TESE
1082

Escola Federal de Engenharia
de Itajubá
EFEI

Classificador hierárquico sistêmico para redes elétricas de alta tensão

RONALDO ROSSI

Itajubá/MG
Dez/2000

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Escola de Engenharia
Biblioteca
MAUÁ
BIM
de Itajubá - EFEI

CLASSIFICADOR HIERÁRQUICO SISTÊMICO PARA REDES ELÉTRICAS DE ALTA TENSÃO

Tese de Doutorado apresentada junto ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá

Ronaldo Rossi

Itajubá/MG

2000

Ronaldo Rossi

CLASSIFICADOR HIERÁRQUICO SISTÊMICO PARA REDES ELÉTRICAS DE ALTA TENSÃO

Material apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, para a obtenção do título de Doutor.

Área de concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientadores:
Prof. Germano Lambert Torres - PhD
Prof. Luiz Eduardo Borges da Silva - PhD

Uma das mais belas virtudes do homem, além da perseverança e humildade, é a obstinada vontade de vencer, superando desafios e aprimorando sempre, com confiança, a sua capacidade de realização de trabalho.

Ronaldo Rossi

Aos meus pais Tibério e Ana (in memorian), à minha esposa Fátima e aos meus filhos Adriana, Junior, Cristiane e Renata, pelo apoio, carinho e incentivo recebido a todo instante.

AGRADECIMENTOS

Ad majorem Dei gloriam !

A Deus, que pela Sua Onipotência e Sabedoria infinita, me concedeu a vida, a inteligência e tudo que delas advêm.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Germano Lambert Torres e Prof. Dr. Luiz Eduardo Borges da Silva, exemplos de dedicação e virtude, pela confiança, incentivos, participações e amizade.

Aos Profs. Dr. José Antonio Jardini e Luiz Octávio Mattos dos Reis, pelo apoio, amizade e colaborações prestadas ao longo do desenvolvimento desse trabalho.

À UNESP, à CAPES e à UNITAU, pelos incentivos que me foram concedidos durante o desenvolvimento desse plano de capacitação.

ÍNDICE GERAL

CAP. I	**INTRODUÇÃO**		**14**
	I.1	A Monitoração de Sistemas Elétricos de Alta Tensão	14
	I.2	O Objetivo deste Trabalho	21
	I.3	O Estado da Arte	23
CAP.II	**SISTEMAS DIGITAIS DE SUPERVISÃO**		**28**
	II.1	Introdução	28
	II.2	A Evolução do Sistema SCADA – Estimadores de Estado	32
	II.3	A Digitalização de Subestações	34
	II.4	Os Sistemas Inteligentes de Controle	39
CAP.III	**A TEORIA DOS CONJUNTOS APROXIMADOS**		**45**
	III.1	Introdução	45
	III.2	Conceitos Básicos	46
	III.3	Propriedades Operacionais dos Conjuntos Aproximados	48
	III.4	Exemplo Ilustrativo	50
	III.5	Atributos Dispensáveis e Atributos Indispensáveis	53
CAP.IV	**A PROPOSTA DO CLASSIFICADOR UTILIZANDO A TEORIA DOS CONJUNTOS APROXIMADOS**		**55**
	IV.1	Introdução	55
	IV.2	Conceitos de Conjunto Redução e Núcleo Básico	58
	IV.3	Apresentação do Algoritmo de Classificação	59
	IV.4	Aplicação do Algoritmo em um Sistema Hipotético	60
	IV.5	Aplicação do Algoritmo em um Sistema Elétrico	67
	IV.6	A Redução de uma Base de Dados	70
	IV.7	Procedimento Operacional do Algoritmo	71

CAP.V	**A PROPOSTA DO CLASSIFICADOR HIERÁRQUICO**		**79**
	V.1	Introdução	79
	V.2	A Descrição do Classificador Hierárquico	79
	V.3	O Processo de Treinamento dos Classificadores e sua Utilização durante a Operação	85
CAP.VI	**APLICAÇÃO DO CLASSIFICADOR HIERÁRQUICO EM UM SISTEMA ELÉTRICO REAL**		**88**
	VI.1	Introdução	88
	VI.2	A Descrição do Sistema Elétrico da COPEL	89
	V.3	A Classificação dos Dados em Faixas	94
	V.4	Simulação 1 – Sistema Completo	94
	V.5	Simulação 2 - **Sistema Particionado e Classificador Hierárquico**	100
	V.6	Análise dos Resultados	108
CAP.VII	**CONCLUSÕES E FUTUROS DESENVOLVIMENTOS**		**109**
	VII.1	Observações Finais	109
	VII.2	Propostas para Desenvolvimentos Futuros	110
	VII.3	Considerações Finais	112
CAP. VIII	**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**		**113**
CAP. IX	**ANEXOS**		**120**
	ANEXO 1	Publicação Oficial P1 do Artigo: "Book Chapter"	121
	ANEXO 2	Publicação em Congresso Internacional: **"CLAGTEE"**	134
	ANEXO 3	Principais Resultados das Simulações 1 e 2	143

RESUMO

Com a expansão natural das Redes Elétricas de AT, a operação desses sistemas passou a ser uma tarefa, que está se tornando cada vez mais complexa. Várias vezes, o operador de um sistema como tal, deve se valer de certos estados operativos anteriores, para poder tomar uma decisão sobre a sua operação. Estes estados estão, por sua vez, armazenados em bancos de dados, formados por um grande número de elementos e valores, contínuos e discretos, dificultando sobremaneira os procedimentos convencionais para uma rápida análise desses estados e condições de operação do sistema.

A proposta de um Classificador Hierárquico, tem por objetivo determinar o estado operativo de um sistema como tal e também, auxiliar o processo de monitoração de redes elétricas, de médio e grande porte, onde o número de pontos a serem observados é relativamente grande. Nesse caso, ele será usado ainda, para supervisionar as principais características operativas dessa rede, as quais deverão ser realizadas, de forma confiável, rápida, seletiva e econômica.

Este trabalho apresenta uma metodologia genérica para a extração do conhecimento de qualquer base de dados. Esta metodologia tem como objetivo principal extrair os principais *atributos* que caracterizam os pontos operativos de um dado sistema, para em seguida apresentar o conhecimento via um conjunto de *regras de produção*, as quais podem ser utilizadas diretamente pelo operador ou incorporadas a outros sistemas de análise ou decisão.

Propõe-se ainda, uma estratégia para determinar o ponto desejado de operação de um dado sistema elétrico, a qual suportará a estrutura operativa do Classificador Hierárquico proposto. Para tanto, foi utilizado a Teoria dos Conjuntos Aproximados, proposta por Z. Pawlak. Isto gerou um classificador, que deverá ser útil aos despachantes desses sistemas, que com ele poderão conhecer o estado operativo da rede monitorada, através da elaboração de apenas algumas regras e simulações correspondentes.

Para os procedimentos de monitoração hierárquica, este trabalho utilizou a estratégia de classificação do classificador e apresentou uma estrutura, que pode conter diversos níveis e sistemas de avaliação regionais ou sistêmicos. Para a validação das idéias propostas nesse Classificador Hierárquico, foram coletados dados reais de um sistema elétrico, tanto em número de atributos (pontos de medidas) quanto em número de exemplos, os quais foram submetidos à metodologia proposta e verificada a sua eficácia.

ABSTRACT

With natural expansion and growth of High Voltage Electric Power Systems, his operation is becoming intrinsically complex due a high degree of uncertainty and a large number of variables involved. The supervision and control actions require the presence of an expert operator, who must be capable of efficiently responding to the most diverse requests, by handling, stored or not, various types of data and information.

This work proposes a Hierarchical Classifier used to analyse the performance and find the actual operation state of a system like that. This Classifier helps the monitoring process, where a lot of points are available and must be quickly supervised, regarding on security, reliability and selectivity.

One of the most important operator task is to determine the current operational state of the system. To accomplish this task, the operator receives many data measured into the system. These data can be digital (e.g., position of circuit breakers) or analogical (e.g., real power flow in a specific transmission line). By handling these data, the operator, based on sets of specific production rules tries to built an image of the operation point of the power system.

The Hierarquical Classifier here proposed, intend to supervisory the Electrical System and help the human-operator in his duties deciding the actions to be accomplished according to the system behavior and the desired performance to be established for him.

This paper presents yet, an example of a systematic approach to help knowledge engineers during the extraction process of facts and rules of a set of examples for power system operation problems. The described approach tries to reduce the number of input variables and the number of examples, offering a more compact set of examples to the user. This approach is based on Rough Set Theory, proposed by Z. Pawlak.

The method of shrinkage of a knowledge base presented in this work tries to create an automatic approach to transform data into knowledge. In order to validate the proposed idea, this work has used a set of colleted data coming from a real power system. This data base, when submitted to the proposed algorithm, it got with efficience and insurance the best results, as we were waiting for.

SIMBOLOGIAS E LEGENDAS:

A/D - Conversor Analógico / Digital
AT/MT- Alta Tensão / Média Tensão
CAG - Controle Automático de Geração
CLP - Controlador Lógico Programável
COD - Centro de Operação de Distribuição
COR - Centro de Operação Regional
COS - Centro de Operação do Sistema
cos φ Fator de potência
D/A - Conversor Digital / Analógico
DEC - Duração Equivalente por Consumidor
DPC - Divisor de Potencial Capacitivo
DU - Diagrama Unifilar
E/S - Entrada / Saída
EE - Energia Elétrica
EPRI - "Electric Power Research Institute"
FEC - Freqüência Equivalente por Consumidor
FFT "Fast Fourier Transformer"
FL - "Fuzzy Logic"
I/O - "Input / Output"
IEEE - "Institute of Electric and Electronics Engineers"
IHM - Interface Homem Máquina
I_N - Corrente nominal [A]
LDD - "Liquid Digital Display"
LT - Linha de Transmissão
P - Potência ativa [MW]
PC - "Personal Computer"
Q - Potência reativa [MVAR]
RS - "Rough Sets"

S - Potência aparente [MVA]

SCADA Supervisory Control and Acquisition Data

SDCD - Sistema Digital de Controle Distribuído

SDCP - Sistema Digital de Controle e Proteção

SDTD - Sistema Digital de Telecontrole Distribuído

SE - Subestação Elétrica

SS - Sistema Especialista

SSC - Sistema Supervisório de Controle

TC - Transformador de Corrente

TP - Transformador de Potencial

UA - Unidade Autônoma

UAD - Unidade de Aquisição de Dados

UHF - "Ultra High Frequence"

μP Microprocessador

UPC - Unidade de Processamento Central

UPR - Unidade de Processamento Remoto

UTR - Unidade Terminal Remota

V_k - Tensão na Barra "k" do sistema em estudo [kV]

V_N - Tensão Nominal do Sistema Elétrico [kV]

WS - "Work Station"

Z_i - Impedância de um componente "i" do circuito [ohm]

ÍNDICES DE FIGURAS :

Fig. I.1 Configuração Típica de uma Rede Confiável de AT.

Fig. I.2 Representação da Relação entre o COS e o sistema observado

Fig. I.3 Projeção da evolução da ponta de demanda de Energia Elétrica para a Região Centro-Sul.

Fig. I.4 Diagrama de blocos básico para um sistema de controle digital.

Fig. II.1 Sistema Hierárquico de Controle.

Fig. II.2 Subestação Inteligente – (Cortesia ABB).

Fig. II.3 Sistema Especialista – Esquema Operacional.

Fig. III.1 Regiões de interesse da Teoria dos Conjuntos Aproximados

Fig. III.2 Definição das Regiões e dos Conjuntos de Aproximação.

Fig. III.3 Sistema Elétrico Hipotético.

Fig. IV.1 Estados Operativos de um sistema Elétrico.

Fig. IV.2 Representação gráfica dos conjuntos "redução e básico".

Fig. IV.3 Diagrama Unifilar – Sistema Elétrico de AT

Fig. V.1 Estrutura Hierárquica do Classificador

Fig. V.2 Estrutura Operacional do Classificador Hierárquico.

Fig. V.3 Exemplo de um Classificador Hierárquico com vários níveis e avaliadores.

Fig. VI.1 Diagrama Unifilar da Região Metropolitana de Curitiba – COPEL

Fig. VI.2 Atributos Dispensáveis e Indispensáveis do Exemplo.

ÍNDICES DE TABELAS:

Tab. III.1 Propriedades dos Conjuntos Aproximados.

Tab. III.2 Conjunto de Exemplos.

Tab. IV.1 Conjunto de Exemplos.

Tab. IV.2 Núcleos Básicos dos Exemplos

Tab. IV. 3 Conjunto Redução dos Exemplos.

Tab. IV. 4 Conjunto Redução dos Exemplos

Tab. IV.5 Base de Dados Reduzida de um Centro de Operação

Tab. IV.6 Base de Dados em Faixas

Tab. IV.7 Base de Dados em Exemplos

Tab. IV.8 Base Reduzida de Dados em Exemplos

Tab. IV.9 Base de Dados – Conjunto Básico ("core")

Tab. IV.10 Base de Dados – Conjunto Redução

Tab. VI.1 Dados Operativos Provenientes do Sistema Elétrico Observado

Tab. VI.2 Dados Operativos Classificados em Faixas.

Tab. VI.3 Conjuntos Redução e Atributos – Simulação 1

Tab. VI.4 Regras para o Conjunto Redução I

Tab. VI.5 Regras para o Conjunto Redução II

Tab. VI.6 Regras para o Conjunto Redução III

Tab. VI.7 Regras para o Conjunto Redução IV

Tab. VI.8 Regras para o Conjunto Redução V

Tab. VI.9 Conjunto Final de Regras

Tab. VI.10 Dados Operativos Classificados em Faixas – Subsistema A

Tab. VI.11 Dados Operativos Classificados em Faixas – Subsistema B

Tab. VI.12 Dados Operativos Classificados em Faixas – Subsistema C

Tab. VI.13 Dados Operativos Classificados em Faixas – Interligações

Tab. VI.14 Regras para o Subsistema A

Tab. VI.15 Regras para o Subsistema B

Tab. VI.16 Regras para o Subsistema C

Tab. VI.17 Regras para as Interligações

Tab. VI.18 Resultados Parciais e Final para cada Exemplo.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

I.1 A MONITORAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE ALTA TENSÃO

Com o crescimento natural do Sistema Elétrico Brasileiro, verificado através de um aumento sistemático da demanda e do consumo da Energia Elétrica (EE), observado principalmente nos grandes centros urbanos e nas regiões onde se concentra uma maior atividade industrial, cresceu também, conseqüentemente, a complexidade para a administração, supervisão e controle no atendimento a essas demandas [1].

De um modo geral, os grandes usuários desse tipo de energia, principalmente aqueles que possuem alta demanda contratada, instalados em grandes distritos industriais e que vem se apresentando em número cada vez maior, vem também, exigindo das Empresas de Concessão ou Provedores, responsáveis por tais suprimentos, melhores condições operativas, sob vários aspectos contratuais, citados nos atendimentos a essas demandas.

Estes fatos são decorrentes de imposições contidas nas novas Portarias e Normativos referentes à Continuidade e Conformidade no uso da EE, além de outras recentes instruções, que envolvem os novos índices e padrões desejados de controle de qualidade e de confiabilidade, a serem por elas observados, de tal forma a manter as condições de uso dessa energia, compatíveis com as suas necessidades operacionais [2].

Assim, os principais fatores associados à monitoração dessas grandezas elétricas, vêm demandando uma necessidade gradualmente crescente, de um maior gerenciamento no processo de fornecimento dessa energia, o qual deve ser realizado, consonante com esses modernos índices de controle, tais como: DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC, cosφ e outros, muitos dos quais, são pertinentes à área de Conservação de Energia e que se somam aos indicadores dessa confiabilidade e qualidade desejadas [2].

O objetivo desse procedimento supervisório é o de monitorar tais fatores e de evitar no Sistema, os indesejáveis e freqüentes desligamentos, bem como, as interrupções não programadas, as oscilações intempestivas de tensão, tais como, os seus "afundamentos" e "surtos" ("voltage sag" e "voltage swell"), ao lado dos desvios de freqüência, presença de componentes harmônicas, efeitos "flickers" na rede e outros mais.

Além disso, pretende-se adequar, de forma sistêmica, a potência localmente disponível à demanda existente no processo, otimizando portanto, a operação desse sistema, de forma a poder realizar um atendimento contínuo, qualificado, confiável e certamente, muito mais econômico .

Para que isso ocorra, é necessário que as Empresas de Concessão, exerçam ações de busca, entre outras, de novas alternativas viáveis de produção de energia, de um melhoramento sistemático nas condições físicas e operacionais das redes de transmissão e de distribuição existentes, num maior acompanhamento da qualidade desse suprimento e no atendimento ao usuário, observando a conseqüente modernização de equipamentos e técnicas operacionais [3, 4].

Alguns desses procedimentos, podem ser realizados na forma de duplicação de circuitos, numa maior interligação com novos centros de produção, na auto-produção de EE, numa maior otimização no uso das redes existentes e numa maior eficiência

nos procedimentos de manutenção e operação desses sistemas, conforme se pode visualizar através do diagrama unifilar mostrado na Fig. I.1.

Observa-se nesse diagrama, que para qualquer das barras de carga assinaladas, na hipótese de perda de uma das áreas de geração, existirá ainda, pelo menos, dois caminhos de atendimento ao correspondente centro de carga, caracterizando assim, um atendimento confiável e seguro, em conformidade com o desejado.

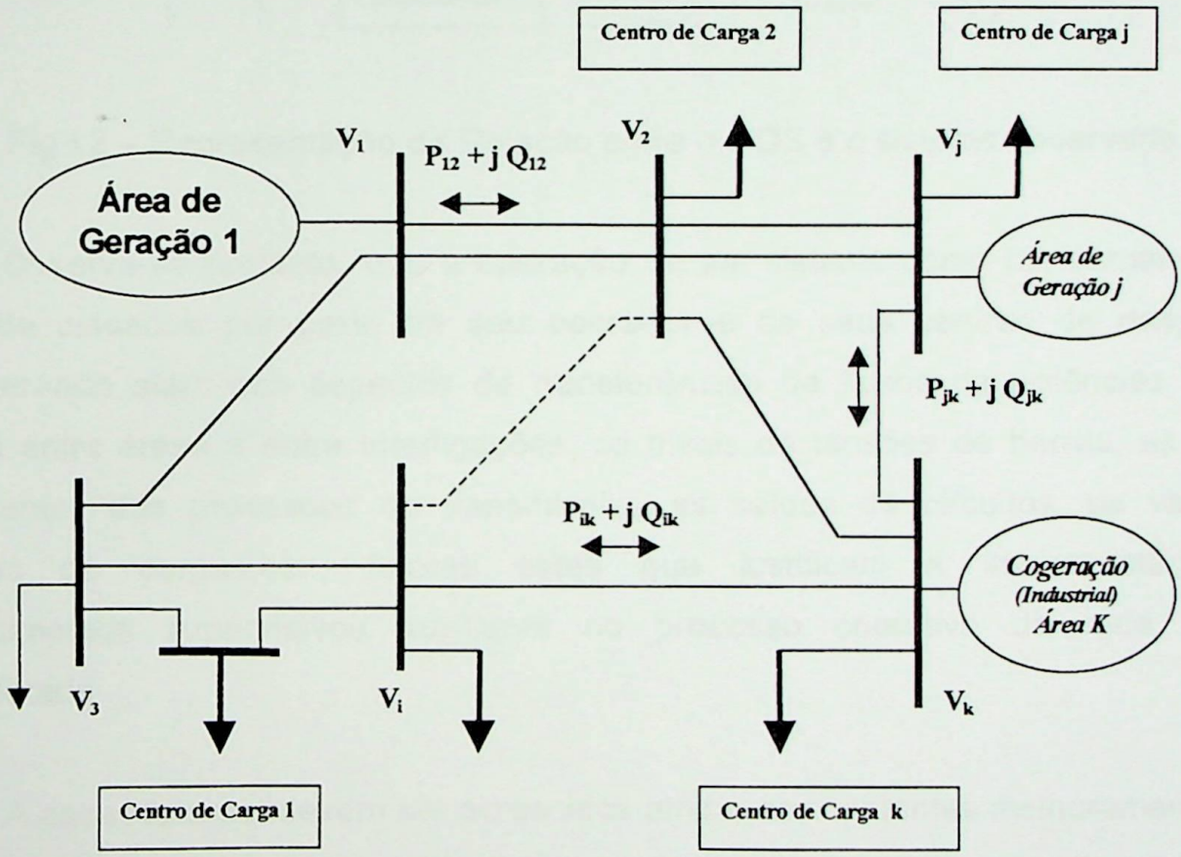


Fig. I.1 – Configuração Típica de uma Rede Confiável de AT

Nos centros de operação desses grandes sistemas (COS), existem evidentemente, um conjunto enorme de programas que monitoram, em tempo real ("on-line"), tais operações e suas relações de dependência, tais como, seus limites operacionais, acompanhados ainda, de outros processamentos e procedimentos externos ("off-line"), envolvendo fluxos de potência e previsões de carga a ser

atendida, análise de contingências e estimadores de estados, otimização de geração e seu controle automático para a relação carga freqüência (CAG), regulação de níveis e vazões em reservatórios hídricos e outros mais, como mostrado na Figura I.2.

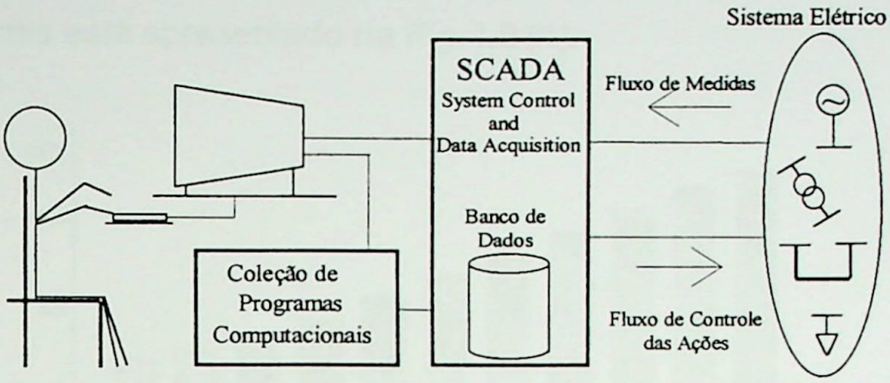


Fig I.2 – Representação da Relação entre o COS e o sistema observado.

Observa-se portanto, que a operação de um sistema como tal, demanda uma série de cuidados por parte de seu operador e de seus centros de despachos, considerando além dos aspectos de transferências de fluxos de potências ativa e reativa entre áreas e entre interligações, os níveis de tensões de barras, as perdas decorrentes dos processos de transmissão, as saídas de circuitos, as variações bruscas de cargas,etc., fatores estes que justificam a implementação de procedimentos supervisivos auxiliares no processo operativo da rede elétrica considerada.

A esses fatores, devem ser acrescidos ainda, os constantes melhoramentos nos sistemas de monitoração de toda rede existente, os quais devem ser realizados, através de uma atualização tecnológica em seus sistemas supervisivos, acompanhada da prática de novos procedimentos operacionais, que reflitam evidentemente, em maior eficiência, melhoria de qualidade e aumento da confiabilidade desejada nessas operações de transmissão e distribuição de EE [3, 4].

