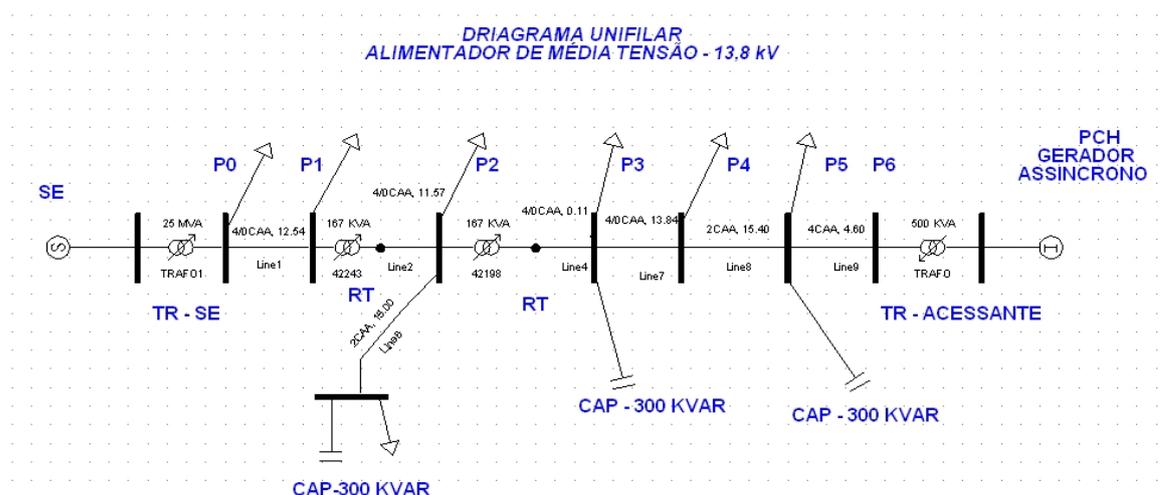


TABELA 2
Diagnóstico do sistema existente

TRECHO	BITOLA	EXTENSÃO(km)	EQUIP. NO PONTO
P0 - P1	4/0 CAA	12,54	RT-42243
P1 - P2	4/0 CAA	11,17	RT-42198
P2 - P3	4/0 CAA	0,11	CAP- 300 KVAR
P3 - P4	1/0 CAA	13,84	
P4 - P5	2 CAA	15,40	CAP- 300 KVAR
P4 - P6	4 CAA	4,60	PCH

Fonte: CEMIG, 2007

TABELA 3
Tensões (p.u.) – Diagnóstico

PONTO	C. LEVE	C. PESADA
P0	1,04	1,04
P1 a P3	1,05	1,05
P4	1,05	1,00
P5 e P6	1,05	0,96

Fonte: CEMIG, 2007

TABELA 4
Fluxo de Potência (kW / kvar) - Diagnóstico

TRECHO	CARGA LEVE		CARGA PESADA	
	kW	kvar	kW	Kva.
P0 - P1	708	-827	3359	768
P1 - P2	691	-850	3122	439
P2 - P3	349	-853	1579	11
P3 - P4	338	-848	1050	108
P4 - P5	299	-874	881	20
P5 - P6	136	76	296	87
P6	4	2	9	3

Fonte: CEMIG, 2007

TABELA 5
Perdas (kW) – Diagnóstico

TRECHO	CARGA LEVE	CARGA MÉDIA	CARGA PESADA
TOTAL	110	151	425
	Perdas (kWh/dia)		
	880	2114	850
Perda Total (kWh/dia)	3844		

Fonte: CEMIG, 2007

TABELA 6
Perdas (kW) com gerador síncrono

TRECHO	CARGA LEVE	MÉDIA	CARGA PESADA
TOTAL	102	101	331
	Perdas (kWh/dia)		
	810	1410	660
Perda Total (kWh/dia)	2880		

Fonte: CEMIG, 2007

TABELA 7
Tensões (p.u.) com o gerador síncrono conectado

PONTO	LEVE	PESADA
P0	1,04	1,04
P1	1,05	1,04
P2 e P3	1,05	1,01
P4	1,05	1,00
P5	1,06	0,99
P6	1,07	0,97

Fonte: CEMIG, 2007

TABELA 8
Tensões (p.u.) com o gerador de indução conectado

PONTO	LEVE	PESADA
P0	1,04	1,04
P1	1,05	1,04
P2 e P3	1,05	1,01
P4	1,05	1,00
P5	1,05	0,98
P6	1,05	0,96

Fonte: CEMIG, 2007

TABELA 9
Fluxo de Potência com o gerador de indução conectado (kW / kVAr)

TRECHO	LEVE		PESADA	
	kW	Kvar	kW	kvar
P0 - P1	491	-662	2972	876
P1 - P2	477	-681	2780	611
P2 - P3	147	-410	1243	205
P3 - P4	-2	-2	711	302
P4 - P5	-50	24	523	213
P5 - P6	-210	304	-12	316
P6	-350	227	-350	216

Fonte: CEMIG, 2007

TABELA 10
Perdas (kW) com o gerador de indução conectado

TRECHO	LEVE	MÉDIA	PESADA
TOTAL	102	101	331
	Perdas (kWh/dia)		
	816	1414	662
Perda Total (kWh/dia)	2892		

Fonte: CEMIG, 2007

TABELA 11
Diagnóstico inicial versus diagnóstico após a conexão

Perdas (kWh) – Diagnóstico antes da conexão		
Leve	Média	Pesada
880	2114	850
Total das perdas: 3844		
Perdas (kWh) com a conexão do gerador assíncrono		
Leve	Média	Pesada
816	1414	662
Total das perdas: 2892		
Perdas (kWh) com a conexão do gerador síncrono		
Leve	Média	Pesada
810	1410	660
Total das perdas: 2880		

Fonte: CEMIG, 2007

Comparando os dados das Tabelas 2, 3, 4 e 8 vê-se que a entrada do gerador de indução melhorou ligeiramente o nível de tensão no ponto P5 durante o horário de carga pesada, que passou de 0,96 p.u. para 0,98 pu. após a conexão.

Nos outros pontos não houve alteração no valor da tensão. Das Tabelas 4 e -

9 vê-se que diminuiu o fluxo de potência entre a fonte (SE da concessionária) e os consumidores, resultando em diminuição das perdas ativas totais, que caíram de 3844 kWh para 2892 kWh, conforme Tabela 11.