Exemplificando esta interdependência entre geração e consumo, sob o prisma de uma análise setorial, pode-se verificar a influência de tais fatores e a importância na aplicação de tais procedimentos supervisivos, quando se analisa tais informações, obtidas a partir das proporções verificadas na evolução do crescimento da ponta de demanda de Energia Elétrica, realizada na década passada, nas regiões Centro-Sul do Brasil, conforme está apresentado na Fig. I.3 [1].

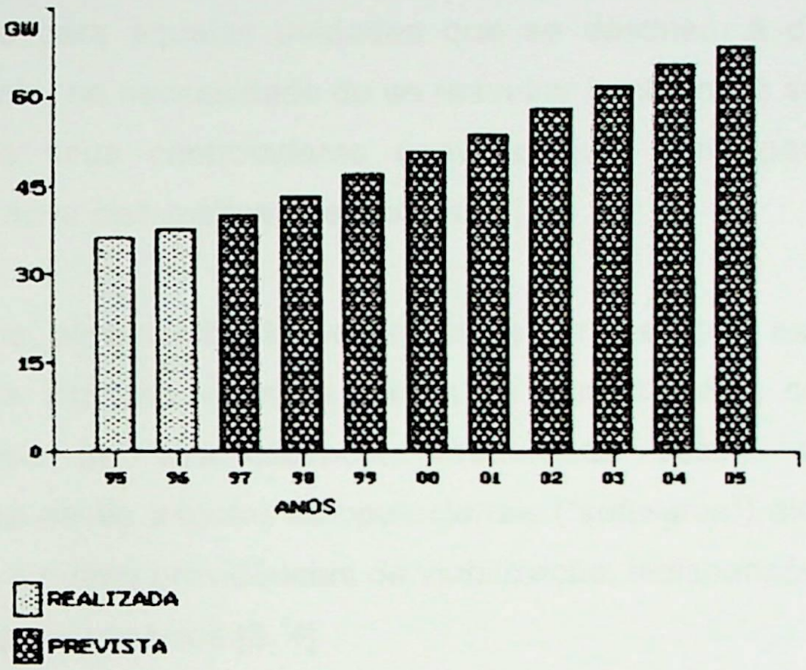


Fig. I.3 - Projeção da evolução da ponta de demanda de Energia Elétrica para a Região Centro-Sul

Com base nesse quadro, que permite, entre outras, avaliar e projetar a taxa de crescimento da demanda dessa energia, (análise setorial dessa região), pode-se antever que, para qualquer que seja a alternativa a ser perseguida na melhoria do suprimento, haverá sempre a necessidade, cada vez maior, de novos investimentos setoriais, acompanhados de gerenciamentos administrativos e operacionais modernos, envolvendo atualizações tecnológicas, substituição de componentes obsoletos e capacitação de pessoal condizente com esse novo perfil.

Para que isso se suceda, há evidentemente, a necessidade de uma maior disponibilidade centralizada de informações, originadas principalmente, a partir das funções exercidas através de seus sistemas supervisivos e controladores.

Por outro lado, com o advento da tecnologia digital e as implementações, nesse Setor Elétrico, dos automatismos de manobras em algumas de suas Subestações de AT, principalmente para aquelas unidades que se destinam à distribuição da EE, reflete-se novamente, na necessidade de se reavaliar também, os seus dispositivos de monitoração e de seus controladores convencionais, em operação, procurando adaptá-los a essa nova sistemática operacional [4].

É sabido que, para muitos desses sistemas em operação, existe a necessidade de substituição de algumas de suas partes ou componentes, cuja vida útil já se encontra em fase de obsolescência, requerendo assim, aprimoramentos e implementações de novos *pacotes* computacionais ("softwares") além de atualizações de procedimentos e outras providências de viabilização, indispensáveis nas operações de seus processos supervisivos [3, 4].

A tecnologia digital, através de seu desenvolvimento continuado, associado a sua enorme flexibilidade de integração e operação, atualmente, vem sendo gradativamente, provida de certo grau de inteligência, implementada através de técnicas pertinentes a área de Inteligência Artificial, tais como, a utilização de modelagens suportadas por algoritmos que usam as Redes Neurais, os Sistemas Especialistas, ou ainda, a Lógica Difusa, o que tem permitido aos seus usuários, um avanço imensurável, nas diferentes aplicações de controle observadas nesse Setor [10].

As modernas instalações, usuárias dessa tecnologia digital, em função dos automatismos de manobras que estão sendo implementados, estão conduzindo o gerenciamento de sua operação, de forma a ser realizado por sistemas monitores, alguns já providos de programas que utilizam tais técnicas inteligentes, operando com

aquisição diversificada de dados, analógicos ou digitais, obtidas através de unidades terminais remotas [UTR´s], instaladas em diferentes pontos de interesse no sistema monitorado.

Essas unidades, assim instaladas, geralmente acabam se distanciando da unidade central de gerenciamento dessa rede, gerando portanto, a necessidade de uma nova estrutura de comunicação e transmissão desses dados, a serem realizados entre essas remotas e os respectivos centros de gerenciamento e de operação desse sistema (COS).

Essas operações envolvendo monitorações inteligentes, passaram a exigir, como conseqüência, uma nova arquitetura operativa e integrada desses sistemas, providas de amplos recursos de mantenabilidade, isto é, serem portadores de programas operacionais acessíveis às necessárias atualizações, protocolos de comunicação abertos, facilidade de parametrização, flexibilidade de comunicação e outros mais, a fim de poderem realizar plenamente, as tarefas de coordenação e supervisão, das funções de proteção e controle, assim requisitadas [3, 5].

Empresas do Setor Elétrico, ao lado de várias indústrias, evidentemente, vêm se utilizando desta tecnologia, já há algum tempo, com aplicações voltadas para as monitorações de suas Subestações ou de seus processos operacionais, onde de certa forma, verifica-se a existência de várias dessas unidades remotas, suprindo uma estação central, as quais operam de forma segura, integrando tecnologias analógicas e digitais, suportadas pelas interações entre os controladores lógicos programáveis (CLP´s) e essas remotas, eliminando assim, significativamente, uma grande parte de instrumentos e dispositivos auxiliares de medições e controles, usados com a tecnologia convencional [6, 7, 8, 10].

Baseado nesse perfil, várias opções de produtos, desenvolvidos com tecnologias digitais, construídos com as estruturas operacionais de CLP´s, têm sido apresentadas no mercado industrial, muitos dos quais, já implementaram uma série de

inovações tecnológicas, tais como, a centralização de informações de medição, proteção, comando e controle, emissão de alarmes e relatórios entre outras, com operação totalmente integrada, capaz de permitir atualizações de "softwares" e adaptações de "hardware", além de se ter uma amigável interface homem-máquina (IHM) [7, 8, 9].

O processamento global dessas informações é realizado, conforme mencionado, através de uma estação central, que pode ser um computador convencional (PC), ou estações de trabalho (WS), que podem estar operando em plataformas especiais, ou não, e cuja base de suprimento de dados é proveniente dessas unidades remotas, instaladas nos diferentes pontos de interesse do sistema em observação.

I.2 O OBJETIVO DESTE TRABALHO

A despeito de alguns desses produtos, providos de tais lógicas, estarem comercialmente disponíveis e já sendo implementados em alguns processos de controles específicos, que demandam tais tipos de supervisão, existe ainda, para muitos deles, limitações de algumas funções, principalmente aquelas envolvendo ações adaptativas de uso corrente, notadamente as de proteção e controle, além de alguns procedimentos complementares, que permitem auxiliar ações de intervenção dos operadores de tais sistemas.

A proposta deste trabalho é o desenvolvimento de uma nova estrutura de monitoração para sistemas elétricos, diretamente relacionada com as limitações existentes nos sistemas de supervisão em funcionamento atualmente. A estrutura apresentada está arquitetada numa configuração hierárquica e inteligente, aplicável a diferentes tipos de redes e que é portadora das principais características dos sistemas supervisivos, acrescentando a estes o suprimento das complementações às funções auxiliares de operação, demandadas nos diferentes processos de monitoração das redes de AT.

A estrutura apresentada é baseada na Teoria dos Conjuntos Aproximados, proposta por Z. Pawlak, em 1981 [40], que trabalha com conjuntos de aproximação superior e inferior, que tenta incorporar as propriedades de um conjunto desconhecido, envolvidos por esses dois conjuntos de aproximação. Mais adiante neste trabalho, esta teoria matemática será vista com maiores detalhes.

O processo de Controle Hierárquico utilizado na monitoração de Redes Elétricas de AT, é um conceito que está cada vez mais, sendo usado nessas ações de controle e supervisão, notadamente quando o sistema é de dimensões relativamente grande e consequentemente, possuindo um número elevado de atributos, analógicos e digitais a serem monitorados, o que dificulta sobremaneira a coordenação dessas ações, por parte do operador dessa rede. Dessa forma, o objetivo do controlador proposto neste trabalho, é o de também possuir, além dessa função hierárquica, aglutinadora de informações setoriais advindas de outros classificadores ou controladores de área, uma outra função adicional, que corresponda ao processo de auxiliar o operador do sistema, em suas tomadas de decisões, principalmente face à presença de uma perturbação na rede.

Tais ações, em geral devem ser processadas rapidamente, principalmente nos processos de restabelecimento de operação de redes, como por exemplo, após a ocorrência de uma dada perturbação, envolvendo um grande comprometimento operacional da rede. Nesses casos, um processo auxiliar que permita acessar facilmente e prontamente as informações desejadas para o restabelecimento, auxilia e contribui muito para o êxito do processo restaurativo, provocado por essa perturbação.

Assim, o Classificador Hierárquico proposto, suportado por essa Teoria dos Conjuntos Aproximados, deverá atender tanto ao processo classificatório, simulado, determinando as condições de operação desejadas para o sistema monitorado, como também, prover informações adicionais através de regras, geradas para esse sistema permitindo assim, uma facilidade maior de manuseio de dados e de procedimentos operacionais demandados por essa rede.

I.3 O ESTADO DA ARTE

A utilização da tecnologia digital nas funções de proteção e de controle em Sistemas Elétricos de Potência, data de aproximadamente três décadas, tendo como um de seus primeiros registros, a publicação de Rockfeller [14], que apresentou a utilização de computadores digitais para a execução de algoritmos representativos de funções de proteção, seguido por Mantey [15], e outros, que publicaram sobre os pré-requisitos computacionais, para registros de eventos e suas medições, observadas através de releamento e monitoração digital em Subestações de Alta Tensão (AT) [18, 20].

Neste período, década de 70, surgiram algumas das mais importantes publicações sobre os algoritmos aplicados na determinação de alguns parâmetros específicos de componentes de sistemas de potência, como os que foram apresentados por Mann e Morrison [16], Ramamoorth [17]. e Phadke [18].

A estrutura operacional utilizada nessa tecnologia digital, se baseia no processo de validação e adequação dos dados ao sistema de controle e supervisão. Este processo é efetuado em três etapas sucessivas e complementares. A primeira é a captação dos sinais de interesse através de seus transdutores específicos, tais como os de corrente, tensão, potência, temperatura, "status" de disjuntores, chaves, relés e outros mais. A segunda, logo em seguida, é o condicionamento destes sinais ainda mantidos em sua forma original, contínua no tempo, através de eletrônica analógica com a utilização de Amplificadores Operacionais e componentes discretos. Finalmente, a terceira, é a conversão destes dados captados e condicionados, em valores digitais para serem inseridos nos computadores de controle e supervisão.

Esta transformação dos dados analógicos em digitais é feita através de Conversores Analógico/Digital (Conversores A/D). Uma vez o dado representado na forma digital é inserido no computador de controle e/ou supervisão onde serão

aplicados, sobre este dado, os algoritmos pertinentes para que ao final deste processo, ações sejam disponibilizadas para o sistema de forma a se obter um comportamento adequado e com alto grau de confiabilidade e repetitividade.

O desenvolvimento de algoritmos matemáticos para o processamento, condicionamento e manipulação desses dados digitalizados, tem se desenvolvido enormemente nas últimas décadas. Somente para citar alguns deles, temos a transformada Z na representação de processos dinâmicos, modelos auto-regressivos tipo ARMA, Filtros Digitais IIR (Infinite Impulse Response) e FIR (Finite Impulse Response), FFT (Fast Fourier Transform), Filtros de Kalman para a manipulação de sinais com ruídos, e muitos outros que tem auxiliado enormemente o controle, proteção e supervisão de Sistema Elétricos de Potência.

O retorno de sinais e comandos ao sistema sob supervisão é feito através de duas formas: a) quando os sinais são apenas binários (liga ou desliga); nesse caso, o uso de amplificadores diretamente ligados as saídas digitais do computador de processo é suficiente; b) quando os sinais são analógicos, como por exemplo, os sinais de controle; nesse caso, eles são devolvidos ao sistema, através de uma conversão Digital/Analógica, que se faz necessária e para isso, existe um componente, o Conversor Digital/Analógico (Conversor D/A), que executa esta conversão. Desta forma, conforme ilustra a Fig. I.4 [19], os sinais gerados no Sistema de Potência, são inseridos no sistema de supervisão e controle, e após serem manipulados adequadamente, são devolvidos ao próprio Sistema de Potência, como ações de controle e proteção.

Com base nessa estrutura e seus conseqüentes aprimoramentos tecnológicos, em 1981, o Instituto de Pesquisas em Sistemas de Potência (EPRI) apresentou um projeto básico de um sistema de controle e proteção digital para Subestações, descrevendo os conceitos de microprocessamento distribuído, utilizando linguagem de alto nível, com comunicação através de fibra ótica, complementada em 1981, por uma

publicação do IEEE Commitee Report, fazendo assim, uma avaliação geral do estado da arte até então praticada [20].

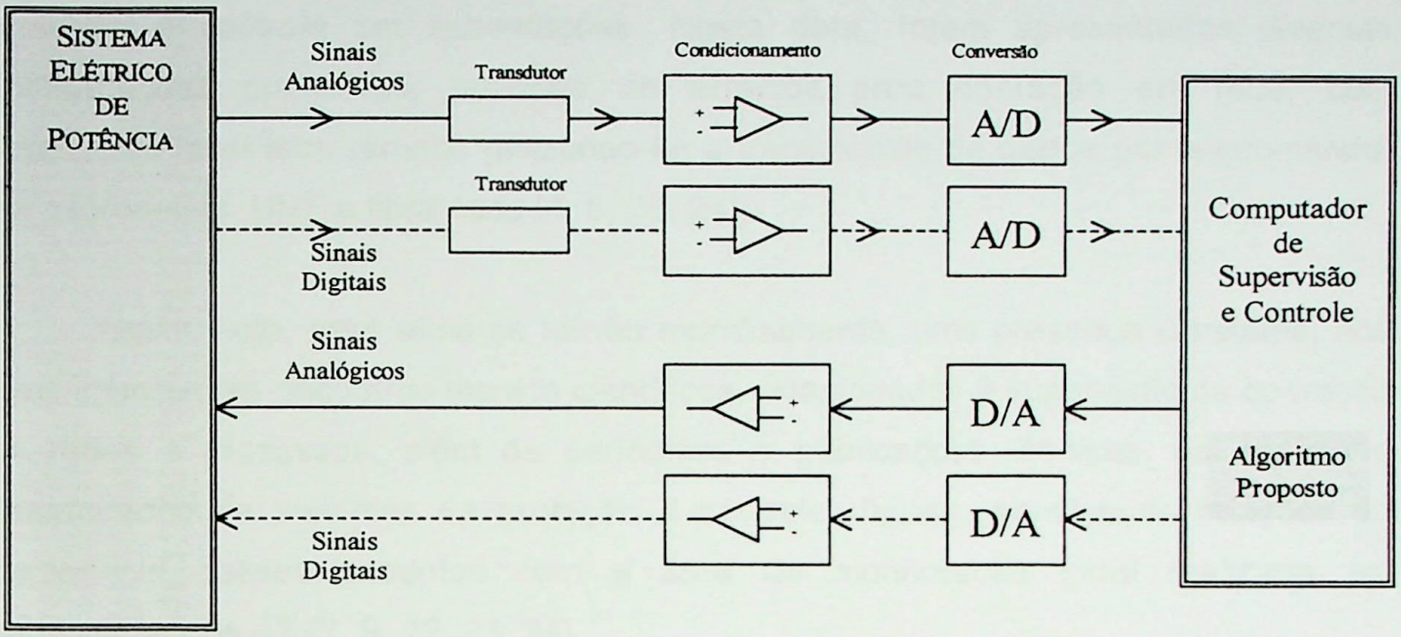


Fig. I.4 - Diagrama de blocos básico para um sistema de controle digital.

A partir desta data, esta tecnologia digital, passou a ser uma realidade divulgada no mundo todo. Na Europa, Estados Unidos e Japão, surgiram dezenas de publicações, relatando atividades afins dessa tecnologia, aplicada às funções de monitoração geral em subestações, redes e sistemas elétricos de potência, operando em alta tensão.

No Brasil, um importante marco de divulgação da tecnologia digital aplicada a Subestações, ocorreu durante a realização do XVI Encontro de Engenharia de Transmissão, a qual versou sobre o tema "Utilização de Microcomputadores em Subestações de Transmissão", realizado em maio de 1985 e fortalecida posteriormente, em outubro de 1990, durante a realização do BRASILCON/90, onde se reavaliou a experiência, até então observada pelas concessionárias do Setor Elétrico e as grandes Indústrias usuárias desta nova tecnologia [21].

No final dos anos 80 e na década de 90, ocorreram diversos Seminários, Encontros Técnicos e outras reuniões afins, onde surgiram as mais variadas publicações, envolvendo aplicações com tecnologia digital, para as funções de proteção e controle em subestações. Nesta data, foram apresentadas diversas configurações operativas, providas de arranjos para operação em rede, com supervisão local e/ou remota, utilizando-se a transmissão de dados por telecomando, via microondas, UHF e fibra ótica [4, 6, 20, 24].

Assim, hoje, esse tema se tornou mundialmente, uma presença constante, nos mais importantes encontros técnico-científicos, relacionados à supervisão da operação de redes e processos, além de periódicos e publicações técnicas, de análise e desempenho de sistemas de proteção e controle digitais, envolvendo relações de pertinência desses assuntos com a área de monitoração geral realizada em subestações de AT [7, 9, 22, 23, 24].

Finalmente, em meados da década de 80, surgiram as primeiras publicações, referindo-se às utilizações de sistemas inteligentes de proteção e controle, aplicados na operação de sistemas elétricos de potência e na monitoração geral de suas subestações de AT [26, 27, 28, 29].

Com o advento das novas técnicas de controle e proteção adaptativas, [47] utilizando as técnicas avançadas de programação e associadas às diversificadas funções de controle, atingiu-se avançados estágios de automatismos em redes, tais como, os restabelecimentos operacionais em subestações, classificações de estados operativos de sistemas complexos, transferências automáticas de circuitos, emissão de alarmes e relatórios e outras mais, efetuadas com bases em Sistemas Especialistas e outras técnicas de Inteligência Artificial [29, 36].

Deste modo, é possível antever para esta área de monitoração supervisiva e de controle, um novo perfil operacional a ser disponibilizado, em médio prazo, onde os Sistemas Elétricos de Potência poderão operar, em Tempo Real, usando técnicas tão

sofisticadas como Estimação de Estados, Controle e Proteção Adaptativos, Identificação de Padrões e Diagnóstico Preditivo. [26,28,29,30].

O uso crescente dessas técnicas digitais, também pode ser justificado, pelas necessidades impostas na monitoração dos grandes sistemas elétricos interligados, notadamente aqueles que envolvem longas linhas de transmissão, contendo vários pontos de derivação, ou seja, subestações de chaveamentos e transformações, destinadas ao atendimento de grandes centros de cargas, bem como, outras interconexões, envolvendo diversificados centros de produção de EE, como por exemplo, usinas hidro-elétricas, indústrias associadas a processos de auto-produção de energia, ou ainda, sistemas industriais envolvendo processos e unidades de co-geração.

Em tais sistemas, o conhecimento e o domínio do controle de fluxos de energia, de estabilidade operacional, da freqüência e dos limites de tensões existentes nessas linhas, são de extrema importância, pois desse controle advêm a segurança na operação da rede e consequentemente, na confiabilidade e continuidade do atendimento aos consumidores por ela atendidos.

Tais monitorações ao lado de outras menos relevantes, são hoje totalmente realizadas por esses sistemas digitais, sendo que cada vez mais, a presença de técnicas inteligentes de controles se fazem presentes, minimizando os tempos de interrupções, eliminando perturbações setoriais e auxiliando seus operadores, de um modo geral, nas aplicações de procedimentos otimizadores da operação da rede, melhorando assim, a relação "Custo x Benefício" desses empreendimentos exercidos sobre esses sistemas elétricos.

CAPÍTULO II

SISTEMAS DIGITAIS DE SUPERVISÃO

II.1 INTRODUÇÃO

Uma das mais importantes aplicações dos sistemas digitais integrados de comando e controle, utilizando-se de diversos recursos computacionais e diferentes configurações operacionais, são os chamados "Sistemas Supervisórios".

Em linhas gerais, um sistema supervisório é uma estrutura operacional de "alto nível", complexo, utilizado em redes ou em instalações elétricas de grande porte (ex.: nas Empresas de Concessão de EE), que tem entre outras funções, uma capacidade de participar e intervir diretamente, no processo central de tomadas de decisões, existentes nos gerenciamentos e nos automatismos de controle, associados à monitoração da operação de tais sistemas.

Um sistema supervisório é basicamente constituído de um conjunto de equipamentos e periféricos auxiliares, instalados junto ao centro de controle de uma dada instalação, ou de um sistema a ser monitorado, a qual é denominada de Estação Central, ou Centro de Operações do Sistema (COS), que, por sua vez, é uma unidade equipada com computadores de médio ou grande porte, operando segundo configurações duais, redundantes ou não e que se encontram associados por meio de um processo, de interação entre o operador desse sistema e os seus principais componentes, através de recursos operacionais e visuais, que constitui a chamada "Interface Homem-Máquina (IHM)".

Nesta unidade, pode existir ainda, microcomputadores (PC's) ou estações de trabalho (WS´s), operando em plataformas especiais, tais como, Windows NT, OS/2, ou então, sistemas computacionais de grande porte ("main frames"), os quais estariam suportando um conjunto complementar de programas auxiliares do processo de monitoração e de gerenciamento do sistema, dependendo do grau de interação, informação e automatismos desejados nesse processo supervisivo.

Além disso, existem outros dispositivos auxiliares de interfaces, tais como, CLP´s, painéis mímicos, recursos de medição, sinalização e alarmes, os quais permitem apresentar configurações atualizadas do sistema supervisionado, além de impressoras e demais acessórios que permitem realizar os registros de eventos, relatórios operacionais e outras ações de interesse pertinentes a operação do sistema.

Além desta unidade local, ou *COS*, em grandes instalações, tais como, em parques industriais integrados e nas redes de Concessionárias de Energia Elétrica, existem ainda, unidades de controle locais, denominadas de Centros de Operação Regional (COR) ou de Distribuição (COD) desse sistema, os quais se comunicam entre si, através de canais dedicados de telecontrole, bem como, com as unidades de aquisição de dados (UAD), as quais, em geral, são terminais remotos e responsáveis por tais aquisições de dados a serem monitorados.

A estrutura operacional de um sistema como tal, obedece a uma determinada hierarquia, com controle central localizado no COS, possuindo ainda, uma arquitetura, em geral distribuída, porém interconectada, semelhante à mostrada nas Figs. II.1a e II.1b.

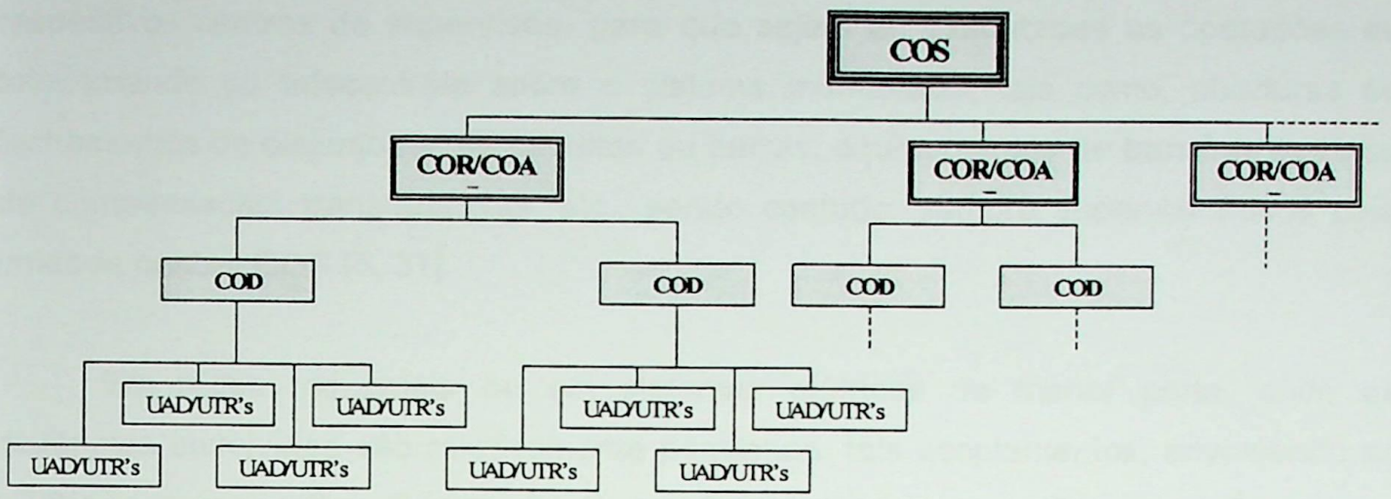


Fig. II.1 (a)

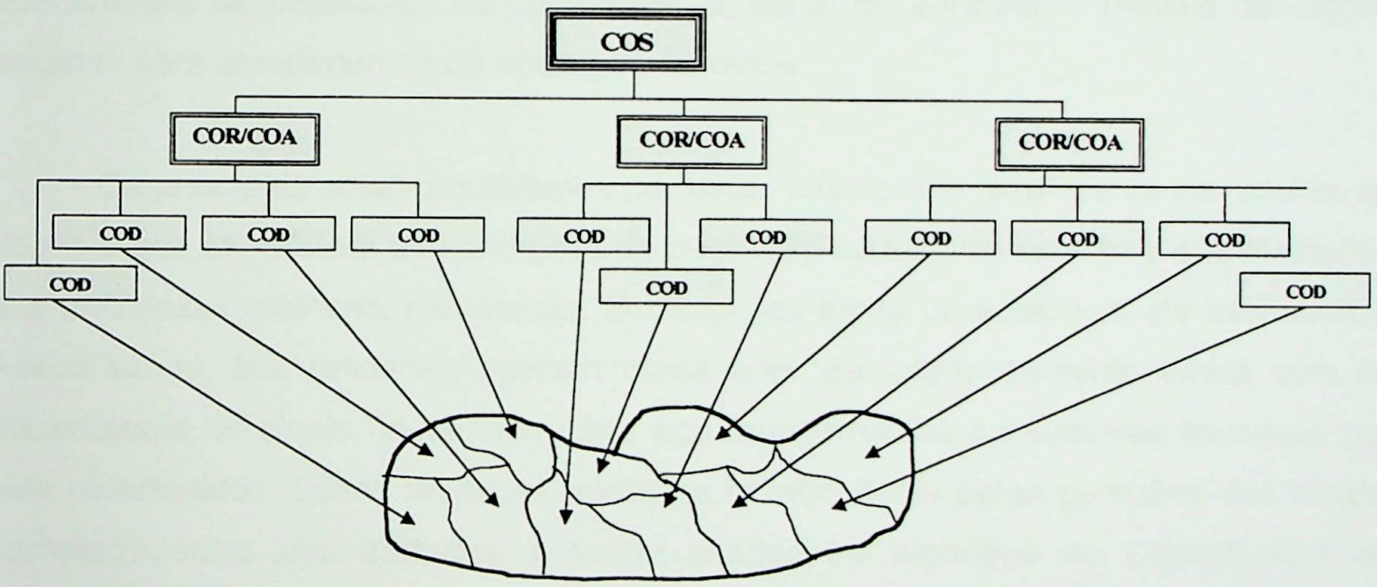


Fig. II.1 (b)

Fig. II.1 - Sistema Hierárquico de Controle

Através dessas UAD´s ou das UTR´s, que se encontram devidamente instaladas nos principais pontos de observação do sistema supervisionado, os sinais analógicos ou digitais aquisitados, em suas correspondentes emissões ou recepções, entradas ou saídas, são teletransmitidos, via microondas ou sinais dedicados de UHF, aos seus

respectivos centros de supervisão, para que sejam aí, executadas as operações de telecomando ou telecontrole sobre o sistema monitorado, tais como, aberturas ou fechamentos de disjuntores, de circuitos ou barras, equipamentos de transformação ou de compensação, transferências, etc., sendo contudo, sempre supervisionados pela unidade central COS [5, 31].

Em redes industriais ou em sistemas elétricos de menor porte, onde as distâncias envolvidas são relativamente pequenas, tais acoplamentos, envolvendo as UTR´s e o respectivo Centro de Operação, têm seus procedimentos afins dessa aquisição e transmissão de dados, sido realizados alternativamente à técnica convencional, através do uso redes ("LAN – Local Area Network"), que utilizam a fibra ótica como meio físico para a transmissão desses dados, obedecendo aos critérios operacionais de protocolos de comunicação, serial ou paralela, e demais condições exigidas para atendimentos de operação de redes.

Os principais sinais aquisitados por estas UAD´s são relativos às varreduras de dados e que se referem às condições de operação do sistema remoto e das medições das grandezas elétricas, mecânicas, térmicas, ou ainda de estado, a ele associados. Assim sendo, tais unidades operam numa área de interfaceamento direta com os transdutores de sinais, instalados junto aos equipamentos ou sistemas terminais por elas monitorados. Essas unidades serão as responsáveis pelas gerações dos sinais, correspondentes aos atributos a serem usados no algoritmo do Classificador do Sistema, quando do uso da Teoria dos Conjuntos Aproximados ("Rough Sets").

Denomina-se, de uma forma geral, de sistema **SCADA** ("*Supervisory Control and Data Acquisition*"), a esta interação de comunicação e controle, envolvendo os sistemas de aquisição e de processamento de dados, com diferentes níveis de atuações, com comando local ou remoto, similar ao descrito acima, acrescido dos recursos de *software* de supervisão, existentes no COS.

Trata-se pois de aplicação de uma das mais clássicas técnicas de operação de sistemas de controle digital, largamente utilizado na monitoração de diversos procedimentos dinâmicos de controle, bem como, em automação de processos industriais, chaveamentos e similares [9].

II.2 A EVOLUÇÃO DO SISTEMA SCADA - "ESTIMADORES DE ESTADO"

A rápida evolução da tecnologia de estado sólido para a digital, verificada de forma marcante nessas duas últimas décadas, permitiu que vários de seus usuários, se desenvolvessem de tal sorte que, a partir dos meados dos anos 80, já se encontravam em operação no Brasil, vários sistemas complexos de supervisão, envolvendo tais estruturas digitais [31, 32].

Em particular, baseando-se na própria estrutura do SCADA, porém acrescidos de lógicas operacionais e de algumas outras funções complementares, iniciou-se um processo de "automatismos elétricos supervisionados", nas concessionárias de EE, utilizando-se dos recursos de telecomando e telecontrole disponíveis nas estações de produção e gerenciamentos da distribuição dessa Energia Elétrica.

Assim, por exemplo, na década de 70, através de algumas Concessionárias de EE, surgiram as primeiras implementações de processos evolutivos de supervisão, "alto nível de gerenciamento", através dos sistemas denominados de "SCADA/EMS", o qual agregava ao convencional, outras funções de *software*, usadas nos gerenciamentos dessa energia, tais como, os "**estimadores de estados operacionais",** baseados em fluxos de carga, intercâmbio de energia, níveis de reservatórios, tensões de barras, freqüência do sistema, etc., como também, o "SCADA/SMS", o qual acrescentava ao anterior, as funções complementares de monitoração, incluindo sinalizações, relatórios e alarmes no processo operativo da subestação [5,31,32].

Atualmente, essas evoluções têm conduzido a sistemas, conhecidos como "SDCD" – Sistemas Digitais de Controle Distribuído, onde esses aprimoramentos operacionais de gerenciamentos e sinalizações são realizados através das associações de novas tecnologias, como as "numéricas" e os avançados recursos disponíveis na computação, que além das altas velocidades existentes nos processadores modernos, possuem as facilidades de recursos e de procedimentos de integração de sistemas, associados às diferentes modalidades de configurações estruturais, como por exemplo, as existentes nessas arquiteturas distribuídas [5,31].

Tais arquiteturas, se apoiam em configurações geralmente abertas, podendo conter vários microcomputadores e/ou estações de trabalho interligados entre si e a outros periféricos, através de uma ou mais redes de transmissão de dados, obedecendo a um critério de protocolos de comunicação, permitindo assim, a execução das diferentes tarefas programadas para as ações de controle e proteção do sistema monitorado [5, 8, 35, 37].

Estas configurações, operando com arquitetura distribuída, permitem facilmente através de uma rede de comunicação, a expansão do sistema e trazem uma série de vantagens técnicas sobre a estrutura centralizada usada no SCADA convencional, uma vez que ela pode aproveitar a crescente expansão tecnológica, envolvendo unidades remotas de aquisição de dados, operando com base em sistemas mais flexíveis, tais como, os terminais inteligentes, providos de capacidade de tomada de decisão local ou remota, agilizando assim, o processo supervisivo global.

Uma arquitetura como esta, contendo vários níveis de hierarquias distribuídas, tendo o seu processo controlado por computador, apresentando facilidades de acesso e manuseio, com interação disponível com o sistema através da Interface Homem-Máquina e provida ainda, de uma ou mais redes de comunicação de dados, usados para fins de processamento e de tele-gerenciamento, constitui a base, do denominado *Sistema Digital de Telecontrole Distribuído* **(SDTD)**, que vem sendo utilizado por algumas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil [31].

A complexidade ou não da configuração de um SDTD é uma função implícita às necessidades demandadas pelo Sistema a ser supervisionado.

Entretanto, existem algumas de suas unidades, que quase sempre estão presentes, em qualquer que seja a configuração a ser utilizada, notadamente, quando o sistema supervisionado tem as dimensões e configurações semelhantes às de uma Concessionária de Energia Elétrica.

II.3 A DIGITALIZAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

II.3.1 Fundamentos

A crescente tendência voltada para o uso da tecnologia digital em nossos dias, acompanhada do processo de automatismos de manobras, em pátios de subestações de transformação e de chaveamentos, é um procedimento operacional irreversível.

Alguns fatores técnicos, como a tendência de utilização desta tecnologia em vários segmentos do Setor Elétrico e nas áreas de controle de processos, a obsolescência rápida das atuais tecnologias convencionais, ainda que, largamente utilizadas, o enorme ganho nas flexibilidades operativas oferecidas pelos sistemas digitais, a redução de custos de projetos, comissionamentos e de implementações desse sistema face aos convencionais, são ao lado de outras considerações de ordem

técnico-econômicas, alguns argumentos marcantes que induzem a adoção de tal tecnologia [33].

Deve-se entender por Digitalização de uma Subestação, a um processo integrado, usando tecnologia numérica, envolvendo um sistema coordenador, provido de múltiplos recursos para instruções programáveis, que abrangem as funções de Medição, Controle, Proteção e eventuais comandos automatizados, existentes em uma dada subestação de AT.

Em uma primeira aproximação, pode-se entender que este tipo de sistema é uma evolução aos SDCD´s, aos quais foram acrescidas além das funções de controle, outras de Proteção, Comando, Medição e demais monitorações intrínsecas às SE's, realizadas através de dispositivos, que operam totalmente baseados na tecnologia numérica [9].

Estruturalmente, este sistema deve ser totalmente integrado e perfeitamente coordenado, funcional e flexível, com protocolos abertos, acessíveis, permitindo a operação com configurações abertas, arquiteturas distribuídas e o uso de processadores de última geração [7, 8, 9, 34].

II.3.2 Proteção e Controle em uma SE - Digitalizada

Para esses sistemas, pode-se em linhas gerais, dizer que existem pelo menos, três entidades funcionais de controle, distintas e a saber [34]:

Unidades Autônomas (UA's) - (junto ao equipamento ou processo terminal/UTR)
Unidade de Processamento Central (UPC) - (junto ao controle local/ COD/COR)
Unidade de Processamento Remoto (UPR) – (controle remoto/COS)

As hierarquias operacionais, também podem ser definidas em pelo menos, três níveis, a saber:

VÃO - SUBESTAÇÃO (SE) - REMOTO.

No nível de Vão, portanto junto ao processo, encontram-se as UA's, que poderão ser independentes e exclusivas por vão.

Estas unidades deverão executar as funções de proteção, intertravamentos, medições analógicas, aquisição e definição de estados, sinalizações e comandos de equipamentos ou sistemas terminais, de forma autônoma.

No nível de SE, pode existir uma UPC conectada às UA's, a qual recebe, processa e armazena em uma base de dados, as informações provenientes do processo, executando as tarefas que lhe são pertinentes como, intertravamentos, transferências e automatismos em geral.

Na UPC pode existir ainda, uma IHM do sistema permitindo ao operador da SE, acessar as UA's, quando o sistema assim o exigir. Além disso, podem estar previstas sinalizações sonoras e visuais de alarmes, visualizações de estados, medições elétricas, registros de eventos e acesso às parametrizações do sistema.

As sinalizações, medições, alarmes e seqüências de eventos devem apresentar resoluções da ordem de poucos milisegundos para os dados de proteção e de aquisição de dados, os quais poderão ser feitos no nível de vão, através das UA's, com indicação local e transmissão digital de dados, por cabo ótico, para a UPC e com eventuais repasses a UPR, se necessário.

Os valores das parametrizações para tensão, corrente, potência, entre outros, poderão ser reprogramáveis via UPC e UPR, na forma adaptativa, considerando as diferentes condições operativas do sistema elétrico, condições estas impostas pelas

naturezas das cargas por ele atendidas e devidamente definidas pelo sistema (por exemplo, especialista) de supervisão e controle, a ser aí utilizado [33,37].

Deve-se prever ainda nesse nível, os correspondentes registros de todas as grandezas envolvidas no processo assim monitorado e disponibilidades para a aquisição de seus respectivos relatórios.

Para atender as filosofias das otimizações operacionais a que um sistema de AT, descrito como tal, provido de várias unidades de transformação, barramentos múltiplos, com várias unidades de compensação e circuitos de distribuição outras, nele devem ser implementados, pelo menos os seguintes automatismos:

a) regulação de tensão (V) e de potência reativa (Q), controladas através da parametrização de V e Q, via UPC e UPR, operando de forma adaptativa à condição da carga atendida.

b) isolamento do transformador defeituoso, através de seccionamento seletivo, reconfigurando o sistema em anel, de modo a otimizar o carregamento dos transformadores remanescentes.

c) alívio de carga, através de ações de controle e proteção adaptativas, observadas a partir das condições de carregamento e temperatura dos transformadores.

d) rejeição de cargas, através do corte de carga correspondente, a ser realizada com base na taxa de variação da freqüência [MW/Hz], detectadas na SE e coordenada pelo sistema de supervisão.

e) recomposição do sistema, através de automatismos programados, seguindo uma seqüência lógica (onde a utilização de técnicas de Sistemas Especialistas é desejável), estabelecida por rotinas que supervisionam as ações de

operadores durante contingências, recuperações emergências ou de manutenção do sistema [36].

Assim sendo, a utilização de uma tecnologia como tal, se olhada com o objetivo e finalidade de otimizar a operação de um dado sistema, de grande porte, fatores como a redução de interrupções de fornecimentos, provocadas por desligamentos não seletivos, bem como a redução da duração dessas interrupções, agilizadas pelo automatismo das transferências de carga, a otimização do uso da potência instalada, realizada através da melhoria do sistema de controle, o redimensionamento e a postergação dos investimentos, etc., são alguns dos fatores, que podem ser considerados, como de benefício direto, obtidos através dessas implementações digitais [33,34,35,37].

Por outro lado, a proteção de uma SE- Digitalizada, provida de um sistema SDCP como o descrito acima, deverá ser realizada, utilizando-se um releamento baseado totalmente na tecnologia numérica, incorporada na arquitetura anteriormente definida e os quais poderão ser realizados como funções isoladas, independentes (*stand alone*) ou integradas, atuando ao nível das UA's e podendo-se interagir com o restante do SDCP através de uma rede serial proprietária de comunicação, FIELDBUS, MODBUS, PROFIBUS, ou outra similar, a qual lhe permitirão ainda, reparametrizações, local ou remoto, emissão de alarmes, registros, comandos, e outras comunicações associadas [7,8,9].

O estabelecimento e definição do conjunto de funções de proteção a serem implementadas devem ser analisados em cada aplicação específica e se estendem, notadamente nas zonas de barras, transformação, compensação, alimentadores e serviços auxiliares.

Os dispositivos de proteção deverão ser providos de recursos de autodiagnóstico, interface IHM, display frontal em cristal líquido (LDD), portas digitais de comunicação serial e paralela e outros recursos de interfaceamento, a serem

acrescidos ainda de outras eventuais funções específicas do sistema digital em questão, podendo finalmente, estar acopladas ou ser providos de unidades de oscilografia, alarmes e outros indicadores de eventos do sistema.[7, 9].

II.4 OS SISTEMAS INTELIGENTES DE CONTROLE

O atual desenvolvimento tecnológico, marcante, notadamente o das técnicas numéricas aplicadas a sistemas digitais de controle e os seus respectivos aprimoramentos, na elaboração de programas computacionais dedicados, conforme os que se tem verificado recentemente nas técnicas de aplicação de Inteligência Artificial em sistemas elétricos, como vem ocorrendo nas Redes Elétricas de AT e em suas Subestações Elétricas, bem como, em processos de automação em geral, o que tem conduzido a monitoração de tais sistemas, de forma a se tornar cada vez mais independentes da presença e da intervenção de seus operadores.

Algumas empresas no Setor Elétrico, já possuem sistemas de controle digital instalados, providos de várias funções inteligentes, integradas de forma complexa, constituindo um sistema supervisório, de notória eficiência.

A figura II.2 é um exemplo de uma dessas arquiteturas, desenvolvido por uma Indústria do Setor Eletro-eletrônico, envolvendo um desses sistemas inteligentes, aplicado em uma subestação de alta tensão.

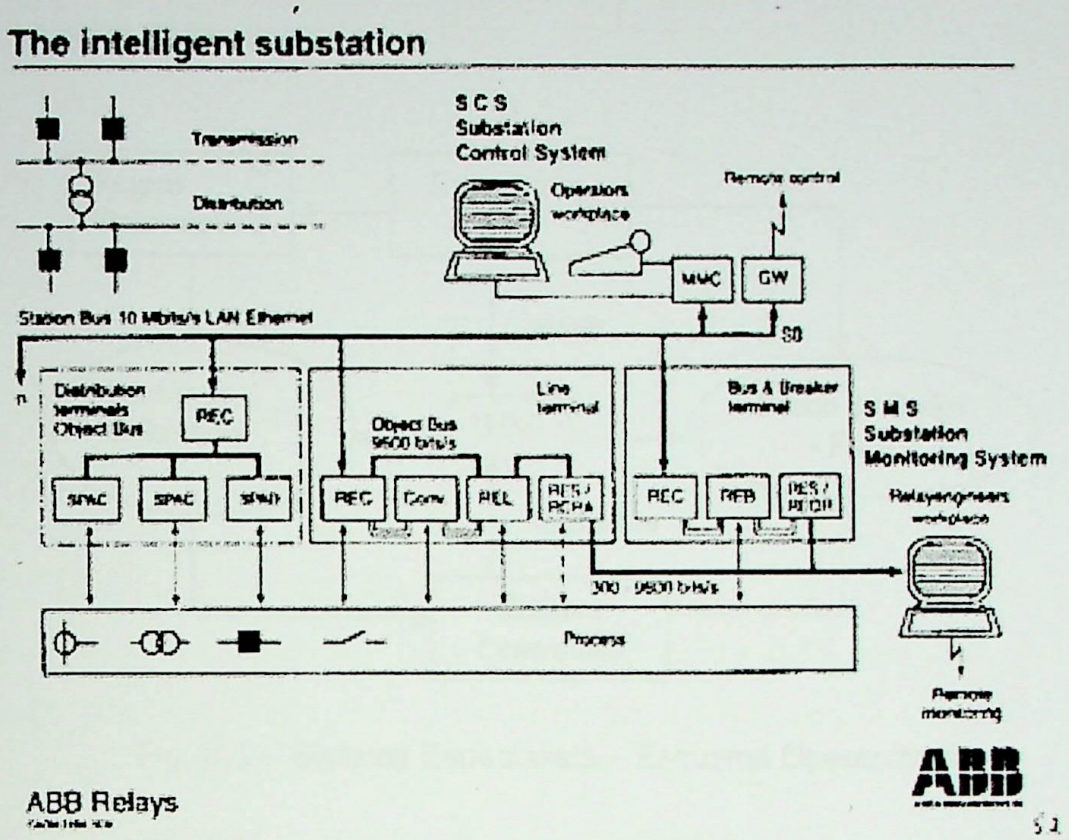


Fig. II.2 – Subestação Inteligente – (Cortesia ABB).

No campo da Inteligência Artificial, uma das áreas que se apóia em técnicas heurísticas na busca de soluções e que muito se desenvolveu em aplicações voltadas para sistemas elétricos de controle foi a de Sistemas Especialistas [10, 11, 29, 36, 38].

Pode-se dizer que um Sistema Especialista, operacionalmente, consta de um programa computacional, que utiliza uma base de conhecimentos, os quais são expressos na forma de "regras", geradas por um especialista no contexto analisado, e armazenados numa base com fatos (informações não condicionais) do sistema, que através de uma máquina de inferência e uma interface homem-máquina, interagem ordenadamente entre si, na busca de uma solução ao problema especificamente equacionado [10, 29, 38].

O esquema apresentado na Fig. II. 3 mostra de forma simplificada as interações existentes entre essas unidades.