A Tabela 7 mostra que houve pequena sobretensão no ponto P6, durante a carga leve, com a entrada do gerador síncrono. A Tabela 11 mostra que as perdas com ambos os tipos de gerador são praticamente iguais.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O custo da PCH com máquina assíncrona, que não tem regulador de tensão e dispositivo de sincronização, é cerca de 80% menor do que o daquela com gerador síncrono.

Portanto, a opção pelo gerador de indução poderá viabilizar o aproveitamento de pequenos potenciais hidrelétricos, quando o custo for o fator determinante para a implantação do projeto.

A partir das considerações aqui apresentadas, pode-se admitir a ligação de geradores assíncronos à rede de distribuição da CEMIG, com potência de até 500 kW, desde que sejam obedecidas as condições abaixo:

O gerador só poderá ser conectado após atingir 95% de sua velocidade síncrona, acelerado pela máquina primária.

O acessante, se necessário, deverá providenciar a instalação de capacitores para a compensação do reativo solicitado da rede pela máquina.

Os capacitores instalados deverão ser ligados à rede elétrica 1 minuto após o gerador assíncrono entrar em funcionamento, por razão de segurança.

Os capacitores instalados pelo acessante deverão ser desligados automaticamente quando houver falta de tensão da rede para evitar a auto excitação do gerador.

O acessante deverá se comprometer a instalar dispositivo para inibir a injeção de harmônicos na rede da concessionária se o seu gerador for de construção que possa causar distorção harmônica na rede.

A queda de tensão transitória na rede da CEMIG devido à ligação de geradores assíncronos não poderá ser superior a 5%.

O regime de neutro do gerador assíncrono será o mesmo da rede da concessionária.

O gerador de indução, não poderá funcionar como motor de indução, sem prévia autorização da CEMIG, como nos demais casos de liberação de carga. Para isso, deverá ser instalado relé de potência inversa, da mesma forma que nos casos de PCH com gerador síncrono.

O acessante deverá instalar um transformador corretamente dimensionado para a conexão da máquina com a rede de média tensão da CEMIG.

Observação: A recomendação da ELETROBRÁS, de limitar a potência do gerador assíncrono do acessante a 1 MW, visa reduzir os distúrbios da rede no instante da conexão. Mediante estudo específico, a potência do gerador assíncrono poderá superar o limite de 500 kW aqui adotado, quando a capacidade de curto circuito da rede no ponto de acesso for suficiente para minimizar esses distúrbios.

ANEXO B - A máquina assíncrona como gerador de indução em sistemas de geração distribuída: uma alternativa econômica para o gerador síncrono

1. Introdução

Kosow (1979), Del Toro (1994) e Dawes (1974) analisam, com detalhes, as características operacionais de GD com máquina assíncrona.

As características de funcionamento da máquina assíncrona como gerador foram baseadas principalmente na referência de Dawes (1974), enquanto que as restrições de operação foram baseadas nas referências: Governo de Portugal (1988) e ELETROBRÁS (2008). Os diagramas de circuito equivalentes da máquina de indução foram baseados em Del Toro (1994). A análise do fator de potência da corrente do gerador assíncrono foi baseada em Kosow (1979).

Considerando o crescente interesse de produtores independentes em conectar unidades de GD, principalmente pequenas PCT acionadas por motores Diesel com bicomcombustível, neste apêndice é feita a análise teórica e do desempenho da máquina assíncrona como gerador. Além disso, os aero geradores atualmente no mercado usam, para a conversão de energia mecânica em elétrica, além de geradores síncronos, também geradores assíncronos dotados de características especiais (RUNCOS et al., 2005).

Do ponto de vista técnico o gerador assíncrono tem as seguintes vantagens sobre as máquinas síncronas:

- É de construção mais simples e robusta, porque não tem excitatriz, regulador de tensão e dispositivo de sincronização.
- Não entra em balanço quando ocorrem bruscas variações de carga no sistema.
- Libera pouca potência quando ocorre um curto circuito no ponto de conexão.
- Pode funcionar desassistido.

As desvantagens da instalação de GD com gerador assíncrono são:

- Não pode funcionar em sistema isolado, porque não tem controle de tensão.

- Retira o reativo para sua excitação da rede pública.
- Exige a instalação de capacitores para a compensação do reativo solicitado da rede.
- Pode atingir velocidades de disparo de até 300% da nominal, em caso de perda súbita de carga.

Do ponto de vista econômico, o custo de instalação desse tipo de GD, principalmente para PCT, é menor do que a construída com máquina síncrona.

Uma PCT de até 500 kVA, por exemplo, acionada por motor diesel de 1800 r.p.m., pode utilizar um motor de indução de dupla gaiola, 4 pólos, como gerador assíncrono, sem necessidade de qualquer adaptação.

Esses motores podem ser comprados, por preços acessíveis, no mercado de máquinas usadas. Se for necessário um conversor de velocidade para que o gerador de indução atinja com facilidade o deslizamento negativo de 5%, é possível acoplar uma engrenagem planetária entre a turbina e o gerador.

Quando o aproveitamento hidráulico é de uma queda de mais de 150 m, nas ribeiras com rápidos ou cascatas, as obras de tomada de água e de prevenção de enchentes são, em geral, de dimensões limitadas e, portanto, de custos reduzidos.

A maior parte dos investimentos de construção civil é constituída pelo conduto hidráulico. Nesse caso, a turbina utilizada é do tipo Pelton, com a utilização de geradores de velocidade de rotação elevada (superior a 1.000 rpm).

Mesmo nos casos onde for indispensável a instalação do conversor de velocidade, a unidade de GD fica mais barata com o gerador assíncrono do que com o gerador síncrono, podendo a diferença de preço ser de até 40% a favor da primeira.

A PCH e a PCT com gerador de indução requerem menos tempo nas etapas dos estudos iniciais, execução do projeto e implantação do que as com máquinas síncronas.

Deste modo, essas pequenas centrais são uma alternativa, para conexão em alimentadores onde o capacitor da máquina não cause sobretensão nos períodos de carga leve ou onde já haja capacitores instalados com capacidade suficiente para fornecer a potência reativa para o gerador.

Geradores assíncronos de potências maiores do que 500 kVA são desaconselhados para a conexão direta nos alimentadores de média tensão, devido

ao impacto da corrente de partida na rede e ao grande fluxo de reativo que dela solicitam.