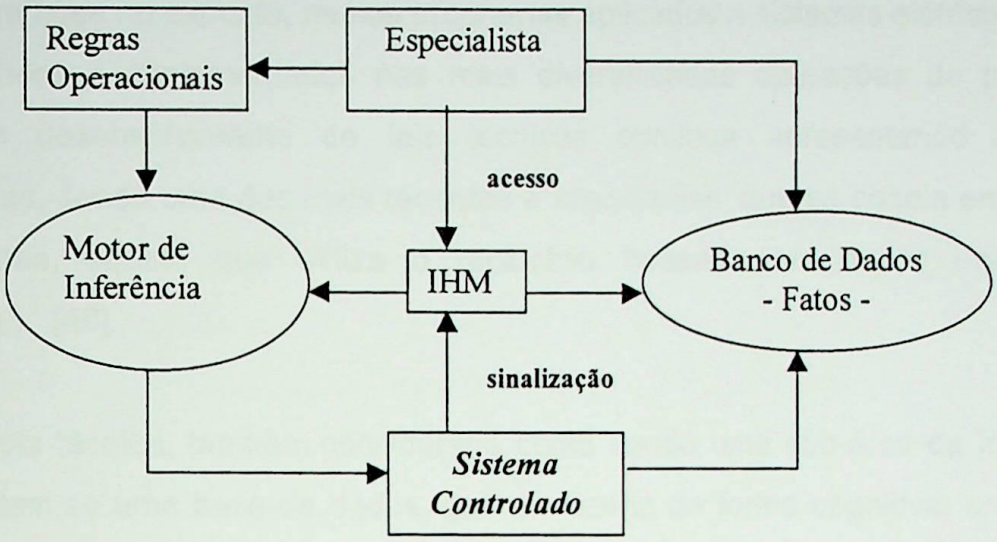


Fig. II.3 - Sistema Especialista – Esquema Operacional

Assim, uma das principais etapas na elaboração de um Sistema Especialista, reside na acertada escolha de técnicos especialistas, que sejam capazes de gerar e ordenar um bom conjunto de regras, redundantes ou não, mas que possam bem retratar o conhecimento operacional do sistema monitorado, imprimindo-lhe assim, o controle desejado.

Essas técnicas de Sistemas Especialistas são particularmente recomendadas, quando se espera encontrar problemas ou situações, com as seguintes características:

a) quando os problemas são de natureza razoavelmente complexa, para se esperar resultados de imediato.

b) quando são desejados resultados de imediato, sem muitas vezes se ter tempo hábil para recorrer a um especialista neste assunto.

c) quando não se tem ou não está disponível uma modelagem matemática ou uma especificação completa do problema em questão.

d) quando os recursos para a solução do problema existem, porém, são raros ou nebulosos.

Com base no exposto, muitos programas aplicados a sistemas elétricos já foram desenvolvidos e implementados nas mais diversificadas operações de tais redes. Porém, o desenvolvimento de tais técnicas continua apresentando evoluções continuadas, sendo uma das mais recentes e importantes, que se baseia em sistemas especialistas, aquela que utiliza o *raciocínio baseado em casos* ("*case-based reasoning*") [48].

Nesta técnica, também considerada como sendo uma sub-área da Inteligência Artificial, tem-se uma base de dados, que armazena de forma cognitiva, um conjunto vasto de informações sobre a operação do sistema monitorado e o seu desempenho esperado, face à ocorrência de um evento qualquer, cujas providências e intervenções cabíveis serão tomadas, tendo-se por base, o conhecimento de uma situação similar ocorrida anteriormente.

Assim sendo, a idéia básica desse processo, consiste no fato de que, as experiências passadas durante a ocorrência de um evento qualquer, com o sistema monitorado, podem ser "relembradas e adaptadas" para orientar a solução do problema atual, respeitada evidentemente, as similaridades entre essas situações.

Uma das maiores dificuldades que, aparentemente surgem nas aplicações de sistemas monitores, que usam raciocínios baseados em casos, reside no fato de se necessitar um armazenamento considerável de informações e/ou modelagens pré-concebidas e baseados em ocorrência de fatos similares, imaginando que os mesmos tenham ocorridos em sistemas que apresentam uma mesma característica operacional.

Estas limitações atuam de forma extremamente complexa nos desenvolvimentos de algoritmos capazes de realizar coerentemente, decisões e procedimentos, para diferentes naturezas operacionais dos sistemas monitorados.

Uma outra técnica de controle atual, largamente difundida em sistemas industriais, sendo aplicada em processos de automação, controle operacional de motores, controle de aquecimentos e de vazões entre outras, é a Lógica Difusa ("*Fuzzy Logic*"), proposta por L.A. Zadeh, em 1965 [43].

Essa técnica também está apoiada na elaboração de regras operacionais, pré-estabelecidas por um especialista conhecedor do sistema a ser monitorado, o qual de certa forma, ainda que estimada, gera um conjunto de regras iniciais, classificando de forma nebulosa e com limites incertos, os níveis das grandezas monitoradas e, conseqüentemente, a situação física do processo, atribuindo-lhes estados indicadores lingüísticos de suas condições operativas, tais como, alto, baixo, quente, frio, rápido, lento, sem contudo quantificá-los previamente [43,46].

Tais índices classificadores de estado ou de nível, através de um programa computacional específico, receberão suas ponderações e seus graus de pertinência sistemática no processo e serão trabalhados iterativamente, de tal forma a se procurar determinar o ponto ótimo no controle ou na operação desse sistema [37,43,46].

Paralelamente a essas técnicas que utilizam Conjuntos Difusos, uma outra metodologia no âmbito geral da Inteligência Artificial, que está sendo também, atualmente muito utilizada, é a aplicação das técnicas de Redes Neurais em sistemas de controle [38, 42, 44, 45].

Através do desenvolvimento de algoritmos específicos, modela-se a rede de acordo com os parâmetros operativos do sistema a ser controlado, de tal forma que, um conjunto de ponderadas variáveis de entrada, aquisitadas nesse sistema, sejam submetidas ou comparadas segundo uma função de projeção representativa do mesmo e processadas com treinamento ou não dessa rede, até que um sinal de saída desse processo, represente o ponto ótimo operativo do sistema monitorado.

Finalizando, em linhas gerais, uma mesclagem entre essas últimas técnicas apresentadas, associadas aos seus respectivos procedimentos operacionais e ainda, considerando os sumários e a potencialidade da tecnologia digital mencionada, constitui o atual estado da arte, na aplicação de sistemas digitais, hoje largamente usados, na monitoração de Redes e Instalações Elétricas de MT/AT.

CAPÍTULO III

A TEORIA DOS CONJUNTOS APROXIMADOS

III.1 INTRODUÇÃO

A Teoria dos Conjuntos Aproximados ("Rough Sets") foi desenvolvida por Zdzislaw Pawlak e divulgada no inicio da década de 80, podendo hoje, ser classificada como uma técnica poderosa, convergindo com áreas de grande interesse no campo das Ciências Cognitivas e da Inteligência Artificial [53, 54].

Assim, elas se inserem neste contexto, como um todo, principalmente nas representações e desenvolvimentos de estudos e modelos, baseados em raciocínios, cuja base de conhecimentos seja casual, como ocorre nas classificações e análises em bancos de dados, algoritmos de aprendizagens, aplicações envolvendo técnicas de inferências em modelos inteligentes, e outras mais.

Portanto, parte dessa estrutura operacional está apoiada nos fundamentos da Teoria do Conhecimento, que sustenta os paradigmas básicos dessa área de desenvolvimento envolvendo as ciências e técnicas cognitivas.

A Teoria do Conhecimento tem apresentado vários aspectos de interesse, tais como, "entendimentos", "manipulação do conhecimento", "representações", entre outros, os quais têm sido largamente discutidos, principalmente por pesquisadores atrelados às áreas de Lógicas e de Inteligência Artificial [37].

De uma forma genérica, existe uma tendência em se conduzir a avaliação do conceito de "*conhecimento*", como um bloco, ou uma partição da informação sobre alguma parte de uma realidade em apreço, a qual constitui o nosso domínio de interesse [40].

Uma conceituação aberta como tal é passível de questionamentos e muitas vezes se torna polêmica, quando se trata de análise de entendimentos múltiplos, sobre tais domínios de interesses.

Entretanto, para os fins de desenvolvimento a que este trabalho se propõe, se define formalmente *"conhecimento"*, como uma base de informações centralizadas, que poderão ser "*entendidas" e "processadas",* dentro de um contexto operacional, suportado por estruturas especiais, como aquelas disponíveis na área de Inteligência Artificial, tais como, máquinas de aprendizado, reconhecimentos de padrão, sistemas especialistas, lógica difusa e outras mais [40].

III.2 CONCEITOS BÁSICOS

Assim, a estrutura operacional dos Conjuntos Aproximados é suportada por essa Teoria do Conhecimento e está fundamentalmente, baseada em dois conjuntos denominados de "***aproximação inferior***" e "***aproximação superior***" e que serão aqui denotados por $\underline{R}X$ e $\overline{R}X$, respectivamente.

A idéia central destes dois conjuntos é tentar limitar a solução de um dado problema, onde podem existir duas regiões, uma na qual todos os elementos do conjunto fazem parte da solução (aproximação inferior) e outra em que os elementos possivelmente fazem parte da solução (aproximação superior). Portanto, todos os elementos do conjunto de aproximação inferior fazem parte do conjunto de aproximação superior.

Isto define três regiões de interesse: região positiva, região fronteira e região negativa, com a seguinte notação, respectivamente, $POS_R(X)$, $BN_R(X)$ e $NEG_R(X)$.

A região positiva coincide com o conjunto de aproximação inferior, sendo composta portanto de elementos que certamente fazem parte da solução do problema. A região fronteira é a diferença entre os dois conjuntos de aproximação e é composta por elementos que podem ou não fazer parte da solução. Finalmente, a região negativa contém elementos que não fazem parte da solução.

Um exemplo dessas três regiões está mostrado na Fig. III.1, onde o objetivo é determinar a região de solução gerada pela linha mais grossa, em destaque, isto é, a que delimita as duas regiões superior e inferior.

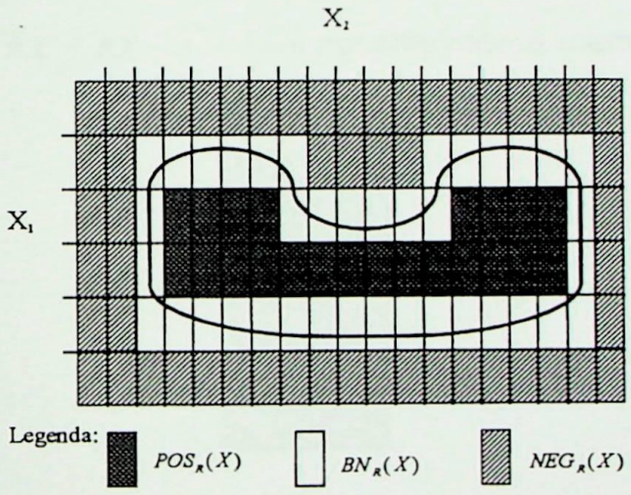


Fig. III.1 - Regiões de interesse da Teoria dos Conjuntos Aproximados.

Matematicamente, os conjuntos aproximados podem ser definidos como mostrado a seguir.

Seja o conjunto $\mathbf{X} \subseteq \mathbf{U}$, e seja **R** uma relação equivalente e **K = (U,R),** uma base de conhecimento, que os associa. Os dois conjuntos aproximados definidos anteriormente podem então ser escritos como sendo:

a) R-inferior: $\underline{R}X = \cup \{Y \in U/R : Y \subseteq X\}$

b) R-superior: $\overline{R}X = \cup \{Y \in U/R : Y \cap X \neq \emptyset\}$

Isto significa que os elementos pertencentes ao conjunto $\underline{R}X$ certamente podem ser classificados como elementos de X; enquanto os pertencentes a $\overline{R}X$, possivelmente, poderão vir a ser classificados como elementos de X.

Da mesma maneira, as regiões $POS_R(X)$, $BN_R(X)$ e $NEG_R(X)$ podem ser definidas [40]:

c) $POS_R(X) = \underline{R}X$ $\Rightarrow$ certamente membro de X

d) $NEG_R(X) = U - \overline{R}X$ $\Rightarrow$ certamente não-membro de X

e) $BN_R(X) = \overline{R}X - \underline{R}X$ $\Rightarrow$ possivelmente membro de X

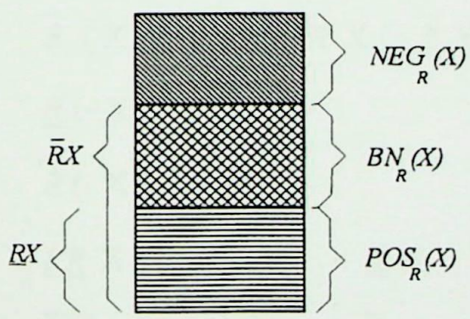


Fig. III.2 – Definição das Regiões e dos conjuntos de Aproximação

III. 3 PROPRIEDADES OPERACIONAIS DOS CONJUNTOS APROXIMADOS

Evidentemente, essas relações de pertinência assim definidas, apresentam além das propriedades clássicas, tais como, a associativa, a distributiva e a multiplicativa, uma série de outras que se encontram relacionadas na Tabela III.1 [53,54].

As correspondentes demonstrações de validação dessas propriedades, embora não se caracterizem como uma necessidade maior de desenvolvimento para fins desse trabalho, podem contudo, serem encontradas, na referência [40].

Tabela III.1 - Propriedades dos Conjuntos Aproximados

a)	$\underline{R}\,X \subseteq X \subseteq \overline{R}\,X$
b)	$\underline{R}\,\phi = \overline{R}\,\phi = \phi$
c)	$\underline{R}\,U = \overline{R}\,U = U$
d)	$\overline{R}(X \cup Y) = \overline{R}\,X \cup \overline{R}\,Y$
e)	$\underline{R}(X \cap Y) = \underline{R}\,X \cap \underline{R}\,Y$
f)	$X \subseteq Y \Rightarrow \underline{R}\,X \subseteq \underline{R}\,Y$
g)	$X \subseteq Y \Rightarrow \overline{R}\,X \subseteq \overline{R}\,Y$
h)	$\underline{R}\,(X \cup Y) \supseteq \underline{R}\,X \cup \underline{R}\,Y$
i)	$\overline{R}\,(X \cap Y) \subseteq \overline{R}\,X \cap \overline{R}\,Y$
j)	$\underline{R}(-X) = -\overline{R}\,X$
l)	$\overline{R}(-X) = -\underline{R}\,X$
m)	$\underline{RR}\,X = \overline{R}\,\underline{R}\,X = \underline{R}\,X$
n)	$\overline{RR}\,X = \underline{R}\,\overline{R}\,X = \overline{R}\,X$

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

À primeira vista, esta teoria pode parecer semelhante à Teoria dos Conjuntos Difusos, considerando os conjuntos de aproximação como sendo uma extensão do conceito de função de pertinência. Entretanto, isto não é verdade; um trabalho publicado por Dubois e Prade apresentou de forma clara, a diferença entre essas duas teorias [55].

Tomando-se por base as definições apresentadas acima, o conceito de precisão ou exatidão de uma medida, $\alpha_R(X)$, o qual caracteriza numericamente a imprecisão do conhecimento, pode agora ser apresentado, usando o conceito da cardinalidade dos conjuntos superior ($\overline{RX}$) e inferior ($\underline{RX}$), isto é:

$$\alpha_R(X) = \frac{card\ \underline{RX}}{card\ \overline{RX}}$$

onde $\alpha_R(X)$ é definido para o intervalo [0, 1].

Quando $\alpha_R(X)$ = 1, o conjunto X será denominado de R-definível ("R-definable") e portanto, a região $BN_R(X)$ será vazia. Neste caso, a Teoria dos Conjuntos Aproximados é reduzida à clássica Teoria dos Conjuntos Cantor.

Uma outra definição necessária, é sobre o conceito de "*qualidade de aproximação*", que matematicamente é expressa por:

$$\gamma_R(X) = \frac{\sum card\ \underline{RX}}{card\ U}$$

Este valor representa a porcentagem de objetos que podem ser corretamente classificados pelo atributo R.

III.4 EXEMPLO ILUSTRATIVO

Para clareza das idéias, pode-se sugerir um sistema elétrico hipotético, mostrado na Figura III.3, no qual sua classificação operativa depende de 4 elementos, a saber: potência transmitida em duas linhas A e B, da potência gerada na área sob análise, C, e do consumo da carga, D. Estes elementos podem assumir os seguintes valores:

linha de transmissão → {baixo, médio, normal}

geração da área → {baixo, normal, alto}

carga própria → {baixo, médio, alta}

Por outro lado, o estado operativo do sistema, pode assumir os seguintes valores:

estado operativo → {restaurativo, emergência, normal}

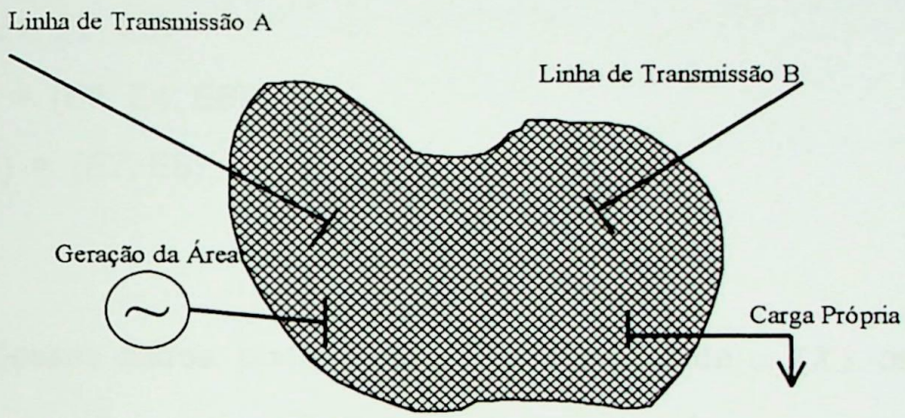


Fig. III.3 – Sistema Elétrico Hipotético

Utilizando estes valores, um conjunto de exemplos pode então ser gerado. Este conjunto, apresentado na Tabela III.2, está incompleto, pois se todas as combinações possíveis fossem realizadas, existiriam uma quantidade enorme de exemplos e não somente 8, conforme apresentado nessa Tabela. Na maioria das vezes, os problemas do sistema elétrico são analisados considerando somente conjuntos incompletos de casos. Pode-se observar, que, nos sistemas elétricos reais, é quase impossível se obter dados em todos os intervalos existentes ou então produzir todas as combinações entre eles, pois o número de pontos observado é enorme.

Portanto, um conjunto de exemplo em um sistema real é sempre incompleto.

Tomando-se o atributo A (Linha de Transmissão A) como referência, pode-se considerar os seguintes conjuntos elementares de A:

U/IND(A) = { {E1, E2, E5}, {E3, E4, E6}, {E7, E8} },

e portanto,

$\overline{A}X$ = {E1, E2, E5}$\cup$ {E3, E4, E6} = {E1, E2, E3, E4, E5, E6}

$\underline{A}X$ = {E1, E2, E5}

$BN_A(X)$ = {E3, E4, E6}

$NEG_R(X)$ = {E7, E8}

A partir desses dados, pode-se determinar o valor de $\alpha_A(X)$, onde encontra-se o valor de :

$$\alpha_R(X) = \frac{card\ \underline{A}X}{card\ \overline{A}X} = 3/6 = 0{,}5, \quad \text{assim } \alpha_A(X) = 50\%.$$

E de forma análoga, para a outra definição apresentada, conceito de "*qualidade de aproximação*", para essa relação de atributos, tem-se:

$$\gamma_R(X) = \frac{\sum card\ \underline{R}X}{card\ U} = 3/8, \quad \text{assim } \gamma_A(X) = 37{,}5\ \%$$

III.5 ATRIBUTOS DISPENSÁVEIS E ATRIBUTOS INDISPENSÁVEIS

Na Teoria dos Conjuntos Aproximados, pode-se classificar os atributos de duas formas distintas: os dispensáveis e os indispensáveis. Os atributos dispensáveis são aqueles que se omitidos (ou não se existissem) não trariam nenhum problema de classificação. Aqueles atributos que, com a sua omissão, criam problemas na classificação são chamados de indispensáveis.

Existem várias formas para a verificação do tipo do atributo, uma delas é verificar o conjunto induzido com e sem o atributo em questão. Por exemplo, na Tabela III.2, observando o atributo B, referente à Linha de Transmissão B, pode-se induzir à seguinte classificação com e sem este atributo:

$U/\mathrm{IND}(\mathbf{R}) = \{\{E1\},\{E2\},\{E3\},\{E4\},\{E5\},\{E6\},\{E7\},\{E8\}\}$

$U/\mathrm{IND}(\mathbf{R}-\{B\}) = \{\{E1\},\{E2\},\{E3\},\{E4\},\{E5\},\{E6\},\{E7\},\{E8\}\}$

e pode-se então, verificar que:

$$U/\mathrm{IND}(\mathbf{R}) = U/\mathrm{IND}(\mathbf{R} - \{B\}),$$

o que implica dizer que o atributo B é dispensável na relação **R.**

Analogamente, por outro lado, pode-se dizer que a relação C é indispensável sobre **R**, pois:

$$U/\mathrm{IND}(\mathbf{R}-\{C\}) = \{\{E1\},\{E2\},\{E3,E4\},\{E5\},\{E6\},\{E7,E8\}\} \neq U/\mathrm{IND}(\mathbf{R})$$

Outros conceitos importantes, como Conjunto Redução e Núcleo Básico, serão apresentados no próximo capítulo, junto com a proposição do algoritmo de classificação.

CAPÍTULO IV

A PROPOSTA DO CLASSIFICADOR UTILIZANDO CONJUNTOS APROXIMADOS

IV.1 INTRODUÇÃO

Na evolução histórica dos sistemas de supervisão, controle e proteção aplicados aos Sistemas Elétricos de Potência, os aprimoramentos têm sido verificados, de forma contínua, sob todos os aspectos de seus desenvolvimentos tecnológicos e onde, cada vez mais, os processos de simulação de comportamento desses sistemas, se fazem presentes, através de desenvolvimentos e testes sistemáticos, de diversificados e complexos algoritmos deles representativos.

Entretanto, a operação de um sistema de potência é intrinsecamente complexa, devido ao alto grau de incertezas que são apresentados e devido ao grande número de variáveis nela envolvidas, necessitando de processos computacionais auxiliares, pacote computacionais de simulação de eventos e analisadores de contingências operacionais, regimes permanente e/ou transitório (TNA) e todo suporte de hardware necessário a tal desempenho.

Por outro lado, um dos mais importantes avanços dessas modernas técnicas operacionais foi a introdução da tecnologia digital e os procedimentos computacionais de apoio dela advindos, notadamente aqueles associados às funções auxiliares de monitoração e associadas aos operadores de sistemas, tais como, as interfaces

visuais e gráficas (Interface Homem-Máquina, IHM), largamente utilizadas nos mais diferentes tipos de sistemas supervisórios.

Uma das mais importantes tarefas, que esses supervisores, responsáveis pela operação de um sistema elétrico, desempenham a cada instante, é a verificação de um determinado ponto de operação da rede. Um ponto de operação pode ser considerado **seguro**, se ocorrerem na rede contingências, simples ou múltiplas e isto ainda, não levá-la a um dos seguintes estados operacionais: **emergência**, quando ocorrem violações de seus limites operativos, ou de **restauração,** as quais em geral, envolve um conjunto de tomadas de decisão, normalmente acompanhadas de um processo de rejeição de cargas ("load-shedding program") ou de desligamento de equipamentos do sistema [52].

Estas análises de contingências em redes elétricas podem ser simples, como por exemplo, a saída de uma linha numa grande malha interligada de transmissão ou a perda de uma unidade geradora, integrada num "pool" de geração, operando com alto índice de estabilidade.