Com a atual política do governo de incentivo à geração distribuída, os geradores assíncronos podem se constituir em uma alternativa econômica aos geradores síncronos, em usinas de pequena potência.

O prazo de entrada em serviço da PCH ou da PCT com gerador assíncrono é menor do que o de outros sistemas geradores, bem como o seu custo de instalação.

A rapidez de entrada em serviço desses pequenos sistemas de geração distribuída pode ajudar a atender a demanda do alimentador até que sejam realizados investimentos na expansão das subestações de distribuição.

2. Princípio de funcionamento do gerador assíncrono

A máquina assíncrona pode ser conectada à rede pública com qualquer velocidade, embora, para evitar a alta corrente de partida, é conveniente conectá-la após ter sido acelerada pelo órgão motor até 90% ou 95% de sua velocidade síncrona (ELETROBRÁS, 2008).

Na aplicação como gerador, a máquina é conectada à rede inicialmente como motor, após atingir 90% ou 95% da velocidade síncrona (90% em máquinas menores do que 500 kVA e 95% em máquinas maiores) (ELETROBRÁS, 2008).

Como a inércia do motor de indução é acelerada previamente pela máquina motriz, a corrente de partida do motor é reduzida.

O módulo e a frequência nominal da tensão do ponto de conexão, da mesma forma que no motor de indução, são impostos pela rede de distribuição.

Da mesma forma que o motor de indução, o gerador assíncrono não tem excitação própria e por isso só pode funcionar ligado à rede de distribuição.

A maioria dos geradores assíncronos funciona com deslizamento negativo de 5%, quando passam a liberar sua potência nominal.

Quando o motor de indução é acionado a uma velocidade superior à de sincronismo, no mesmo sentido de rotação de funcionamento como motor, o deslizamento torna-se negativo.

Os condutores do rotor passam a cortar o fluxo do campo rotativo em sentido contrário ao de funcionamento como motor. O sentido das correntes do rotor agora se inverte, em relação ao funcionamento como motor.

Por um efeito semelhante ao de um transformador, as correntes do rotor induzem no estator correntes praticamente defasadas de 180° em relação à componente ativa da corrente original do estator no funcionamento como motor.

O motor de indução, por conseguinte, pode funcionar como gerador, mas com certas limitações em relação ao alternador síncrono.

A passagem do efeito motor para gerador pode ser explicado com o auxílio da Figura 13. Por simplicidade, na Figura 13 não aparece a corrente magnetizante.

Conforme explica Dawes (1974), a corrente total do estator, I_M , no funcionamento como motor, é o vetor soma de I_0 e $-I_2$. $-I_2$ é o reflexo no estator, da corrente do rotor (I_2).

Com o aumento da velocidade do rotor $-I_2$ diminui até que o rotor alcança a velocidade síncrona; nessa hora a extremidade do vetor $-I_2$ cai no ponto P, e $-I_2$ se anula. Agora resta apenas I_0 , que é a corrente de excitação e também a corrente total do estator.

A energia necessária para vencer os atritos e a resistência do ar é suprida pela máquina primária, e as perdas no núcleo, pela linha da concessionária.

Acima da velocidade de sincronismo, o lugar geométrico da corrente do estator permanece ainda no arco NQ.

Um pequeno aumento da velocidade faz com que a extremidade do vetor corrente do estator caia no ponto P'; o fator de potência cai a zero e cessa a troca de energia entre a máquina e a linha da concessionária. A máquina passa a suprir apenas as perdas de seu núcleo.

Um aumento de velocidade, a partir do ponto P' faz crescer a corrente I_2 do rotor. Nesse momento a corrente I_G é dada pelo vetor soma de I_0 e I'_2 . O vetor $-I_2$, reflexo no estator da corrente do rotor, sofreu praticamente uma inversão de fase.

Tanto $-I_2$ como I'_2 ficam agora aproximadamente em concordância de fase, respectivamente, com a tensão terminal V'_M e com V'_G . Assim, tanto $-I_2$ como I'_2 podem ser consideradas como correntes ativas.

Portanto, ao se acionar o rotor a uma velocidade acima da de sincronismo, a corrente ativa do estator sofre uma inversão de fase, e a máquina muda seu funcionamento de motor para gerador.

Durante essa transição, a grandeza e a fase do fluxo de entreferro variam muito pouco. A corrente de excitação, representada pelo vetor OP' , que gera o fluxo, fica praticamente constante, tanto em grandeza como em fase.

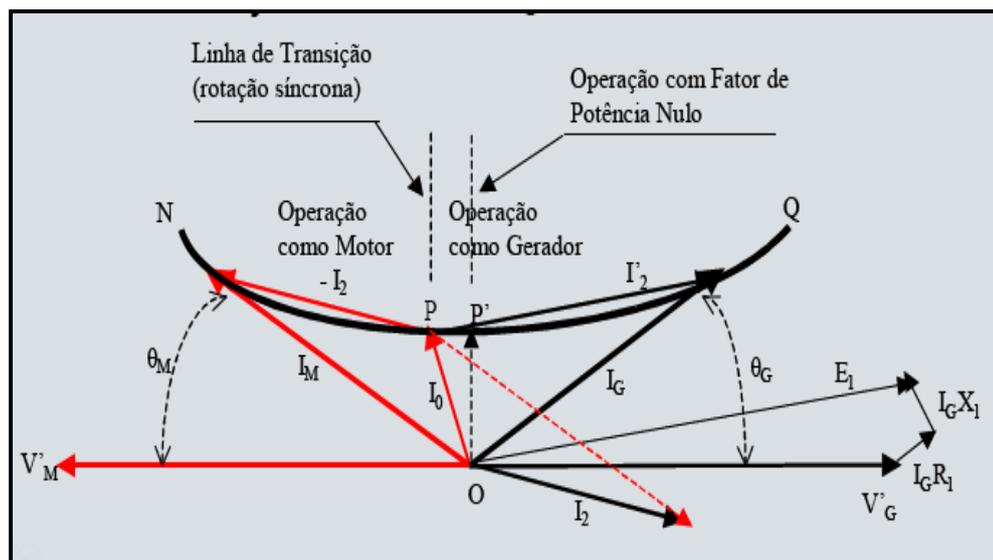


Figura 13: Ação de motor e de gerador de indução
Fonte: Dawes, 1974.