Porém, perdas bruscas de grandes blocos de cargas (saídas de grandes subestações ou de grandes polos industriais), perdas expressivas de geração, ou ainda, a presença de contingências múltiplas, envolvendo simultaneidades de faltas na rede, com conseqüentes perdas de circuitos, já implicam em preocupações bem maiores, uma vez que, em geral, elas acabam provocando perturbações em seu sistema operacional, que podem alcançar dimensões tais, capazes de colocá-la em condição de instabilidade total ("black-out"), ou de alto risco operativo, exigindo desses supervisores, intervenções imediatas.

Conforme já fora mencionado no CAP. I, a observância dos limites operacionais, se torna mais uma vez fundamental, em decorrência dos procedimentos de controle a serem aqui adotados.

Como pode ser visto pela Fig. IV.1, uma contingência de mesma magnitude, dependendo do ponto de operação do sistema, pode significar a mudança de um estado operativo ou não. É exatamente esta análise que deve ser feita pelo operador, durante uma perturbação no sistema. O ponto de operação A é seguro para uma dada contingência, enquanto o ponto B, a despeito ainda, de ser um estado operativo na região Normal, não é seguro para tal contingência, pois ela pode ser evolutiva e conduzir o sistema à condição de emergência, ou mesmo à condição restaurativa.

Como exemplo de uma situação como tal, pode-se citar as faltas monofásicas ou bifásicas em redes radiais de transmissão, as quais em geral, são tipos de faltas evolutivas para a terra, notadamente nos circuitos providos de torres metálicas, caracterizando assim, uma forma de desligamento dessas redes e que podem levar o sistema, a uma dessas condições de instabilidade ou de emergência operacional.

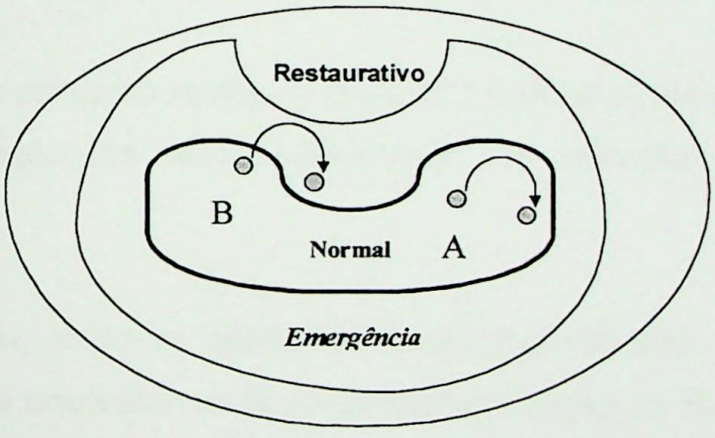


Fig. IV. 1- Estados operativos de um sistema elétrico

Assim, durante a operação de um sistema como tal, o operador é assistido por um conjunto enorme de programas computacionais, porém, uma das fontes que ele pode ter para verificar a sua segurança operativa, estável ou não, é a sua base de dados, a qual armazena os diversos valores registrados das grandezas de interesse, medidas em um ou mais pontos de observação, durante a operação desse sistema.

Conforme já fora citado anteriormente, dependendo da natureza do sistema observado, pode-se ter um elevado número de pontos de observação com medições diferenciadas, existentes nesta base de dados, de tal forma que a consulta, a visualização e a conseqüente classificação de seu estado operacional, pode se tornar bastante difícil e certamente, não de forma imediata.

Seria de extrema utilidade, portanto, a disponibilidade de um programa que pudesse fazer esta interface, visual e gráfica, auxiliar para os operadores, facilitando-os na extração de informações desses bancos, bem como, demais providências e conhecimentos existentes nesta base de dados. Essa é uma das premissas básicas de sustentação de nossa proposta nesse trabalho.

IV.2 CONCEITOS DE CONJUNTO REDUÇÃO E NÚCLEO BÁSICO

Os conceitos de *conjunto redução* ("reduct") e *núcleo básico* ("core") são muito importantes com relação as suas aplicações na redução de uma base de conhecimento.

Matematicamente, pode-se definir os conjuntos redução e básico, utilizando uma família de relações equivalentes **R**. O conjunto redução de **R, RED (R)**, é definido como um conjunto reduzido de atributos que conserva a mesma classificação indutiva da família **R**. O conjunto básico de **R, CORE (R)**, é aquele que aparece em todos os conjuntos redução de **R**, isto é, o conjunto de elementos indispensáveis para caracterizar a relação **R** [40,53].

Em outras palavras, o conjunto redução é a estrutura mínima de representação do conhecimento existente em uma base. Ela pode não ser única, pois diversos conjuntos "redução" podem ser conseguidos em uma base de conhecimento, dependendo dos atributos utilizados para a sua representação. Esses atributos correspondem aos parâmetros analisados no sistema monitorado e aos quais serão

associados os respectivos valores das medições efetuadas, que se constituirá na base de dados mencionada.

O núcleo básico é composto pelos elementos necessários para compor qualquer conjunto redução, ou seja, em outras palavras é a interseção desses conjuntos.

A Fig. IV.2 mostra, de maneira gráfica, uma base de dados composta pelos seguintes atributos: { A, B, C, X, Y, Z, J, K e W }, com 3 possíveis conjuntos redução, definidos pelo atributos { A-B-C }, { A-C-X } e { A-Y-Z }, onde somente o atributo A faz parte do núcleo básico. Com isto, os atributos J, K e W são ditos dispensáveis, pois não fazem parte de nenhum dos conjuntos redução, e, por exemplo, X, Y e Z são ditos dispensáveis em relação ao conjunto redução { A-B-C }.

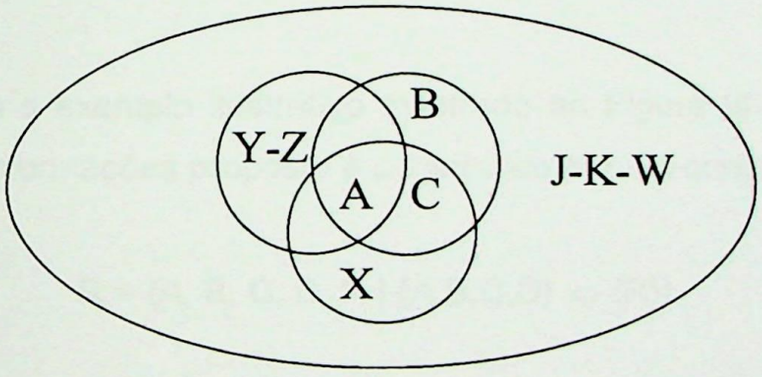


Fig. IV.2 - Representação gráfica dos conjuntos "redução e básico".

IV.3 APRESENTAÇÃO DO ALGORITMO DE CLASSIFICAÇÃO

O algoritmo de redução da tabela de decisão pode ser formulado através de desenvolvimentos algébricos ou por relações lógicas. Neste trabalho, por simplicidade de explanação, utiliza-se o segundo encaminhamento. A idéia central deste algoritmo é retirar o conhecimento de uma base de dados através da redução e compactação de

suas informações. Este algoritmo foi apresentado em [57] e tem os seguintes passos de processamentos:

1: Transformar valores contínuos em faixas.
2: Eliminar atributos idênticos.
3: Eliminar exemplos idênticos.
4: Eliminar atributos dispensáveis.
5: Calcular o conjunto básico da tabela de decisão.
6: Compor a tabela conjunto redução.
7: Agrupar os exemplos.
8: Compor o conjunto final de regras.

IV.4 APLICAÇÃO DO ALGORITMO EM UM SISTEMA HIPOTÉTICO

Considerando o exemplo ilustrativo mostrado na Figura III.3 e na Tabela III.2, onde o sistema de informações proposto é constituído por um conjunto **R**, tal que:

$$\mathbf{R} = \{A, B, C, D, R \mid \{A,B,C,D\} \Rightarrow \{R\}\},$$

sendo A, B, C, D e R, os atributos associados às linhas de transmissão A e B, à geração própria C, à carga existente D e o ponto de operação R, respectivamente.

Dessa forma, seguindo os passos apresentados anteriormente, o processo de classificação apresenta os seguintes resultados.

Passo 1: Os valores já estão em faixas.

Passo 2: A Tabela III.1 não apresenta atributos repetidos.

Passo 3: A Tabela III.1 não apresenta exemplos repetidos.

Passo 4: Observa-se, como mostrado na seção III.3 deste documento, que o atributo B é dispensável, pois a sua eliminação não resulta em nenhum problema de classificação. Assim, a tabela inicial é reduzida para a apresentada na Tabela IV.1 e o problema fica reduzido a **R** = {A, C, D, R | {A,C,D} ⇒ {R}}.

Tabela IV.1 – Conjunto de Exemplos

Ex.	Linha A	Geração C	Carga D	Resultado R
E1	médio	baixo	médio	rest.
E2	médio	baixo	alto	rest.
E3	baixo	baixo	médio	rest.
E4	baixo	alto	médio	emerg.
E5	médio	alto	médio	emerg.
E6	baixo	alto	baixo	normal
E7	alto	alto	baixo	normal
E8	alto	normal	baixo	normal

Nota: Neste passo, deve-se eliminar todos os atributos que forem dispensáveis. Entretanto, se isto não for feito, os atributos que forem dispensáveis serão eliminados no conjunto redução. A eliminação desses atributos, neste ponto do algoritmo, visa somente reduzir o esforço computacional.

Passo 5: Utilizando-se a Tabela IV.1, deve-se calcular o núcleo básico de cada exemplo.

- Processamento para determinar o núcleo básico de E1:

Para este exemplo, a decisão a ser utilizada é dada por: X_1={E1,E2,E3}. Tomando-se os atributos dois a dois têm-se as relações abaixo. Elas são tomadas utilizando-se os valores do exemplo E1, que aparecem também no outros exemplos, ou seja, A(E1) = médio surge também nos exemplos 2 e 5, A(E2) e A(E5). Daí observa-

se a intersecção dos conjuntos e verifica-se se o resultado faz parte do conjunto de decisão procurado.

$$\{E1,E2,E5\}_A \cap \{E1,E2,E3\}_C = \{E1,E2\} \subset X_1$$

$$\{E1,E2,E5\}_A \cap \{E1,E3,E4,E5\}_D = \{E1,E5\} \not\subset X_1$$

$$\{E1,E2,E3\}_C \cap \{E1,E3,E4,E5\}_D = \{E1,E3\} \subset X_1$$

Verifica-se que as intersecções dos atributos A - C e C - D resultam em subconjuntos do conjunto de decisão procurado. Assim, observa-se o atributo que é comum, sendo ele(s) o(s) atributo do núcleo básico. Neste exemplo, o valor do núcleo básico é dado por: C(E1) = baixo.

- Processamento para determinar o núcleo básico de E2:

Analogamente. para se determinar o núcleo básico do exemplo E2, o conjunto de decisão é dado por X_2={E1,E2,E3} e tem-se as seguintes relações:

$$\{E1,E2,E5\}_A \cap \{E1,E2,E3\}_C = \{E1,E2\} \subset X_2$$

$$\{E1,E2,E5\}_A \cap \{E2\}_D = \{E2\} \subset X_2$$

$$\{E1,E2,E3\}_C \cap \{E2\}_D = \{E2\} \subset X_2$$

Verifica-se que as intersecções dos atributos A - C, A - D e C - D resultam em subconjuntos do conjunto de decisão procurado. Isto significa que o valor do núcleo não pode ser expresso por um dos atributos ou por apenas um conjunto deles.

- Processamento para determinar o núcleo básico de E4:

Analogamente. para se determinar o núcleo básico do exemplo E4, o conjunto de decisão é dado por X_4={E4,E5} e tem-se as seguintes relações:

$$\{E3,E4,E6\}_A \cap \{E4,E5,E6,E7\}_C = \{E4,E6\} \not\subset X_4$$

$$\{E3,E4,E6\}_A \cap \{E1,E3,E4,E5\}_D = \{E3,E4\} \not\subset X_4$$

$$\{E4,E5,E6,E7\}_C \cap \{E1,E3,E4,E5\}_D = \{E4,E5\} \subset X_4$$

Verifica-se que apenas a intersecção dos atributos C - D resulta em um subconjunto do conjunto de decisão procurado. Isto significa que o valor do núcleo é dado pelos atributos C e D, ou seja, C(E4) = alto e D(E4) = médio.

Continuando-se estes cálculos, obtém a Tabela IV.2 com os núcleos básicos de cada exemplo.

Tabela IV.2 – Núcleos Básicos dos Exemplos

Ex.	Linha A	Geração	Carga	Resultado
E1	-	baixo	-	rest.
E2	-	-	-	rest.
E3	-	baixo	-	rest.
E4	-	alto	médio	emerg.
E5	-	alto	-	emerg.
E6	-	-	baixo	normal
E7	-	-	-	normal
E8	-	-	-	normal

Passo 6: Utilizando-se a Tabela IV.2, deve-se calcular o conjunto redução de cada exemplo.

- Processamento para determinar o conjunto redução de E1:

Para este exemplo, o núcleo básico é C(E1) = baixo. Como o conjunto redução contém o núcleo básico, duas possíveis soluções devem ser testadas: C ou A – C e C – D, pois todas elas resultam no mesmo núcleo básico. Testa-se as possíveis soluções e verifica-se se o resultado faz parte do conjunto de decisão procurado.

$$\{E1,E2,E3\}_C = \{E1,E2,E3\} \subset X_1$$

Como somente o atributo C já consegue a classificação devida, o conjunto redução é formado somente por este atributo. Os demais não necessitam ser testados pois são superconjuntos de C.

Processamento para determinar o conjunto redução de E2:

Para este exemplo, o núcleo básico é vazio. Daí, as possíveis soluções a serem testadas são: (A e C) ou (A e D) ou (C e D) ou (A e C e D) ou (A – C e D) ou (A e C – D) ou (A – D e C), pois todas elas resultam no mesmo núcleo básico vazio. Testa-se as possíveis soluções e verifica-se se o resultado faz parte do conjunto de decisão procurado.

$$\{E1,E2,E5\}_A = \{E1,E2,E5\} \not\subset X_2$$

$$\{E1,E2,E3\}_C = \{E1,E2,E3\} \subset X_2$$

$$\{E2\}_D = \{E2\} \subset X_2$$

Desta forma, verifica-se que o atributo A não fornece a classificação devida; entretanto, os atributos C e D fornecem a solução requerida. As demais soluções não necessitam ser testadas, pois, são superconjuntos de C e D.

Processamento para determinar o núcleo básico de E4:

Analogamente. para se determinar o conjunto redução do exemplo E4, observa-se o conjunto de decisão, X_4={E4,E5}, e o núcleo básico, formado pelos atributos C-D. Concluiu-se, assim, que a única solução possível para o conjunto redução é o próprio núcleo básico, o que é confirmado pela relação a seguir:

$$\{E4,E5,E6,E7\}_C \cap \{E1,E3,E4,E5\}_D = \{E4,E5\} \subset X_4$$

Continuando-se estes cálculos, obtém a Tabela IV.3 com os conjuntos redução de cada exemplo.

Essa Tabela IV.3 que representa o conjunto redução do exemplo considerado, nos permite observar os agrupamentos dos atributos e dos exemplos que nos leva a um mesmo resultado operacional do sistema analisado, ou seja, uma rede elétrica, onde os atributos monitorados, são os carregamentos dos circuitos, os níveis de geração e os níveis de consumo da carga a ser monitorada pelo classificador.

Nessa fase do processo classificatório, os exemplos não se encontram ainda, agrupados em função dos resultados operacionais, isto é, o passo 7 não foi ainda aplicado ao processo gerador do conjunto redução dos exemplos disponíveis.

Portanto, o conjunto redução que constitui a base do processo gerador das regras operacionais do sistema proposto, somente poderá ser obtido, após tal compactação, realizada com as instruções do passo 7 e apresentada na Tabela IV.4 da página seguinte.

Em linhas gerais, um sistema como tal, pode ser fisicamente associado àquele representado pelo Diagrama Unifilar mostrado na Fig. IV.3.

Observa-se as interações entre o centro de carga e as duas linhas de transmissão, além de uma eventual monitoração do posicionamento do disjuntor da carga. Uma análise mais detalhada e numérica desse processo de supervisão, será apresentado no item IV.5 da pag. 67, através da aplicação do algoritmo a um sistema genérico de transmissão em Alta Tensão.

Tabela IV.3 – Conjuntos Redução dos Exemplos

Ex.	Linha A	Geração	Carga	Resultado
E1	-	baixo	-	rest.
E2'	-	baixo	-	rest.
E2''	-	-	alto	rest.
E3	-	baixo	-	rest.
E4	-	alto	médio	emerg.
E5'	médio	alto	-	emerg.
E5''	-	alto	médio	emerg.
E6	-	-	baixo	normal
E7'	alto	-	-	normal
E7''	-	-	baixo	normal
E8'	alto	-	-	normal
E8''	-	normal	-	normal
E8'''	-	-	baixo	normal

Passo 7: Agora agrupando os exemplos iguais, gera-se a Tabela IV.4.

Tabela IV.4 – Conjuntos Redução dos Exemplos

Regra	Linha A	Geração	Carga	Resultado	Exemplos
R1	-	baixo	-	rest.	E1,E2',E3
R2	-	-	alto	rest.	E2''
R3	médio	alto	-	emerg.	E5'
R4	-	alto	médio	emerg.	E4,E5''
R5	-	-	baixo	normal	E6,E7'',E8'''
R6	alto	-	-	normal	E7',E8'
R7	-	normal	-	normal	E8''

Passo 8: Assim, o conjunto final de regras é o seguinte:

R1: Se C=baixo ou D=alto então o sistema está em modo restaurativo.

R2: Se (C=alto e D=médio) ou (A=médio e C=alto) então o sistema está em estado de emergência.

R3: Se A=alto ou C= normal ou D=baixo então o sistema está normal.

Ou ainda,

R1: Se a geração é baixa ou a carga é alta então o sistema está em modo restaurativo.
R2: Se (a geração é alta e a carga é média) ou (a transmissão em A é média e a geração é alta) então o sistema está em estado de emergência.
R3: Se a transmissão em A é alta ou a geração é normal ou a carga é baixa então o sistema está normal.

IV.5 APLICAÇÃO DO ALGORITMO EM UM SISTEMA ELÉTRICO

Para efeito de exemplo de aplicação desse algoritmo, considera-se um modelo equivalente e reduzido de um sistema elétrico típico de alta tensão, envolvendo duas linhas de transmissão, interligando um centro de geração com um sistema de transmissão, representados pelos seus equivalentes de área e um centro de carga, conectado em derivação, através de chaveamentos, podendo operar, com suprimento advindo de qualquer das duas linhas e/ou dos centros de geração.

A Fig. IV.3 mostra, para efeito de ilustração, parte de um sistema elétrico com essas características e configurações mencionadas. Conforme se pode observar, a carga a ser atendida, está sendo alimentada através de uma derivação, em circuito duplo, a partir dos circuitos de transmissão, numa configuração típica de atendimento para sistemas de Alta Tensão, onde é requerido um alto índice de confiabilidade nesse atendimento.

Dessa forma, a área de geração se interliga com um sistema genérico de transmissão, através de duas linhas de transmissão L1 e L2, configurando alta capacidade de atendimento e a partir delas, a conexão em derivação para a carga.

Os níveis de carregamentos dessas linhas (L1 e L2), a tensão na barra k (V_k), a posição do disjuntor D da carga (aberto, fechado), são neste exemplo, os atributos de interesse para a análise e o resultado do processo classificatório dessa operação (R_s).

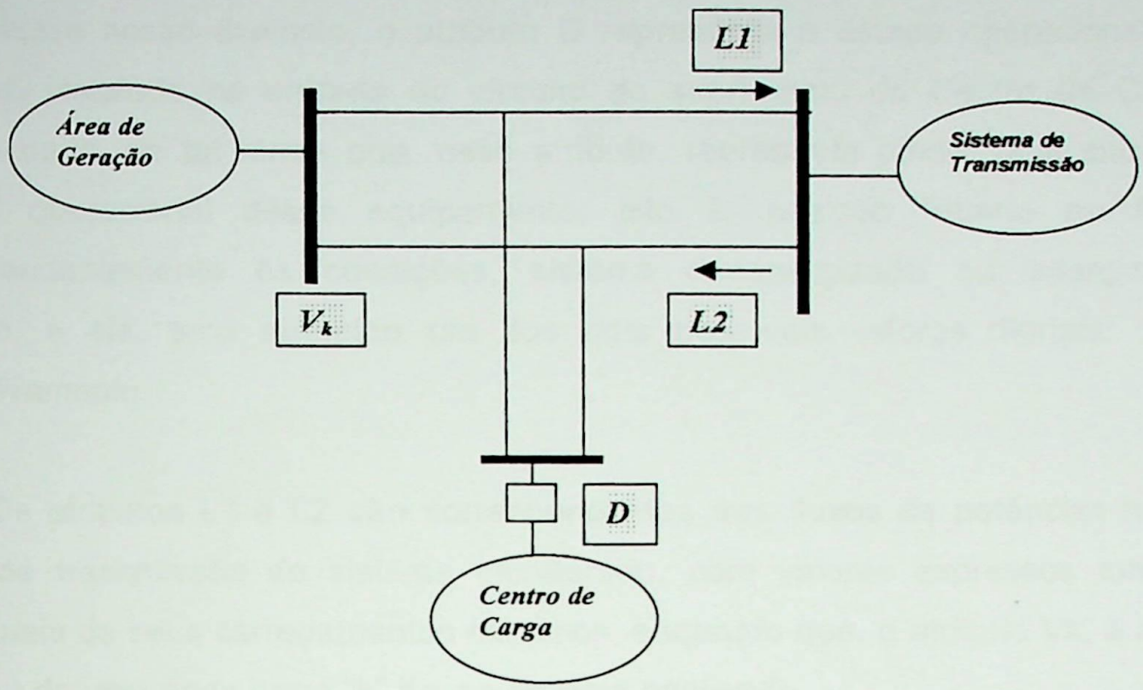


Fig. IV.3 - Diagrama Unifilar - Sistema Elétrico de AT

Seja uma base de dados (parcial), instalada no centro de operação do sistema (COS), similar à acima apresentada e seja ainda, esta base, composta pelas medidas de algumas de suas típicas grandezas de operação, contendo dados analógicos e digitais, conforme apresentada na Tabela IV.1.

Para facilidade de conceituação e de explicação da forma operacional do algoritmo, adotou-se um pequeno sistema a ser monitorado, conforme mostrado na Fig. IV.3, contendo uma listagem de poucos atributos e de exemplos de medições, embora para grandes bases de dados, os procedimentos operacionais sejam exatamente o mesmo [39].

A Tabela IV.5 contém os atributos: L1, L2, D, Vk e $R_{(s)}$, onde este último, corresponde a uma relação de equivalência entre os demais atributos utilizados nessa tabela, sendo portanto, o resultado operacional do mesmo, avaliado segundo as medições realizadas, ou seja, é a própria saída do sistema, ou ainda, é o suporte básico para as tomadas de decisões sobre o mesmo.

Nesse nosso exemplo, o atributo D representa o estado operacional de um disjuntor, instalado na entrada do circuito de suprimento do Centro de Carga do sistema dado, de tal forma que, esse atributo, representa ainda, uma situação de "status" operacional desse equipamento, isto é, posição "aberto ou fechado" correspondentemente às condições, sistema desenergizado ou energizado, e, portanto, a ele, será atribuído um dos dois possíveis valores digitais: 1 ou 0, respectivamente.

Os atributos L1 e L2 são correspondentes aos fluxos de potências nas duas linhas de transmissão do sistema monitorado, com valores expressos em termos percentuais de seus carregamentos máximos, enquanto que, o atributo Vk, é a tensão (em p.u.) de uma dada barra "k" desse sistema analisado.

Para esses atributos, as grandezas medidas e associadas em sua monitoração, corresponderão aos valores das medições obtidas (U_i), as quais serão classificadas por faixas, segundo um conjunto de regras a serem pré-estabelecidas, em função da natureza operacional do mesmo.

Para esse exemplo em questão, a classificação de cada estado operativo $R_{(s)}$, foi admitida, como sendo realizada por um *especialista*, ou seja, por um operador "senior" desse sistema, ou então, por um engenheiro analista de redes, ficando definido por hipótese, a possibilidade de se poder assumir 4 possíveis estados operativos do mesmo, a saber: *seguro* (S), ou então, *alerta* (N), distribuído em três níveis, de acordo com o grau de sensibilidade, seguridade, flexibilidade operacional e outros fatores condicionantes, existentes na operação do sistema. A eles serão associados então, os níveis (N1), (N2) ou (N3) [39].

Os processos de validação dessas medições (U_i), passam pelos princípios dos condicionamentos e tratamentos de sinais, envolvendo as técnicas anteriormente mencionadas, da conversão analógica – digital dessas grandezas ou sinais.

Além disso, é necessário se estabelecer um processo de classificação do estado operativo do sistema, na forma "on line", necessitando, portanto, um processamento rápido dessas informações, a ser realizado através do algoritmo proposto, notadamente, para aquelas ações que envolvem redundância com as funções exercidas pelos relés digitais de proteção.

Dessa forma, através de uma interface gráfica ou visual (IHM), o operador desse sistema, poderá a cada instante, ter disponível a informação presente, das condições operativas da rede monitorada.

Nesse exemplo, apresenta-se tais condições operativas, numa linguagem técnica, que pode assumir pelos menos, duas formas distintas, ou seja, pode-se apresentá-la em "linguagem lógica" ou em "linguagem coloquial".

IV.6 A REDUÇÃO DE UMA BASE DE DADOS

Tomando-se por base essas considerações anteriores, admiti-se por hipótese, a matriz dos valores existentes na Tabela IV.5, como sendo os correspondentes L1, L2, V_k e D valores de atributos, registrados pelas respectivas unidades de aquisição de dados, devidamente tratados e informados ao algoritmo na forma estruturada matricialmente, conforme mostrado abaixo:

Tabela IV.5 - Base de Dados Reduzida de um Centro de Operação

U	L1	L2	D	Vk	$R_{(S)}$
1	47	74	0	1,08	N2
2	38	28	0	0,96	N1
3	0	91	1	0,95	N3
4	68	37	1	1,07	N3
5	19	38	0	1,03	N1
6	46	79	0	1,09	N2
7	49	57	0	1,02	S
8	71	77	1	1,04	N3
9	58	51	0	0,98	S
10	41	57	0	1,01	S

11	28	42	0	0,93	S
12	0	55	0	1,07	N2
13	48	91	1	0,95	N3
14	48	54	0	1,06	N2
15	32	59	0	1,03	S
16	57	52	0	1,07	N2
17	54	81	1	1,09	N3
18	28	10	0	0,93	N1
19	23	52	0	0,94	S
20	69	63	1	0,96	N3
21	55	41	0	1,03	S
22	12	52	0	0,92	S
23	32	48	0	1,08	N2
24	10	84	1	0,95	N3
25	45	81	1	1,07	N3
26	37	41	0	0,98	S
27	27	52	0	0,93	S
28	0	35	0	0,90	N1
29	32	18	0	0,98	N1
30	32	59	0	0,92	S

IV. 7 PROCEDIMENTO OPERACIONAL DO ALGORITMO

Foi estabelecido, para o desenvolvimento operacional do algoritmo, um conjunto de procedimentos seqüenciais, definidos passo a passo, de tal forma a permitir o seu melhor entendimento e também, para facilitar as fases correspondentes ao desenvolvimento computacional do mesmo.

Essas etapas estão apresentadas abaixo:

Passo 1:

Neste primeiro passo, um dos fatores mais importantes a ele associado, é a presença do especialista, ou analista do sistema monitorado, que deverá definir os valores das faixas de pertinência de cada atributo, segundo a sua experiência e o grau de segurança desejado para o sistema monitorado.

Neste nosso exemplo, serão utilizadas as seguintes faixas para os atributos acima citados:

1) - carregamento das linhas de transmissão (atributos L1 e L2):

valor < 40% ⇒ pequeno (P)
40% ≤ valor ≤ 60% ⇒ médio (M)
valor > 60% ⇒ grande (G)

2) - tensão na barra "k" do sistema (atributo Vk):

valor < 0,95 ⇒ baixo (B)
0,95 ≤ valor ≤ 1,05 ⇒ normal (N)
valor > 1,05 ⇒ alto (A)

3) - "status" do disjuntor – condição operativa (atributo D):

disjuntor aberto - nível: 1
disjuntor fechado - nível: 0

Com estas faixas assim definidas e associadas às respectivas medições Ui, matricialmente apresentadas no Passo 1, elas serão agora, substituídas pelos índices das faixas, permitindo-se portanto, a montagem da Tabela IV.6.

Este é um procedimento simples, pois trata-se apenas, de uma correlação de classificação dos valores, das medições dos atributos analógicos, com os respectivos índices das faixas a eles associadas.

Esses índices foram definidos anteriormente, como sendo para os atributos L1 e L2 (P, M, G), para o atributo Vk (A, N, B) e para o atributo D (0, 1). Dessa forma, usando as correspondências mencionadas, tem-se:

Tabela IV.6 - Base de Dados em Faixas

U	L1	L2	D	Vk	$R_{(S)}$
1	M	G	0	A	N2
2	P	P	0	N	N1
3	P	G	1	N	N3
4	G	P	1	A	N3
5	P	P	0	N	N1
6	M	G	0	A	N2
7	M	M	0	N	S
8	G	G	1	N	N3
9	M	M	0	N	S
10	M	M	0	N	S
11	P	M	0	B	S
12	P	M	0	A	N2
13	M	G	1	N	N3
14	M	M	0	A	N2
15	P	M	0	N	S
16	M	M	0	A	N2
17	M	G	1	A	N3
18	P	P	0	B	N1
19	P	M	0	B	S
20	G	G	1	N	N3
21	M	M	0	N	S
22	P	M	0	B	S
23	P	M	0	A	N2
24	P	G	1	N	N3
25	M	G	1	A	N3
26	P	M	0	N	S
27	P	M	0	B	S
28	P	P	0	B	N1
29	P	P	0	N	N1
30	P	M	0	B	S

Passo 2:

Neste passo, verifica-se se existem atributos com valores idênticos para todos os exemplos, afim de eliminá-los. Nota-se que isto não ocorre na Tabela IV.6.

Passo 3:

Neste passo, eliminam-se exemplos idênticos, ou seja, na Tabela IV.7, o exemplo 1 é composto pelos exemplos 12 e 23 que são idênticos na Tabela IV.6.

Tabela IV.7 - Base de Dados em Exemplos

U	L1	L2	D	Vk	R	U-antigo
1	P	M	0	A	N2	12,23
2	M	G	1	N	N3	13
3	G	G	1	N	N3	8,20
4	P	M	0	B	S	11,19,22, 27,30
5	P	P	0	B	N1	18,28
6	M	M	0	N	S	7,9,10,21
7	M	G	0	A	N2	1,6
8	M	G	1	A	N3	17,25
9	P	P	0	N	N1	2,5,29
10	P	M	0	N	S	15,26
11	P	G	1	N	N3	3,24
12	M	M	0	A	N2	14,16
13	G	P	1	A	N3	4

Passo 4:

Neste passo, verifica-se a existência de atributos dispensáveis. Esta tarefa pode ser realizada passo-a-passo, retirando-se cada atributo e verificando-se se sua falta causa inconsistências.

Por exemplo, ao retirar-se o atributo D, verifica-se que os exemplos 7 e 8 da Tabela IV.7, apresentam os mesmos valores dos atributos restantes (L1, L2 e Vk), porém levam a resultados diferentes. Isto gera uma inconsistência. Com isto, o atributo D é dito *indispensável* para a caracterização deste conjunto de exemplos.

Assim procedendo, a Tabela IV.7, se reduz à seguinte base de dados:

Tabela IV.8 - Base Reduzida de Dados em Exemplos

U	D	L2	Vk	R	U-antigo
1	0	M	A	N2	1,12
2	1	G	N	N3	2,3,11
3	0	M	B	S	4
4	0	P	B	N1	5
5	0	M	N	S	6,10
6	0	G	A	N2	7

7	1	G	A	N3	8,13
8	0	P	N	N1	9
9	1	P	A	N3	13

Da mesma maneira, procede-se com todos os outros atributos, verificando-se que o atributo L1 é dispensável. Daí, reescreve-se a Tabela IV.7, sem o atributo L1 e unindo-se os exemplos idênticos (Tabela IV.8).

Passo 5:

Neste passo, calcula-se o conjunto básico da Tabela de exemplos. Este cálculo pode ser feito eliminando-se um atributo de cada exemplo e verificando-se se a tabela é ainda consistente. Por exemplo, ao eliminar-se do exemplo 1 da Tabela IV.8 o atributo D, nota-se que este exemplo não é confundido com nenhum outro, logo este atributo não é básico ("core") para sua representação. Isto não acontece com o atributo Vk, pois sua falta confunde os exemplos 1, 3 e 5. A Tabela IV.9 mostra o conjunto básico para estes exemplos.

Tabela IV.9 - Base de Dados - Conjunto Básico ("core")

U	L2	D	Vk	$R_{(S)}$
1	-	-	A	N2
2	-	-	-	N3
3	M	-	B	S
4	P	-	-	N1
5	M	-	N	S
6	-	0	-	N2
7	-	1	-	N3
8	P	-	-	N1
9	-	-	-	N3

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

Passo 6

De posse do conjunto básico, calcula-se o conjunto reduzido dos exemplos, os quais reúnem os atributos necessários para a mínima caracterização dos exemplos (Tabela IV.10).

Tabela IV.10 - Base de Dados - Conjunto Redução

U	D	L2	Vk	$R_{(S)}$
1A	0	-	A	N2
1B	-	M	A	N2
2A	1	-	-	N3
2B	-	G	N	N3
3	-	M	B	S
4A	0	P	-	N1
4B	-	P	B	N1
5	-	M	N	S
6A	0	G	-	N2
6B	0	-	A	N2
7	1	-	-	N3
8A	0	P	-	N1
8B	-	P	N	N1
9A	-	P	A	N3
9B	1	-	-	N3

Dessa Tabela IV.10, poderá ser obtido um conjunto importante de informações, o qual deverá constituir a base do processo classificatório do sistema analisado, ou seja, se for analisado, por exemplo, as linhas 1A e 6B, o resultado operacional corresponde ao nível N2, porém, não são apenas essas duas linhas que levam ao mesmo resultado, uma vez que, também as informações contidas nas linhas 1B e 6A implicam na mesma condição operativa.

Assim, deve-se proceder a uma compactação dessas informações que levam ao mesmo resultado operacional e utilizando a representação da Teoria dos Conjuntos, poderemos emitir o conjunto de regras que controlam esse sistema, de acordo com os parâmetros e demais condições pré-estabelecidas no processo operacional.

Essas regras se encontram apresentadas detalhadamente, nos Passos 7 e 8 da página seguinte.

Passos 7 e 8 :

Nestes passos, agrupam-se os exemplos semelhantes e produz-se as regras de produção, que representam o conhecimento existente na Tabela IV.5. Assim, do exposto, as seguintes regras são produzidas:

R1: $(L2=M \wedge Vk=B) \vee (L2=M \wedge Vk=N) \rightarrow R_S \Rightarrow S$

ou ainda, $(L2=M) \wedge (Vk=B \vee Vk=N) \rightarrow R_S \Rightarrow S$

R2: $L2=P \wedge (D=0 \vee Vk=N \vee Vk=B) \rightarrow R_S \Rightarrow N1$

R3: $((D=0 \wedge (Vk=A \vee L2=G)) \vee (Vk=A \wedge L2=M) \rightarrow R_S \Rightarrow N2$

ou ainda, $((D=0 \vee L2=M) \wedge Vk=A) \vee (D=0 \wedge L2=G) \rightarrow R_S \Rightarrow N2$

R4: $D=1 \vee (L2=G \wedge Vk=N) \vee (L2=P \wedge Vk=A) \rightarrow R_S \Rightarrow N3$

ou ainda, em linguagem natural:

R1: Se o carregamento na linha L2 for médio ($40 < L2 < 60\%$) e
a tensão na barra Vk for baixa ou normal ($Vk \leq 1{,}05$ pu)
então o sistema é seguro.

R2: Se o carregamento na linha L2 for baixo ($< 40\%$) e
[a tensão na barra Vk for baixa ou normal ($Vk \leq 1{,}05$ pu),
ou disjuntor aberto (0)]
então o sistema estará em nível de alerta $\rightarrow$ N1.

R3: Se a tensão na barra Vk for alta ($Vk > 1{,}05$ pu) e se
(o disjuntor D estiver aberto ou o carregamento da linha L2 for médio)
então o sistema estará em nível de alerta $\rightarrow$ N2.

Se o disjuntor D estiver aberto e o carregamento na linha L2 for grande,
e a tensão na barra Vk for alta (Vk > 1,05 pu),
então o sistema estará em alerta nível 2. → N2

R4: Se o disjuntor D estiver na posição fechado (1),
então o sistema estará em alerta nível → N3

Se o carregamento da linha L2 for alto (L2 > 60%) e
a tensão na barra Vk for normal (0,95 < Vk < 1,05)
então o sistema estará em alerta nível → N3

Se o carregamento da linha L2 for baixo (L2 < 40%) e
a tensão na barra Vk for alta (Vk>1,05 pu),
então o sistema estará em alerta nível→ N3.

CAPÍTULO V

A PROPOSTA DO CLASSIFICADOR HIERÁRQUICO

V.1 INTRODUÇÃO

Como foi mostrado, a rede elétrica de uma empresa de energia, via de regra, está dividida em centros de operação regionais (COR/COA) que tratam basicamente dos intercâmbios dentro das diversas áreas da empresa e do despacho das usinas em sua área de atuação. Dentro dos COR/COA, existem também divisões para melhor atender aos consumidores, que são os centros de operação de distribuição (COD).

Esta divisão, que é obviamente controlada pelo centro de operação do sistema COS, faz com os operadores de cada um desses centros tenham acesso somente às medidas de sua área de atuação e tenham que tomar suas decisões baseadas somente nelas. É importante ressalvar que sempre que um problema ocorre (ou está na eminência de ocorrer), o despachante tenta, ele próprio, resolver dentro de sua área de atuação. Somente depois que todas as tentativas de solucionar o problema tenham sido em vão é que ele aciona o nível hierárquico imediatamente superior.

V.2 A DESCRIÇÃO DO CLASSIFICADOR HIERÁRQUICO

O Classificador Hierárquico proposto neste trabalho atua de forma similar a esta estrutura, ou seja, o classificador é colocado para manipular somente as medidas locais e tomar uma decisão baseada somente nestas observações.

A partir desse ponto dois encaminhamentos são possíveis. No primeiro, os atributos que forem importantes para o sistema de decisão, bem como o resultado de cada rede local, subirão para o próximo nível e serão adicionados àqueles próprios do nível superior e, então, manipulados por outro classificador. Desta forma, ter-se-á diversos classificadores, um para cada centro de operação regional, e que funcionarão de forma hierárquica.

A Fig V.1 mostra um esboço desta idéia de desenvolvimento.

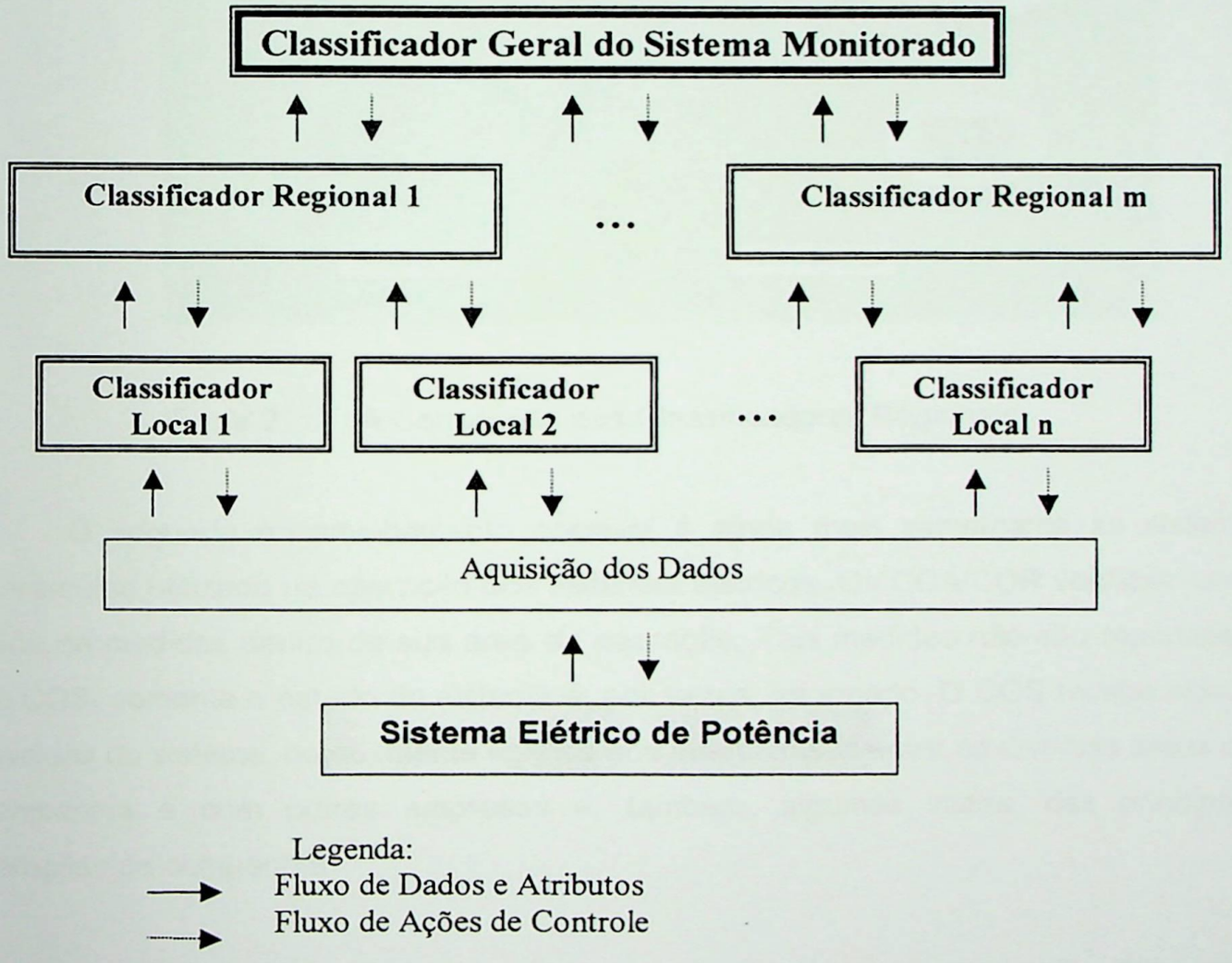


Fig. V.1 – Estrutura Hierárquica do Classificador

Esta idéia também poderá ser retratada, se considerarmos o Diagrama Unifilar genérico de uma rede elétrica de AT, conforme foi mostrado na Fig. I.1.

Uma rede elétrica como tal, poderá ser subdividida setorialmente e, para cada uma desses setores, poderemos associar o conceito do classificador local, conforme se pode observar no esquema mostrado na Fig. V.2 mostrada abaixo.

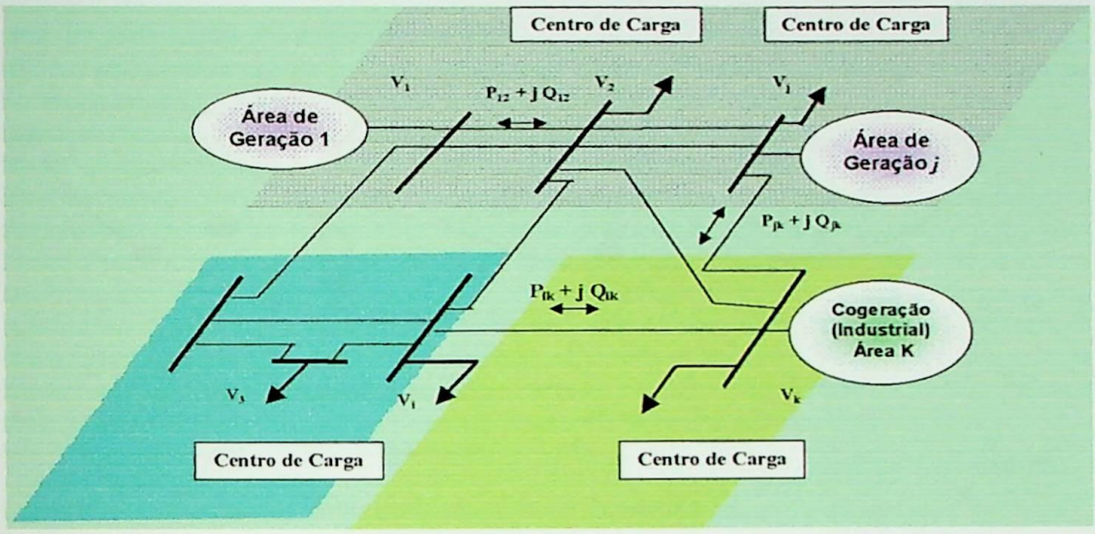


Fig. V.2 A Concepção dos Classificadores Regionais

O segundo encaminhamento possível é ainda mais semelhante ao sistema hierárquico utilizado na operação dos sistemas elétricos. Os COA/COR verificam uma série de medidas dentro de sua área de operação. Tais medidas não são reportadas ao COS, somente o estado do sistema é, por vezes, informado. O COS recebe outras medidas do sistema, notadamente ligadas aos intercâmbios entre as diversas áreas da companhia e com outras empresas e, também, algumas vezes, das principais gerações da companhia.

O classificador proposto pode ser utilizado em qualquer dos dois encaminhamentos relatados, pois é indiferente a ele se os valores recebidos são enviados pelos COA/COR ou diretamente medidos no sistema elétrico. A Fig. V.3 mostra o segundo encaminhamento apresentado.