O gerador de indução passa a entregar uma corrente em avanço, com um fator de potência θ_G .

O fato de só fornecer corrente em avanço é um inconveniente do gerador de indução, porque a maioria das cargas comerciais e industriais é indutiva e necessita de corrente em atraso.

Ademais, o gerador de indução retira toda a sua excitação da linha da concessionária, tal qual o motor de indução.

Na Figura 13 o fasor representado por OP' é aproximadamente igual à corrente de excitação, a mesma para funcionamento como gerador.

O gerador de indução não consegue fornecer sua própria corrente de excitação, uma vez que I_2 não passa de uma corrente ativa, sem componente em atraso.

O gerador de indução não pode fornecer a corrente em atraso solicitada pela carga, conforme indicado na Figura 14.

A Figura 14 mostra a corrente de carga I_c , com atraso de α radianos sobre a tensão terminal V .

Essa corrente tem uma componente ativa I_e . Há necessidade de uma corrente em avanço I_o , mais ou menos equivalente a OP' da Figura 13 e uma corrente I_q , em atraso. A corrente I_G , resultante de I_e e I_o , é a corrente total fornecida pelo gerador de indução, a este valor de carga.

A rede da concessionária deve fornecer a diferença entre a corrente da carga

e a corrente do gerador de indução e, nesse caso, não entrega nenhuma potência ativa.

Toda sua corrente, I_s , está em quadratura e equivale à soma aritmética da corrente de excitação do gerador de indução I_o e da corrente em quadratura atrasada da carga, I_q .

Teoricamente o gerador de indução poderia suprir sozinho a corrente de uma carga *capacitiva* de módulo igual a I_o . Mesmo assim, seria indispensável uma máquina síncrona no sistema para assegurar um funcionamento satisfatório.

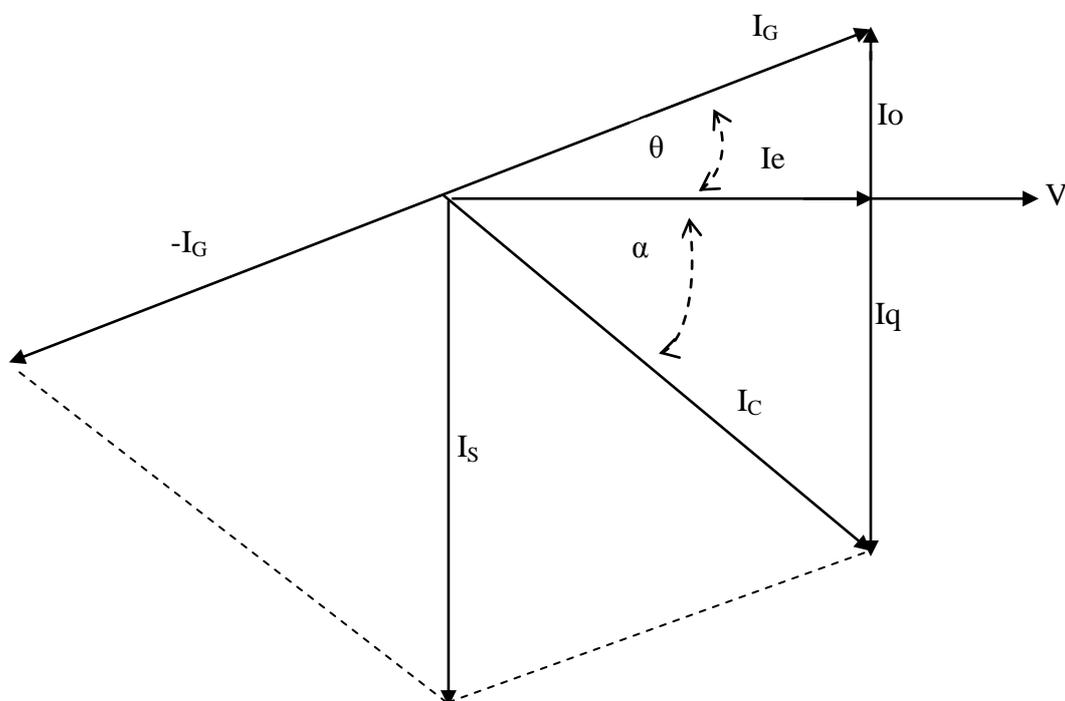


Figura 14: Carga alimentada por gerador assíncrono
Fonte: Dawes, 1974.

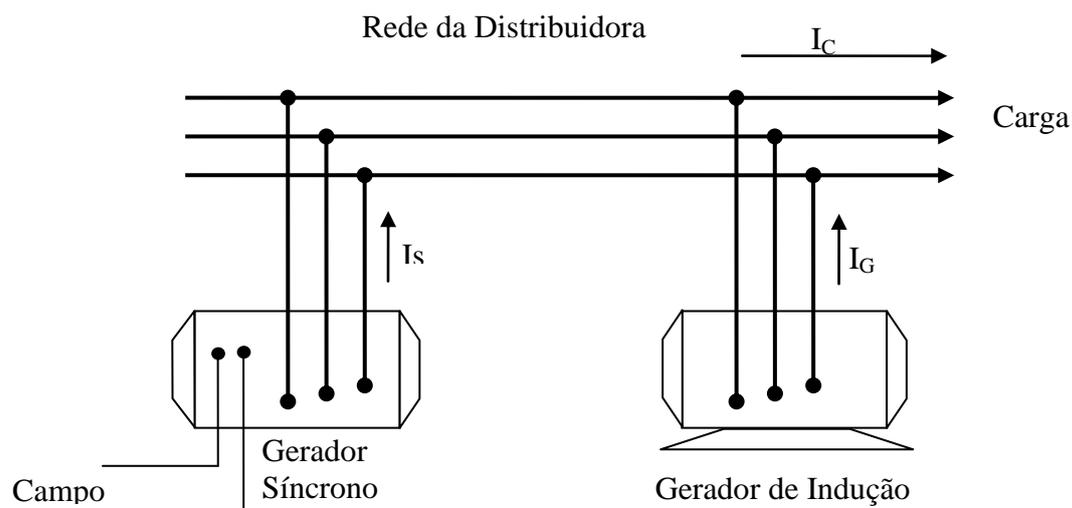


Figura 15: GS em paralelo com gerador de indução
 Fonte: Dawes, 1974.

A máquina assíncrona não possui uma velocidade definida para uma determinada frequência. Sua velocidade, com frequência uniforme, varia com a carga.