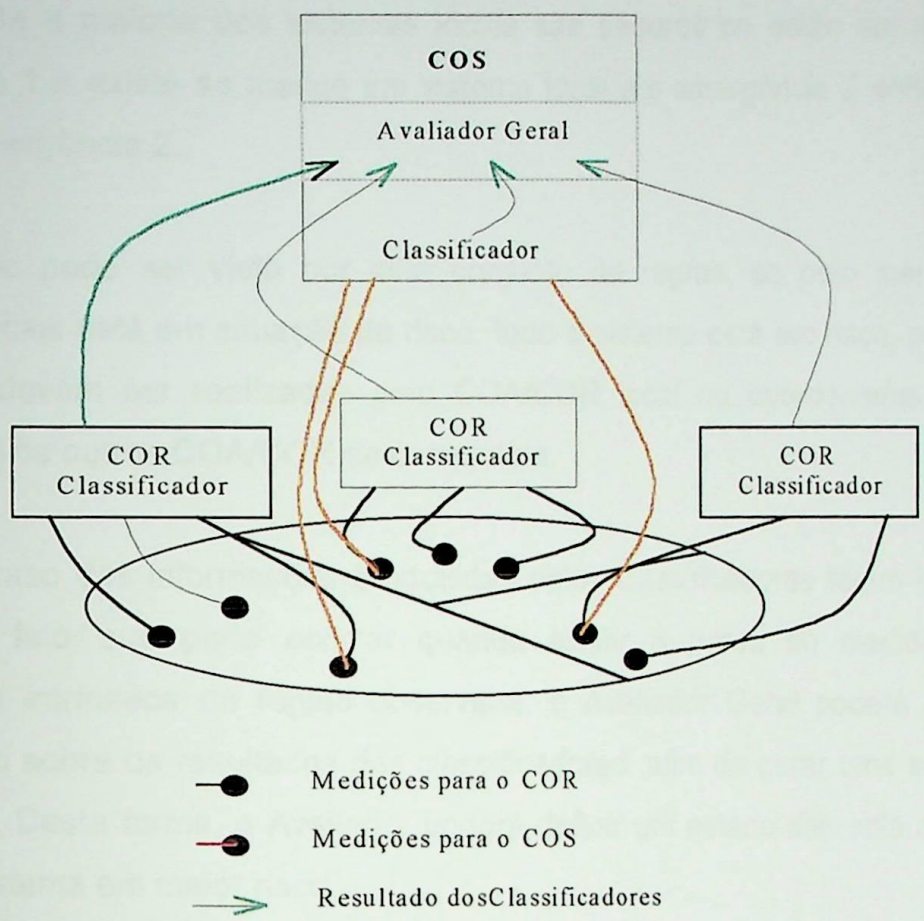


Fig. V.3 - Estrutura Operacional do Classificador Hierárquico.

Na Fig V.3 aparece ainda um nível superior aos classificadores, que é o Avaliador Geral. Este nível tem a missão de coletar os estados operacionais produzidos por cada um dos sistemas e determinar o estado geral do todo o sistema elétrico observado. Ele é composto por um conjunto de regras simples, onde, basicamente, são avaliados os resultados e verificado aquele que coloca o sistema em maior risco. Se todos os sistemas locais possuem importância equivalente (caso comum na prática operativa dos sistemas), pode-se ter o conjunto de regras abaixo:

Regra 1: Se todos os sistemas locais são seguros então o sistema está seguro.

Regra 2: Se a maioria dos sistemas locais são seguros e existe ao menos um sistema local em alerta então o sistema está em alerta.

Regra 3: Se a maioria dos sistemas locais são seguros ou estão em alerta e existe ao menos um sistema local em emergência 1 então o sistema está em emergência 1.

Regra 4: Se a maioria dos sistemas locais são seguros ou estão em alerta ou em emergência 1 e existe ao menos um sistema local em emergência 2 então o sistema está em emergência 2.

Como pode ser visto por este conjunto de regras, se pelo menos um dos sistemas locais está em situação de risco, todo o sistema está em risco, pois medidas corretivas devem ser realizadas pelo COA/COR local ou coordenadas pelo COS, envolvendo os outros COA/COR da companhia.

No caso das informações produzidas pelos classificadores terem importâncias diferentes, fato que pode ocorrer quando existir a perda de medidas ou pela importância intrínseca da região observada, o Avaliador Geral poderá utilizar uma ponderação sobre os resultados dos classificadores, afim de gerar uma solução mais apropriada. Desta forma, o Avaliador poderá definir um estado diferente daquele que coloca o sistema em maior risco.

Nos dois encaminhamentos apresentados acima, utilizou-se uma estrutura com dois níveis, porém pode-se utilizar mais níveis (por exemplo, colocar classificadores nos COD, que ficariam subordinados aos COA/COR) e se ter, conforme a necessidade, Avaliadores Regionais. A estrutura de um sistema como este e o fluxo de dados e informações seriam basicamente os mesmos. A Fig. V.3 mostra um exemplo de um classificador hierárquico com vários níveis e avaliadores.

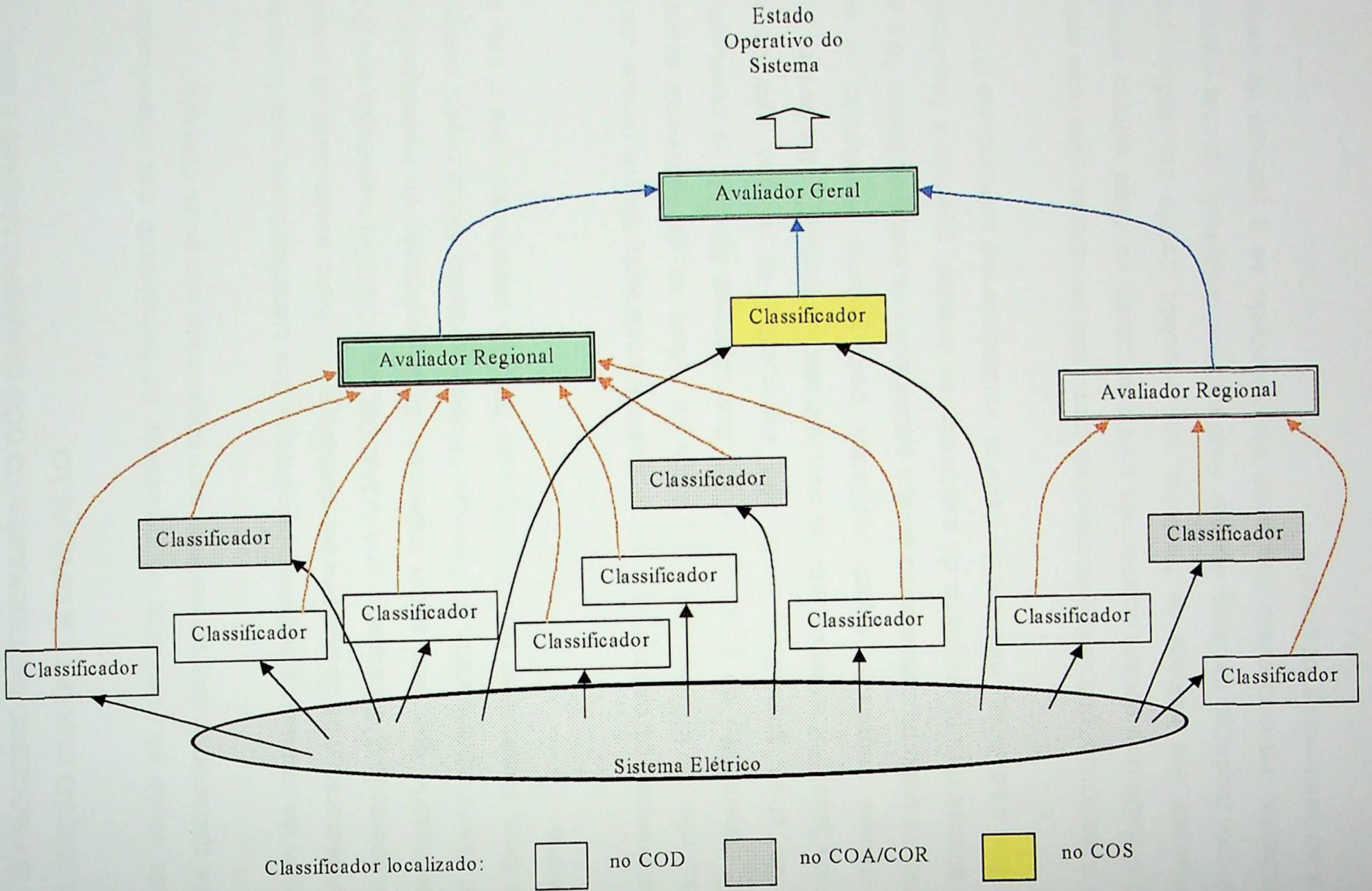


Fig. V.3 - Exemplo de um Classificador Hierárquico com vários níveis e avaliadores.

V.3 O PROCESSO DE TREINAMENTO DOS CLASSIFICADORES E SUA UTILIZAÇÃO DURANTE A OPERAÇÃO

Nesta seção são descritos os processos de treinamento dos classificadores durante sua operação normal no sistema, bem como o seu uso pelos operadores.

Depois de montada a estrutura hierárquica dos classificadores, que funcionam independentemente, mas de maneira coordenada e em níveis, assim como os próprios centros de operação (COS superior aos COA/COR, os COA/COR superiores aos COD, etc.), é necessário que eles sejam treinados. O procedimento de treinamento dos classificadores foi apresentado no Capítulo IV deste trabalho. Nesta seção, comenta-se alguns itens externos ao classificador, mas também importantes para o seu bom funcionamento.

Inicialmente, os dados medidos no sistema observado devem passar por um tratamento, afim de eliminar possíveis erros de leitura ou de problemas ocorridos durante a transmissão do dado. A maioria dos sistemas SCADA, já possuem um detector de erros grosseiros, onde são expurgados os valores fora de uma determinada faixa. Por exemplo, isto faz com que valores muito grandes de tensão, ou mesmo valores negativos, sejam rejeitados pelo sistema. Entretanto, é ainda necessário um outro processamento para a equalização de todos os dados. Isto pode ser feito através de um programa de estimação de estados, que tem a finalidade de compatibilizar as diversas medidas do sistema, verificando sua consistência [37].

O classificador proposto, por trabalhar com faixa de valores, está mais imune a pequeno desvios que podem ocorrer nas medidas, porém se estes valores estiverem muito próximos aos valores de fronteira, um pequeno desvio na medida poderá acarretar uma mudança de faixa. Apesar disto não ser desejável, durante o processo de treinamento, um erro deste tipo pode ser absorvido se o número de exemplos utilizados no treinamento for grande.

Tomados estes cuidados, é montado o banco de dados convencional do centro de operação. Sugere-se que seja montado também um banco de dados auxiliar, que será utilizado pelo treinamento, com alguns pontos do banco de dados convencional. Isto é sugerido, pois o sistema de medição está lendo constantemente os dados do sistema elétrico observado (normalmente, a cada 3 minutos tem-se um novo conjunto total de dados e a tela do operador é atualizada) e como o sistema elétrico passa a maioria do tempo em estado normal, a maioria dos dados seriam classificados como normais não contribuindo em nada para um melhor desempenho do classificador. Vale lembrar que todos os dados de uma mesma faixa são agrupados durante o treinamento em apenas 1 exemplo. É claro, que alguns representantes deste estado operativo devem estar nesta base de dados auxiliar, com a finalidade de representar este estado, que é comum, mas bastante importante.

Por outro lado, quando qualquer distúrbio ocorrer no sistema, os dados devem ser gravados no banco de dados auxiliar, tanto as medições pré-distúrbio quanto as pós-distúrbio. Isto será de extrema utilidade para as análises de operação e desempenho do sistema monitorado.

Montado este banco de dados, um especialista verifica cada um dos exemplos e determina o estado operativo do sistema naquele instante. Isto faz com que seja adicionado a cada exemplo uma saída, fazendo com que o banco de dados auxiliar fique completo para o processo de treinamento [37,39,57].

Se o sistema elétrico ainda não operou sob determinadas condições específicas, isto é, se ele ainda não experimentou alguns estados operativos de interesse, os valores deles decorrentes não estarão no banco de dados. Este problema pode ser resolvido incluindo alguns dados provenientes dos estudos realizados sobre os diversos pontos de operação do sistema. Estes estudos são constantemente desenvolvidos nas concessionárias de energia elétrica e chegando, normalmente, aos operadores através dos Informes Operativos (IO's) que mostram a forma de operar o sistema elétrico naquela circunstância. Estes dados são bastante

importantes para o classificador, que poderá conhecer novos exemplos que ainda não existem no banco de dados do centro [37].

Após ocorrido o treinamento de cada classificador, segundo mostrado no Capítulo IV, o sistema está apto a começar a funcionar, ou seja, um conjunto de regras foi gerado para representar os dados do treinamento. Assim, depois de cada passagem do sistema de medição pelos diversos pontos observados (como dito, normalmente, a cada 3 minutos) e após o processamento dos dados pelo sistema SCADA e pelo estimador de estado, os dados chegam ao classificador. Este processa os dados utilizando as regras geradas e determina um estado operativo para o sistema observado.

Este estado é enviado ao Avaliador Geral para que ele possa tomar a decisão final sobre o estado do sistema completo, assim encerrando o processo de classificação de um conjunto de dados

CAPÍTULO VI

APLICAÇÃO DO CLASSIFICADOR HIERÁRQUICO EM UM SISTEMA ELÉTRICO REAL

VI.1 INTRODUÇÃO

Afim de desenvolver um exemplo ilustrativo do classificador hierárquico proposto, foi escolhido um sistema elétrico real, com dados obtidos diretamente de medições ou estudos realizados pelo própria companhia. O sistema escolhido foi o da Companhia Paranaense de Energia - COPEL, por esses dados estarem disponíveis em um trabalho de dissertação de mestrado [56].

Este capítulo apresenta inicialmente o sistema utilizado, considerando este como um exemplo ilustrativo, bem como, um conjunto de dados de tensões reais obtidas diretamente a partir dele. Em seguida, serão definidas e aplicadas as faixas operativas dos valores dessas tensões, de acordo com os procedimentos apresentados no exemplo genérico de aplicação da Teoria dos Conjuntos Aproximados às redes elétricas, mostrado no Cap. IV, item IV.5.

A partir deste ponto, duas simulações serão desenvolvidas. A primeira utilizará o algoritmo apresentado no Capítulo IV, ou seja, a análise dos resultados obtidos através das simulações utilizando a Teoria dos Conjuntos Aproximados, permitirá que o classificador gere um conjunto de regras operativas para todas as medidas de tensões observadas nesse sistema.

A segunda simulação utilizará uma das estruturas hierárquicas apresentadas, dividindo o sistema em subsistemas, de forma semelhante ao que foi apresentado na Fig. V.2, gerando regras para cada um deles e, em seguida, juntando estes valores, para uma análise integrada final.

Uma comparação entre estas duas simulações será então, apresentada e comentada, com vistas às análises de equivalências dos resultados obtidos a partir desses procedimentos de análises operacionais.

VI.2 A DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA COPEL

A COPEL é uma concessionária de energia elétrica que atua prioritariamente no estado do Paraná e, recentemente, foi dividida para processo de privatização em 4 companhias: uma de geração, uma de transmissão, uma de distribuição e, finalmente, outra de telecomunicações. Por possuir um dos melhores COS do país, seu centro de operação foi escolhido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) como um dos utilizados para operar a energia na Região Sul do país.

A COPEL possui uma complexa rede de linhas transmissão e subtransmissão, com níveis de tensão desde 69 kV até 525 kV. Suas principais interligações são com a CESP e com a Eletrosul, cuja rede de transmissão possui vários pontos de interligação com o restante de seu sistema elétrico.

Para poder descrever todos os dados contidos no problema, sem perder a generalização do comportamento do sistema, foi escolhido o subsistema mais importante da COPEL, ou seja, aquele que alimenta a capital do estado (Região Metropolitana de Curitiba).

Afim de isolar este sistema, duas interligações foram substituídas por usinas equivalentes e o sistema de 525 kV foi representado pela Usina Governador Bento Munhoz, como se ela estivesse localizada em Curitiba [56]. A Fig. VI.1 mostra este

subsistema, que será utilizado no exemplo ilustrativo. Os pontos V_k especificam onde as medições de tensão estão sendo realizadas.

A Tabela VI.1 apresenta um conjunto de dados tomados nesses pontos V_k em diferentes momentos da operação desse sistema. Estes dados são os valores de tensão, em pu, nos barramentos especificados na Fig. VI.1. Estes pontos foram escolhidos pelo corpo técnico da COPEL, pois permitem ao operador do sistema a observar possíveis problemas operativos. Existem outros barramentos no subsistema observado que ou não têm importância para a definição do estado operativo do sistema ou, simplesmente, não tem equipamentos de telemetria.

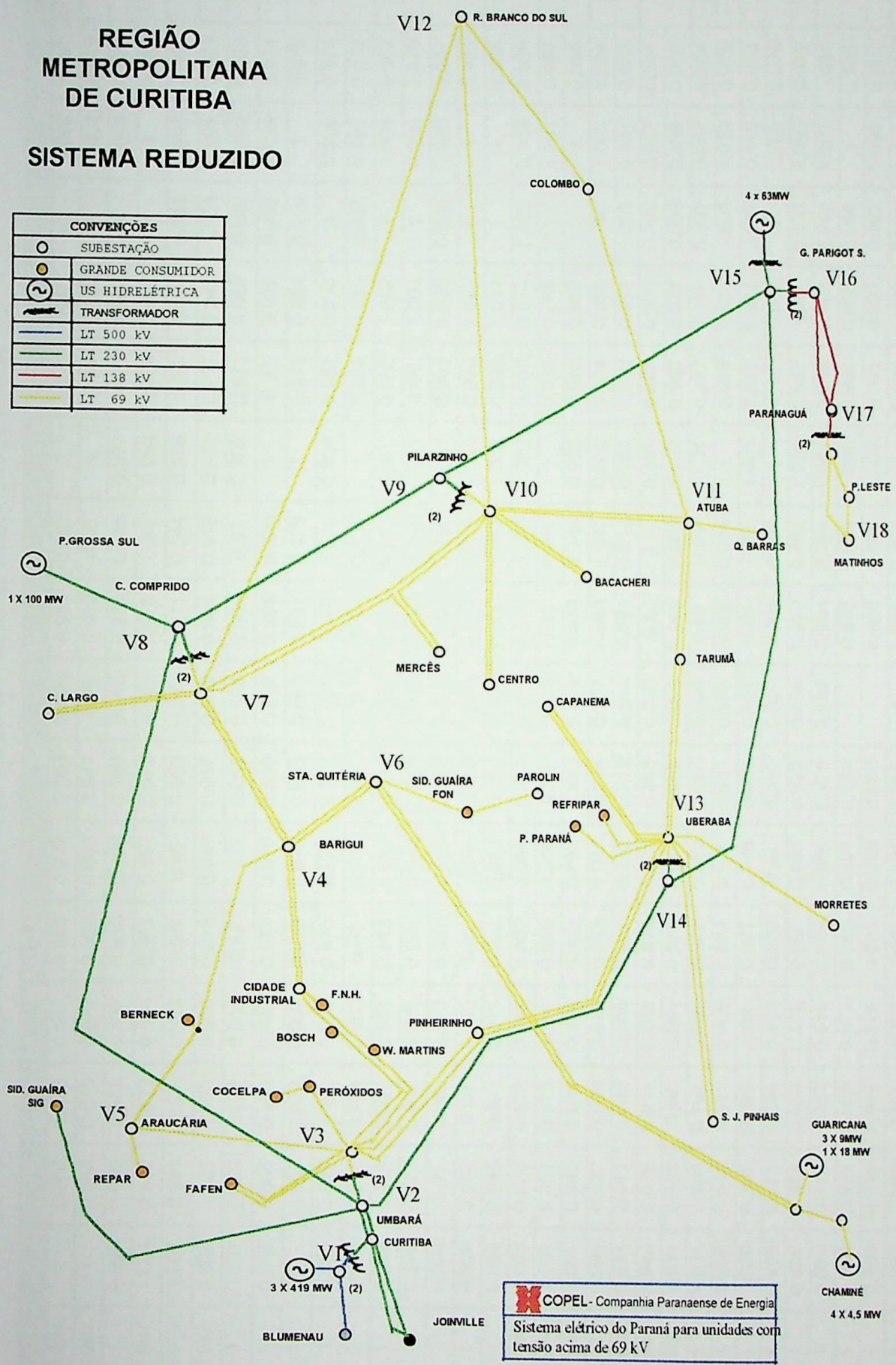


Fig. VI.1 - Região Metropolitana de Curitiba

Tabela VI.1 - Dados Operativos Proveniente do Sistema Elétrico Observado

Ex.	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	V11	V12	V13	V14	V15	V16	V17	V18	Nivel
1	1	1.004	1	0.958	0.978	0.947	0.969	0.972	0.953	0.996	0.987	0.967	1	0.971	0.987	1	1.002	0.97	A
2	0.995	0.997	1	0.953	0.976	0.942	0.962	0.965	0.947	0.99	0.982	0.96	1	0.96	0.981	1	1.001	0.978	A
3	0.988	1	0.999	0.949	0.973	0.937	0.959	0.965	0.946	0.986	0.978	0.955	0.997	0.961	0.984	1	1.003	0.967	A
4	0.981	0.997	1.001	0.946	0.972	0.934	0.955	0.962	0.943	0.982	0.975	0.95	0.999	0.954	0.979	1	1	0.962	A
5	0.972	0.999	1.001	0.941	0.97	0.929	0.95	0.96	0.939	0.976	0.971	0.944	0.996	0.95	0.974	0.999	0.993	0.953	A
6	0.96	0.982	0.989	0.921	0.955	0.909	0.928	0.941	0.917	0.949	0.944	0.916	0.972	0.927	0.945	1.004	0.994	0.953	U1
7	1.007	1	0.997	0.959	0.977	0.949	0.97	0.971	0.953	0.998	0.988	0.97	0.999	0.971	0.988	0.999	0.999	0.968	A
8	1.021	1	0.998	0.968	0.982	0.959	0.977	0.978	0.966	0.999	0.991	0.976	1	0.98	0.996	0.995	0.999	0.974	S
9	1.017	1	1	0.967	0.982	0.957	0.976	0.976	0.963	0.999	0.991	0.975	1	0.978	0.994	0.998	1	0.973	S
10	1.021	1	0.995	0.967	0.98	0.958	0.976	0.979	0.966	0.998	0.99	0.975	0.998	0.981	0.996	1	0.999	0.974	S
11	1.026	1	0.998	0.971	0.984	0.963	0.98	0.981	0.971	1	0.993	0.979	1	0.984	0.999	0.997	0.999	0.976	S
12	1.029	1	0.999	0.975	0.986	0.967	0.983	0.984	0.975	1.001	0.994	0.982	1	0.987	1.002	1	1.004	0.982	S
13	1.033	1	0.998	0.977	0.987	0.969	0.985	0.986	0.978	1.002	0.995	0.984	1.001	0.99	1.004	1	0.999	0.979	S
14	1.036	1	0.999	0.98	0.989	0.973	0.987	0.988	0.982	1.002	0.996	0.986	1.001	0.993	1.006	0.996	0.999	0.981	S
15	1.039	1	0.999	0.982	0.99	0.976	0.99	0.99	0.985	1.003	0.997	0.989	1.001	0.995	1.008	1	1	0.983	S
16	1.042	1	0.998	0.985	0.991	0.979	0.992	0.992	0.988	1.004	0.999	0.991	1.002	0.998	1.011	1	1	0.985	S
17	0.965	0.996	1.003	0.958	0.979	0.947	0.967	0.966	0.947	0.994	0.986	0.966	1.002	0.965	0.974	0.999	0.998	0.966	A
18	0.96	0.988	1.001	0.951	0.975	0.94	0.959	0.959	0.94	0.986	0.98	0.957	1	0.956	0.969	1	1.001	0.967	A
19	0.954	0.981	1.001	0.945	0.973	0.934	0.953	0.952	0.933	0.979	0.974	0.949	0.998	0.943	0.963	1	1	0.965	A
20	0.948	0.971	0.999	0.937	0.968	0.926	0.943	0.944	0.924	0.967	0.963	0.937	0.989	0.934	0.957	1.002	1.002	0.964	U1
21	0.941	0.961	0.981	0.917	0.949	0.905	0.924	0.932	0.912	0.946	0.941	0.914	0.968	0.922	0.949	1.003	0.997	0.958	U1
22	0.928	0.942	0.945	0.879	0.911	0.868	0.886	0.905	0.883	0.906	0.9	0.9	0.929	0.897	0.926	0.999	0.987	0.946	U2
23	0.97	1.002	1.001	0.962	0.98	0.951	0.971	0.971	0.952	0.998	0.989	0.989	1.002	0.969	0.977	0.999	0.999	0.968	A
24	0.976	1	1.001	0.964	0.981	0.954	0.973	0.972	0.955	0.998	0.99	0.99	1.001	0.972	0.98	0.997	0.997	0.968	A
25	0.981	1	0.999	0.965	0.981	0.956	0.974	0.975	0.961	0.995	0.988	0.988	1	0.974	0.983	0.999	1.002	0.975	A
26	0.985	1	0.999	0.968	0.983	0.96	0.977	0.978	0.964	0.997	0.99	0.99	1.001	0.977	0.985	0.997	0.999	0.974	A
27	0.989	1	0.999	0.971	0.984	0.963	0.979	0.98	0.968	0.997	0.991	0.991	1	0.98	0.988	1	0.999	0.976	S
28	0.993	1	0.999	0.974	0.985	0.966	0.981	0.983	0.972	0.998	0.992	0.992	1.001	0.983	0.99	0.998	0.999	0.977	S
29	0.996	1	0.999	0.976	0.987	0.969	0.984	0.984	0.975	0.999	0.994	0.994	1.001	0.986	0.992	0.996	1.001	0.981	S
30	1	1	0.998	0.979	0.988	0.972	0.986	0.987	0.979	1	0.995	0.995	1.002	0.988	0.995	0.998	1	0.981	S
31	1.002	1	0.998	0.981	0.989	0.975	0.988	0.989	0.982	1	0.996	0.996	1.002	0.991	0.997	0.997	0.999	0.983	S
32	1.005	1	0.997	0.983	0.99	0.977	0.99	0.991	0.985	1	0.996	0.996	1.001	0.994	0.999	0.996	1	0.985	S