Uma vez que a velocidade do motor de indução não se acha em sincronismo com a frequência da linha de alimentação, o gerador de indução pode ser ligado à linha logo que atinja 90% ou 95% da velocidade síncrona.

Após a conexão, a máquina é acelerada até atingir uma velocidade superior à síncrona, quando então passa a funcionar como gerador de indução, geralmente com deslizamento negativo de 5%, liberando sua potência ativa nominal.

Nos cálculos do desempenho da máquina de indução foi utilizado o circuito equivalente da Figura 16, conforme referência (DEL TORO, 1994).

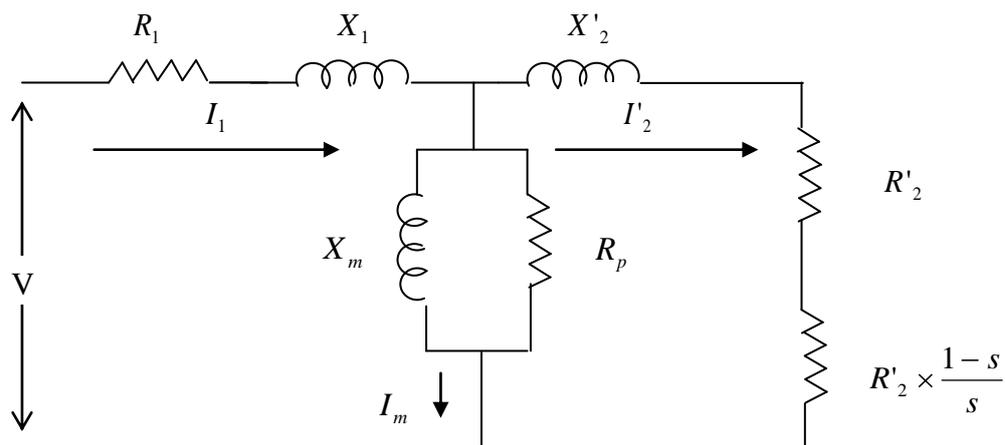


Figura 16: Circuito equivalente por fase de um motor de indução
Fonte: Del Toro, 1994.

Na Figura 16 todos os parâmetros são referidos ao estator. A corrente do rotor é dada por:

$$I'_2 = \frac{sE'_2}{R'_2 + jsX'_2} \quad (47)$$

Onde I'_2 é a corrente do rotor, E'_2 é a *fem* do rotor, R'_2 a resistência e X'_2 a reatância, ambas do rotor referidas ao estator; s é o deslizamento e j é a unidade imaginária.

Dividindo o numerador e o denominador da equação (47) pelo escorregamento, a *fem* do rotor pode ser expressa na mesma frequência do estator, na equação (48) adiante, conforme o circuito equivalente da Figura 15.

Pode-se, agora, obter a corrente de partida do motor ao ser conectado à rede com o rotor a 90% da velocidade síncrona, por exemplo, fazendo no circuito equivalente a resistência do rotor igual à sua resistência com o rotor bloqueado, dividida pelo escorregamento a 90% da velocidade síncrona. Analogamente, obtém-se a corrente para o motor conectado com 95% da velocidade síncrona, desprezando o transitório de curta duração no instante do fechamento da chave de conexão do motor à linha.

$$I'_2 = \frac{E'_2}{\frac{R'_2}{s} + jX'_2} \quad (48)$$

Nas Figuras 17, 18, 19 e 20, extraídas do aplicativo de fluxo de potência PSS ADEPT 5.3.2, mostram-se as características do motor de indução nas seguintes condições:

Resistência de rotor bloqueado do motor de indução de 200 kW, ajustada conforme a Equação (1.2), para simular a partida do gerador assíncrono como motor de indução (Figura 17);

Máquina de indução ajustada para fornecer potência ativa à rede (Figura 18);

Máquina de indução funcionando com deslizamento negativo (operação como GI) (Figura 19);

Parâmetros do motor de indução em funcionamento convencional (Figura 20).

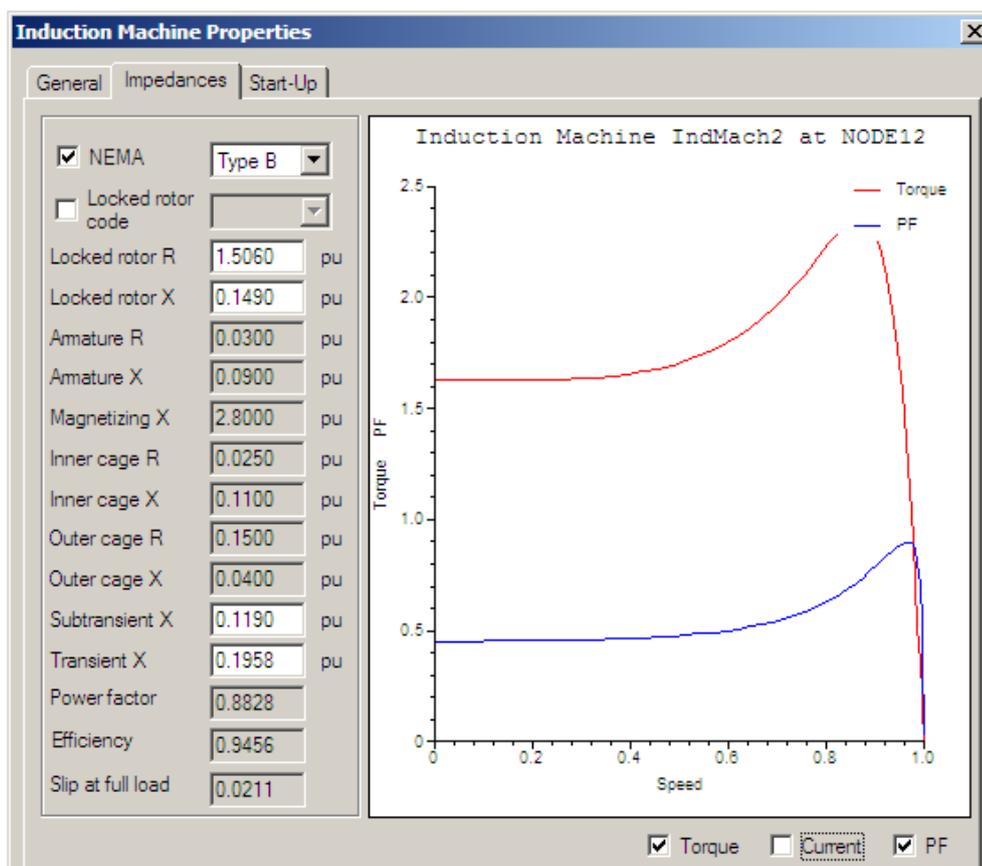


Figura 17: Características de partida do MI para conexão com 95% da velocidade síncrona
Fonte: CEMIG, 2009

Induction Machine Properties

General | Impedances | Start-Up

Name: Node: NODE8

Mechanical Power Units
 hp (NEMA) kW (IEC)

Loading Data
 Real electrical power at machine input terminal (must be kW)
 Mechanical power at machine shaft (hp or kW)
Terminal real power (+) consumed, (-) delivered: (kW)

Machine Characteristics
Mechanical rating (shaft output): (kW)
Rated (nominal) terminal voltage (kV): LN

Grounding Impedance
Resistance: Reactance:

Visible Results
 In service

Figura 18: MI ajustado para operar como GI
Fonte: CEMIG, 2009

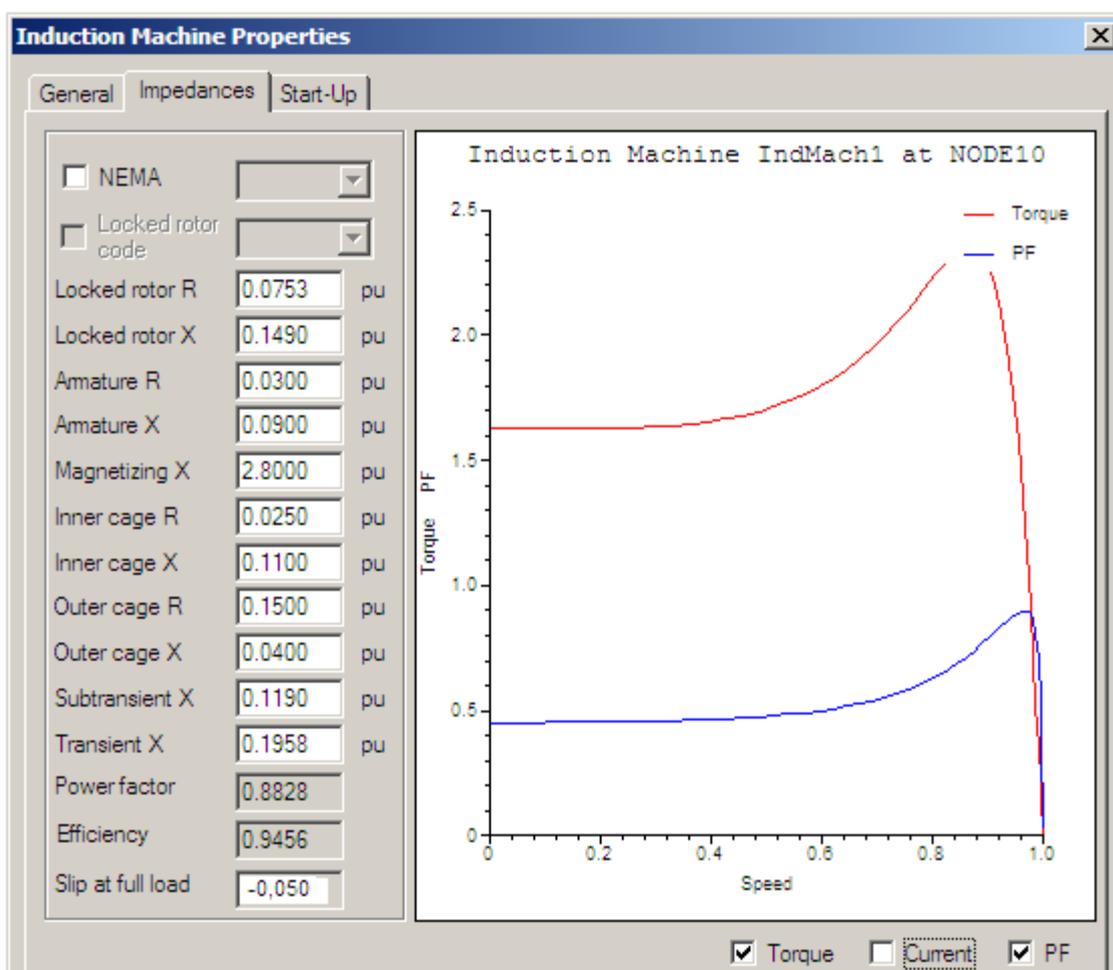


Figura 19: Parâmetros do Motor de Indução na operação como Gerador
Fonte: CEMIG, 2009

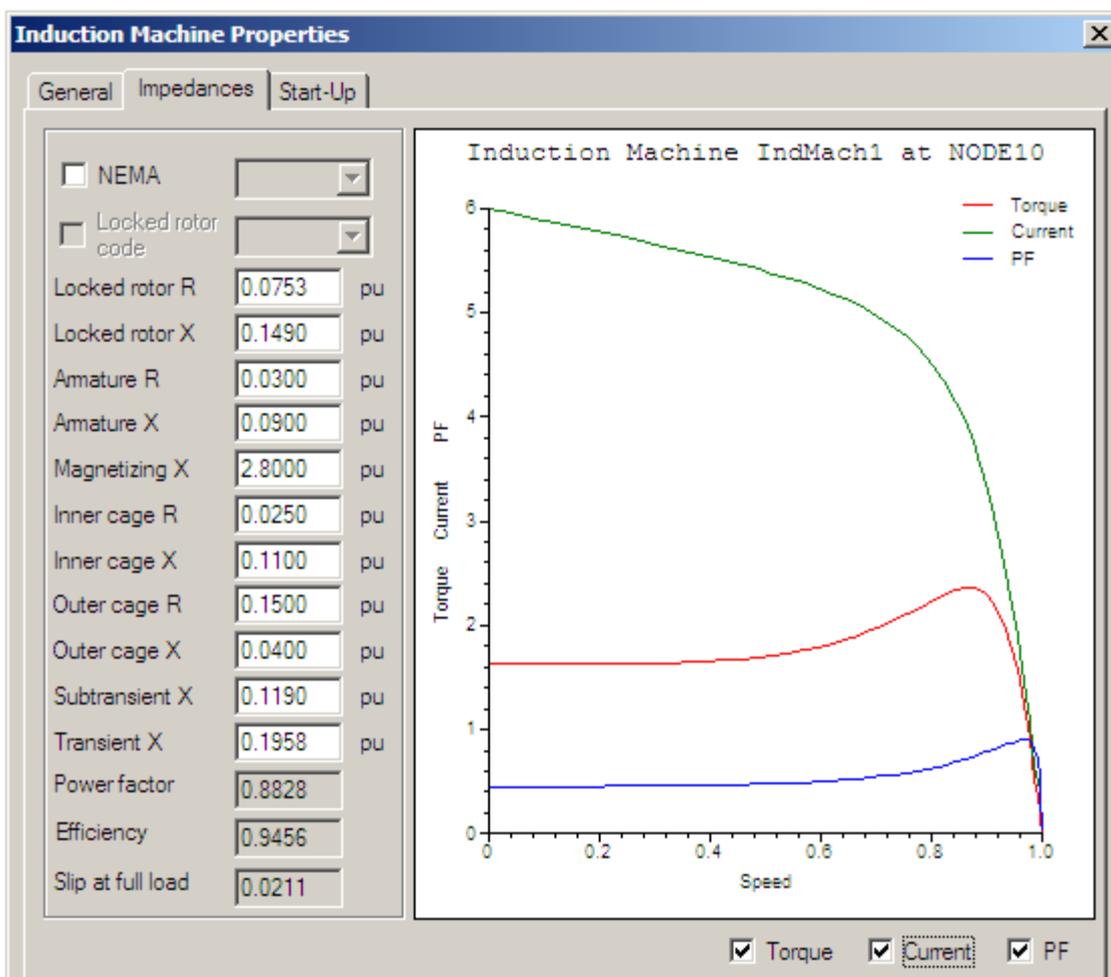


Figura 20: Parâmetros do Motor de Indução em Funcionamento Convencional
Fonte: CEMIG, 2009

3. Requisitos técnicos para a conexão de gerador assíncrono à rede de distribuição de média tensão da CEMIG

A ELETROBRÁS recomenda limitar a potência de GD com gerador assíncrono a 1 MW, devido às restrições operacionais do sistema. Entre tais restrições a ELETROBRÁS (2008) lista as seguintes:

- O consumo de reativo da rede, que diminui o fator de potência da usina, obrigando os geradores síncronos da usina a operar com menor rendimento;
- A utilização de capacitores para fornecimento de reativo, que aumenta os custos e diminui a simplicidade da instalação;
- O risco de velocidades de disparo elevadas, da ordem de 300%, em caso do desligamento de um gerador de indução sob carga.

Entretanto, essas dificuldades podem ser superadas nos casos e com as providências adiante:

- Quando a rede já dispõe de capacitores para correção de reativos; ou
- Dotando o gerador de indução de proteção contra sobrevelocidade.

[Condições mais amplas constam de Documento do Governo de Portugal] (GOVERNO DE PORTUGAL, 1988).

Os procedimentos recomendados pelo governo de Portugal podem ser adotados no Brasil, ressalvadas pequenas diferenças entre as normas de distribuição dos dois países.

Duas dessas diferenças entre as normas brasileiras e as disposições do Governo Português são destacadas a seguir:

No Brasil o fator de potência mínimo a ser mantido pelo acessante é de 0,92, enquanto que em Portugal o valor mínimo exigido era de 0,85.

Segundo as diretrizes da ELETROBRÁS (2008), a potência máxima do gerador assíncrono cujo acesso é permitido à rede pública é de 1 MW. Em Portugal não se faz limitação de potência.

A limitação da potência do gerador assíncrono a 1 MW é feita para limitar a queda de tensão transitória a 5% durante a conexão da máquina à rede da concessionária.

É óbvio que, dependendo da capacidade de curto-circuito da rede, pode-se conectar um gerador assíncrono de potência superior a 1 MW sem que ocorra queda de tensão transitória superior a 5% durante a partida.

4. Natureza do fator de potência da corrente do gerador de indução

Kosow (1979) mostra que a máquina assíncrona como gerador, poderia, em tese, ser usada para corrigir o fator de potência indutivo de uma rede elétrica.

No seguimento será mostrado que isso só poderia ser feito à custa de alguns inconvenientes.

As curvas de conjugado *versus* escorregamento da Figura 21 abaixo indicam (até o ponto do conjugado máximo) que o conjugado é proporcional ao escorregamento, isto é, à medida que o escorregamento decresce, o conjugado

decrece também.

Quando o escorregamento é zero, na velocidade síncrona, o conjugado é zero. Isto deve significar que, se a máquina de indução é acionada a uma velocidade superior à síncrona, isto é, a um escorregamento *negativo*, o conjugado será negativo (o motor recebe potência mecânica em vez de entregá-la) e ocorre a operação como gerador.

A transição entre a operação como motor e a operação como gerador é uma função do escorregamento.

De maneira contrária ao alternador síncrono, que é acionado a uma velocidade síncrona em relação a outros alternadores que alimentam o barramento, o gerador de indução *deve* ser acionado a uma velocidade *acima da síncrona* a fim de entregar potência ao barramento.

A saída do gerador de indução depende, assim, do valor do *escorregamento negativo*, ou de quão rápido o rotor está sendo acionado, *acima da velocidade síncrona*, no mesmo sentido de rotação que corresponderia operando como motor de indução.

Qualquer motor de indução, independentemente do tipo, operará como gerador de indução, embora os tipos de rotores de baixa resistência produzam maiores correntes para a mesma tensão induzida. *O gerador de indução* não é um gerador auto-excitado.

É assim necessário excitar o gerador a partir de uma fonte externa polifásica à sua tensão e freqüência nominais.

Ele gerará apenas quando estiver ligado a uma fonte de tensão e freqüência fixas e se estiver então acionado a uma velocidade acima da velocidade síncrona estabelecida pela freqüência da rede de suprimento.

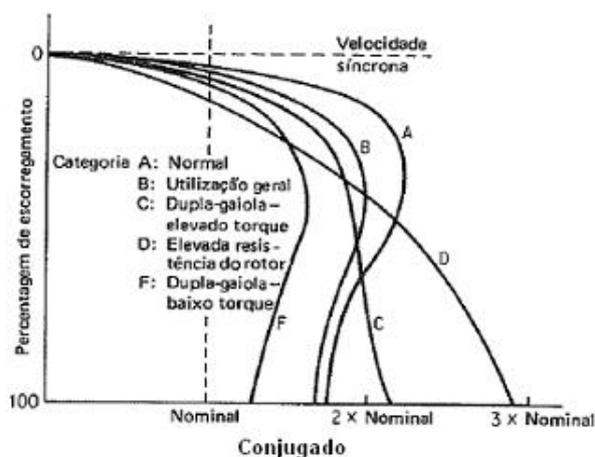


Figura 21: Características de conjugado versus escorregamento de motores de indução de gaiola (padrão NEMA)

Fonte: Kosow, 1979

As Figuras 22 e 23 mostram as condições fasoriais para um motor de indução operando com uma corrente em atraso de um ângulo de fase θ_m ; a componente da corrente de magnetização do estator I_{mag} , em fase com o fluxo ϕ_m , está atrasada da tensão de suprimento de 90° .

Quando o motor é acionado por uma máquina primária externa, a uma velocidade superior à síncrona, uma fem induzida do tipo gerador, E_g , produz uma corrente I_g , do mesmo tipo.

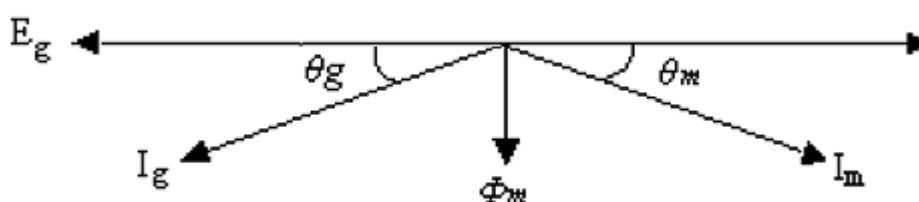


Figura 22: Diagramas de tensão e corrente do gerador e do motor de indução

Fonte: Kosow, 1979

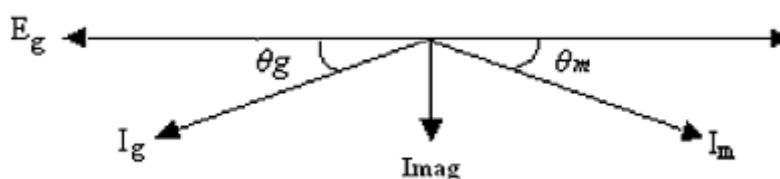


Figura 23: Diagrama da Corrente de Magnetização do Gerador de Indução –

Fonte: Kosow, 1979

A corrente de excitação, como gerador tem, tal como no funcionamento como motor, a componente de magnetização do estator, I_{mag} ; por sua vez, a corrente do tipo gerador, I_g , sempre se adiantará em relação à sua tensão gerada, E_g .

Conforme o escorregamento negativo aumenta, a tensão gerada, E_g , aumenta, aumentando a corrente gerada em adiantamento, I_g , entregue ao barramento.

A um escorregamento de aproximadamente $-0,05$, ou -5% , o gerador de indução está à plena carga (as barras do rotor e os enrolamentos do estator carregando a corrente nominal).

De acordo com Kosow (1979), como o gerador de indução sempre fornece uma corrente em adiantamento em relação à linha, ele tem uma provável aplicação como corretor do fator de potência. Não é usado para esta finalidade, entretanto, uma vez que requer uma máquina primária, enquanto que um compensador síncrono superexcitado não a requer.

Há, entretanto, diferenças fundamentais nas formas como o gerador síncrono e o gerador assíncrono são regulados para liberar corrente reativa em avanço para a rede.

Quando há vários geradores síncronos conectados a uma barra infinita, pode-se ajustar o controle de potência de saída do órgão motor de um deles de forma a liberar apenas a potência necessária a suprir suas perdas e mantê-lo funcionando na velocidade síncrona; já as máquinas motrizes dos demais geradores são ajustadas para fornecer a potência ativa solicitada pela carga, uma vez que sua frequência é determinada pela frequência da barra infinita.

O campo do primeiro GS, entretanto, opera na condição de superexcitação e com isso essa máquina libera apenas potência reativa para a rede.

No caso do GI, que é uma máquina sem excitação independente (o GI retira sua corrente de excitação da rede), a liberação de maior montante de corrente em avanço se faz à custa do aumento do escorregamento negativo, o que implica no aumento maior ainda da corrente ativa.

O aumento da corrente resultante eleva as perdas ativas do circuito e isso é um inconveniente grave do GI, ausente no GS sobreexcitado.

5. Conflitos introduzidos no sistema de proteção com a conexão de unidades de GD

Conforme Dugan & Mcdermott (2002), na presença de unidades de GD, o sistema passa a ter várias fontes e, agora, um único dispositivo de proteção que não é mais suficiente para eliminar a falta.

Portanto, há necessidade da desconexão da GD para que o sistema volte a operar como radial e apenas um dispositivo de proteção elimine a falta.

Por outro lado, a operação de religamento e alguns tipos de GD são incompatíveis. Para que o religamento seja efetuado com sucesso é necessário que haja tempo para a extinção do arco.

Isso implica que qualquer fonte de GD no sistema deve detectar e eliminar a falta no intervalo de religamento.

Do contrário, a falta persistiria. Se a unidade de GD se constituir de uma máquina rotativa ela pode ser danificada se continuar operando durante o religamento.

Se a máquina for um gerador síncrono podem ocorrer danos ao eixo, ao dispositivo de acoplamento ou à máquina primária, devido ao chaveamento fora do sincronismo.

Se a GD for um gerador assíncrono não haverá problemas desse tipo, porque o GI não tem excitação própria. Quando o dispositivo de proteção é aberto, a tensão de armadura do GI cai a zero e ela deixa de liberar potência ao sistema. Como a frequência do GI depende da frequência da rede da acessada e do deslizamento, ela se desacelera durante o tempo morto do religador da SE. Ao primeiro religamento, o GI volta a ser acelerado como MI. Os esforços mecânicos impostos ao eixo do GI são, portanto, menores do que os impostos ao eixo de um GS, durante as operações de religamento. O conjugado mecânico aplicado ao eixo do GS no momento do religamento da carga é negativo (conjugado de frenagem), enquanto que no GI o conjugado é positivo (conjugado de aceleração).