Tabela VI.2 - Dados Operativos Classificados em Faixas

Ex.	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	V9	V10	V11	V12	V13	V14	V15	V16	V17	V18	Nivel
1	M	H	M	L	L	L	L	L	L	M	M	L	M	L	M	M	H	L	A
2	M	M	M	L	L	L	L	L	L	M	M	L	M	L	M	M	H	L	A
3	M	M	M	L	L	L	L	L	L	M	L	L	M	L	M	M	H	L	A
4	M	M	H	L	L	L	L	L	L	M	L	L	M	L	L	M	M	L	A
5	L	M	H	L	L	L	L	L	L	L	L	L	M	L	L	M	M	L	A
6	L	M	M	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	H	M	L	U1
7	H	M	M	L	L	L	L	L	L	M	M	L	M	L	M	M	M	L	A
8	H	M	M	L	M	L	L	L	L	M	M	L	M	M	M	M	M	L	S
9	H	M	M	L	M	L	L	L	L	M	M	L	M	L	M	M	M	L	S
10	H	M	M	L	M	L	L	L	L	M	M	L	M	M	M	M	M	L	S
11	H	M	M	L	M	L	M	M	L	M	M	L	M	M	M	M	M	L	S
12	H	M	M	L	M	L	M	M	L	H	M	M	M	M	H	M	H	M	S
13	H	M	M	L	M	L	M	M	L	H	M	M	H	M	H	M	M	L	S
14	H	M	M	M	M	L	M	M	M	H	M	M	H	M	H	M	M	M	S
15	H	M	M	M	M	L	M	M	M	H	M	M	H	M	H	M	M	M	S
16	H	M	M	M	M	L	M	M	M	H	M	M	H	M	H	M	M	M	S
17	L	M	H	L	L	L	L	L	L	M	M	L	H	L	L	M	M	L	A
18	L	M	H	L	L	L	L	L	L	M	M	L	M	L	L	M	H	L	A
19	L	M	H	L	L	L	L	L	L	L	L	L	M	L	L	M	M	L	A
20	L	L	M	L	L	L	L	L	L	L	L	L	M	L	L	H	H	L	U1
21	L	L	M	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	H	M	L	U1
22	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	M	M	L	U2
23	L	M	H	L	M	L	L	L	L	M	M	M	H	L	L	M	M	L	A
24	L	M	H	L	M	L	L	L	L	M	M	M	H	L	M	M	M	L	A
25	M	M	M	L	M	L	L	L	L	M	M	M	M	L	M	M	H	L	A
26	M	M	M	L	M	L	L	L	L	M	M	M	H	L	M	M	M	L	A
27	M	M	M	L	M	L	L	M	L	M	M	M	M	M	M	M	M	L	S
28	M	M	M	L	M	L	M	M	L	M	M	M	H	M	M	M	M	L	S
29	M	M	M	L	M	L	M	M	L	M	M	M	H	M	M	M	H	M	S
30	M	M	M	L	M	L	M	M	L	M	M	M	H	M	M	M	M	M	S
31	H	M	M	M	M	L	M	M	M	M	M	M	H	M	M	M	M	M	S
32	H	M	M	M	M	L	M	M	M	M	M	M	H	M	M	M	M	M	S

VI.3 A CLASSIFCAÇÃO DOS DADOS EM FAIXAS

Como descrito no Capítulo IV, todo o processo se inicia, definindo-se faixas para os diversos atributos observados. No caso dos dados da Tabela VI.1, as grandezas são todas tensões de barramentos, com uma variação de tensão permitida dentro dos limites operacionais estabelecidos de $\Delta V = 2\%$.
Com isto, definiu-se as seguintes faixas de valores:

L - valores inferiores ou iguais a 0,98 pu
M - valores entre 0,98 a 1,00 pu (inclusive)
H - valores superiores a 1,00 pu

A Tabela VI.2 apresenta os valores da Tabela VI.1, classificados de acordo com essas faixas L, M e H.

VI.4 SIMULAÇÃO 1 – Sistema Completo da COPEL -

Nesta primeira simulação, o sistema da Fig. VI.1 e os dados das Tabelas VI.1 e VI.2 serão submetidos diretamente ao algoritmo apresentado no Capítulo IV, com a finalidade de se obter os conjuntos redução e o conjunto de regras que possibilitem representar os estados operativos contido no banco de dados.

Aplicando-se o algoritmo nos seus diversos passos, foram obtidos conforme se pode observar nos resultados das simulações apresentadas no CAP. IX, ANEXOS, os seguintes conjuntos de atributos que formam os cinco (05) grupos de conjuntos redução, envolvendo os atributos de acordo com o que está apresentado na Tab. VI.3, mostrada abaixo:

Conjunto Redução	Atributos
I	V5, V13, V14, V16, V17
II	V3, V5, V12, V14, V16
III	V5, V8, V13, V16, V17
IV	V3, V5, V13, V14, V15, V17
V	V5, V12, V13, V14, V16

Tab. VI.3 - Conjuntos Redução e seus Atributos – Simulação 1.

A cada conjunto redução pode-se associar um conjunto de regras que definem o estado de sistema, ou seja, a interpretação do conjunto redução também pode ser o conjunto de variáveis capaz de definir por si só o estado operativo do sistema, de acordo com o conjunto de dados observados.

Entretanto, cada conjunto redução contém apenas uma parcela dos estados operativos e necessita-se das regras geradas por cada um deles para compor o conjunto final de regras. Desta forma, pode-se dividir os atributos V1 a V18 em dispensáveis e indispensáveis, conforme a Fig. VI.2.

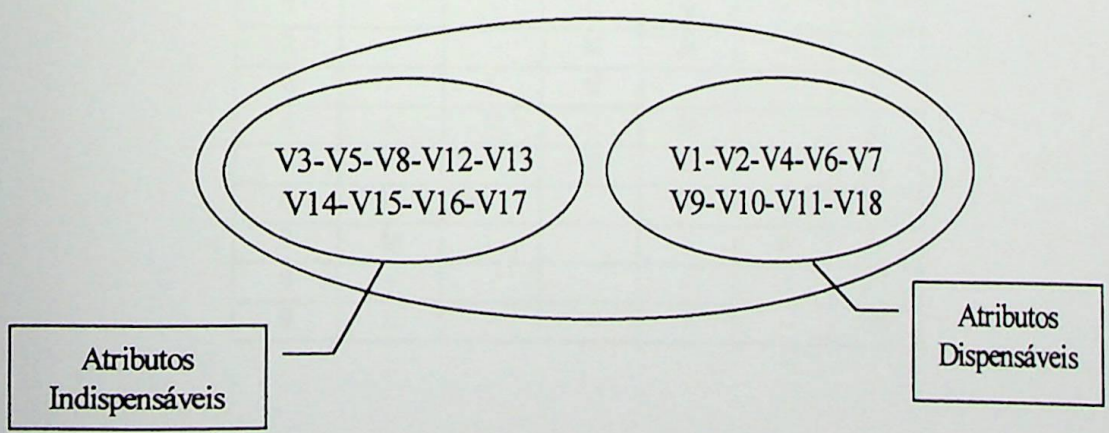


Fig. VI.2 - Atributos Dispensáveis e Indispensáveis do Exemplo

Pode-se ainda observar que o atributo V5 está presente em todos os conjuntos redução, mostrando que ele é indispensável em todos conjuntos, concluindo-se, portanto, que ele é o conjunto básico para este conjunto de dados.

As Tabelas VI.4 a VI.8 apresentam as regras produzidas para os conjunto redução I a V, respectivamente.

Tabela VI.4 - Regras para o Conjunto Redução I: V5, V13, V14, V16, V17

Regra	V5	V13	V14	V16	V17	Nível
1	-	H	-	M	H	S
2	-	-	M	-	-	S
3	M	M	-	-	M	S
4	-	H	L	-	-	A
5	-	-	L	M	H	A
6	L	H	-	-	-	A
7	L	M	-	M	-	A
8	L	M	-	-	M	A
9	L	-	-	M	H	A
10	M	-	L	-	H	A
11	-	-	-	H	-	U1
12	-	L	-	M	-	U2

Tabela VI.5 - Regras para o Conjunto Redução II: V3, V5, V12, V14, V16

Regra	V3	V5	V12	V14	V16	Nível
1	-	-	L	M	-	S
2	-	-	M	M	-	S
3	-	L	M	-	-	S
4	-	M	-	M	-	S
5	-	-	M	L	-	A
6	H	-	-	-	-	A
7	M	L	-	-	M	A
8	-	-	-	-	H	U1
9	L	-	-	-	-	U2

Tabela VI.6 - Regras para o Conjunto Redução III: V5, V8, V13, V16, V17

Regra	V5	V8	V13	V16	V17	Nível
1	-	-	H	M	H	S
2	M	-	M	-	M	S
3	-	M	-	-	-	S
4	L	-	H	-	-	A
5	L	-	M	M	-	A
6	L	-	M	-	M	A
7	L	-	-	M	H	A
8	M	L	-	-	H	A
9	-	L	H	-	-	A
10	-	L	-	M	H	A
11	-	-	-	H	-	U1
12	-	-	L	M	-	U2

Tabela VI.7 - Regras para o Conjunto Redução IV: V3, V5, V13, V14, V15, V17

Regra	V3	V5	V13	V14	V15	V17	Nível
1	-	-	H	M	-	-	S
2	-	-	M	M	-	-	S
3	-	M	H	-	H	-	S
4	-	M	M	L	-	M	S
5	-	M	M	-	H	-	S
6	-	M	M	-	M	M	S
7	-	M	-	M	-	-	S
8	-	-	H	L	-	-	A
9	-	-	M	L	L	M	A
10	-	-	M	L	M	H	A
11	H	-	-	-	-	-	A
12	-	L	M	-	M	-	A
13	-	L	M	L	-	M	A
14	-	L	-	L	M	-	A
15	-	M	M	L	-	H	A
16	-	M	M	M	-	H	A
17	-	M	-	L	M	H	A
18	M	-	L	-	-	-	U1
19	M	-	M	-	L	-	U1
20	M	-	-	L	L	-	U1
21	L	-	-	-	-	-	U2

Tabela VI.8 - Regras para o Conjunto Redução V: V5, V12, V13, V14, V16

Regra	V5	V12	V13	V14	V16	Nível
1	-	L	-	M	-	S
2	-	-	H	M	-	S
3	-	-	M	M	-	S
4	M	L	-	-	-	S
5	-	L	H	-	-	A
6	-	M	-	L	-	A
7	-	-	H	L	-	A
8	L	-	M	-	M	A
9	-	-	-	-	H	U1
10	-	-	L	-	M	U2

De posse das regras descritas acima, pode-se chegar no conjunto final de regras que representam os estados operativos descritos na Tabela VI.2. Este conjunto final de regras está mostrado na Tabela VI.9.

Tabela VI.9 - Conjunto Final de Regras

Regra	V3	V5	V8	V12	V13	V14	V15	V16	V17	Nivel
1	-	M	-	L	-	-	-	-	-	S
2	-	-	-	-	-	-	H	-	-	S
3	-	M	-	-	M	-	-	-	M	S
4	-	-	-	-	H	-	-	M	H	S
5	-	-	-	-	-	M	-	-	-	S
6	-	-	M	-	-	-	-	-	-	S
7	-	-	-	M	-	L	-	-	-	A
8	H	-	-	-	-	-	-	-	-	A
9	M	L	-	-	-	-	-	M	-	A
10	-	-	-	-	H	L	-	-	-	A
11	-	-	-	-	M	L	L	-	M	A
12	-	-	-	-	M	L	M	-	H	A
13	-	L	-	-	M	-	M	-	-	A
14	-	L	-	-	M	-	-	-	M	A
15	-	L	-	-	-	L	M	-	-	A
16	-	M	-	-	-	L	-	-	H	A
17	-	M	-	-	M	M	-	-	H	A
18	-	M	-	-	-	L	M	-	H	A
19	-	-	-	L	H	-	-	-	-	A
20	-	L	-	-	M	-	-	M	-	A
21	-		-	-	-	L	-	M	H	A
22	-	L	-	-	H	-	-	-	-	A
23	-	L	-	-	-	-	-	M	H	A
24	-	M	L	-	-	-	-	-	H	A
25	-	-	L	-	H	-	-	-	-	A
26	-	-	L	-	-	-	-	M	H	A
27	-	-	-	-	-	-	-	H	-	U1
28	M	-	-	-	L	-	-	-	-	U1
29	M	-	-	-	M	-	L	-	-	U1
30	M	-	-	-	-	L	L	-	-	U1
31	L	--	-	-	-	-	-	-	-	U2
32	-	-	-	-	L	-	-	M	-	U2

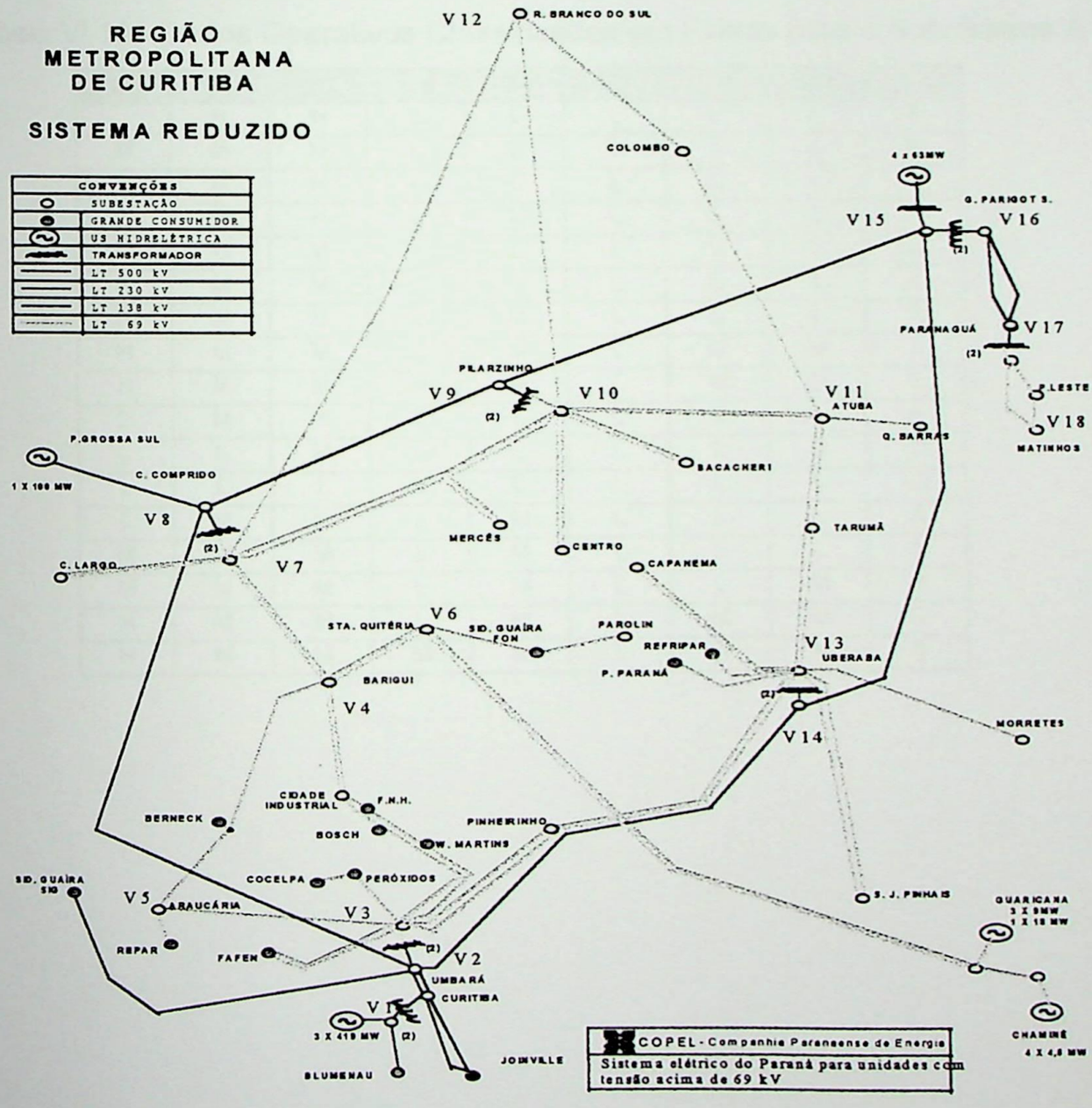
VI.5 SIMULAÇÃO 2 – Sistema Particionado e Classificador Hierárquico

Nesta segunda simulação, o sistema da Fig. VI.1 é subdividido em três subsistemas, segundo o agrupamento abaixo:

Subsistema A - V1 a V8

Subsistema B - V9 a V14

Subsistema C - V15 a V18



Esta divisão foi feita levando-se em consideração somente a distribuição geográfica das cargas, sem a utilização de nenhum outro critério especial. Isto é um procedimento comum na estruturação dos sistemas elétricos pois os mesmos são agrupados segundo aspectos geográficos.

Assim, tomando-se como base os dados da Tabela VI.2, surgem as Tabelas VI.10 a VI.12 para cada um dos subsistemas.

Tabela VI.10 - Dados Operativos Classificados em Faixas para o Subsistema A

V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8	Nivel
	H	M	L	L	L	L	L	A
M	M	M	L	L	L	L	L	A
M	M	H	L	L	L	L	L	A
L	M	H	L	L	L	L	L	A
L	M	M	L	L	L	L	L	U1
H	M	M	L	L	L	L	L	A
H	M	M	L	M	L	L	L	S
H	M	M	L	M	L	M	M	S
H	M	M	M	M	L	M	M	S
L	M	H	L	L	L	L	L	A
L	L	M	L	L	L	L	L	U1
L	L	L	L	L	L	L	L	U2
L	M	H	L	M	L	L	L	A
M	M	M	L	M	L	L	L	A
M	M	M	L	M	L	L	M	S
M	M	M	L	M	L	M	M	S
H	M	M	M	M	L	M	M	S

Tabela VI.11 - Dados Operativos Classificados em Faixas para o Subsistema B

V9	V10	V11	V12	V13	V14	Nivel
L	M	M	L	M	L	S
L	M	L	L	M	L	A
L	L	L	L	M	L	A
L	L	L	L	L	L	U1
L	M	M	L	M	M	S
L	M	M	L	M	L	S
L	H	M	M	H	M	S
M	H	M	M	H	M	S
L	M	M	L	H	L	A
L	M	M	L	M	L	S
L	L	L	L	M	L	A
L	L	L	L	L	L	U1
L	M	M	M	H	L	A
L	M	M	M	M	L	A
L	M	M	M	M	M	S
L	M	M	M	H	M	S
M	M	M	M	H	M	S

Tabela VI.12- Dados Operativos Classificados em Faixas para o Subsistema C

V15	V16	V17	V18	Nivel
M	M	H	L	A
L	M	M	L	A
L	H	M	L	U1
M	M	M	L	S
H	M	H	M	S
H	M	M	L	S
H	M	M	M	S
L	M	H	L	A
L	M	M	L	A
L	H	H	L	U1
L	H	M	L	U1
L	M	M	L	A
M	M	M	L	S
M	M	H	L	A
M	M	H	M	S
M	M	M	M	S

A estrutura hierárquica a ser utilizada neste caso é composta por 3 classificadores regionais (um para cada subsistema A,B,C), mais um classificador para as interligações e outro para o avaliador geral. A Fig. V.2 apresenta a estrutura hierárquica utilizada neste exemplo. Os classificadores regionais têm a missão de representar o estado operativo do seu subsistema; enquanto o classificador das interligações verifica o estado operativo das conexões entre sistemas. Para isto, o classificador das interligações neste caso recebem informações das barras fronteiras, ou seja, aquelas que têm uma ligação direta entre os sistemas. As interligações existentes são: 8-9, 7-12, 7-10, 3-13, 2-14, 9-15, 14-15; assim os atributos observados por este classificador são V2, V3, V7, V8, V9, V10, V12, V13, V14, V15. Deste modo, pode-se montar a Tabela VI.12 com os dados operativos já classificados em faixa.

Tabela VI.12- Dados Operativos Classificados em Faixas para as Interligações

V2	V3	V7	V8	V9	V10	V12	V13	V14	V15	Nivel
H	M	L	L	L	M	L	M	L	M	A
M	H	L	L	L	M	L	M	L	L	A
M	H	L	L	L	L	L	M	L	L	A
M	M	L	L	L	L	L	L	L	L	U1
M	M	L	L	L	M	L	M	M	M	S
M	M	L	L	L	M	L	M	L	M	S
M	M	L	L	L	M	L	M	M	M	S
M	M	M	M	L	M	L	M	M	M	S
M	M	M	M	L	H	M	M	M	H	S
M	M	M	M	L	H	M	H	M	H	S
M	M	M	M	M	H	M	H	M	H	S
M	H	L	L	L	M	L	H	L	L	A
M	H	L	L	L	M	L	M	L	L	A
M	H	L	L	L	L	L	M	L	L	A
L	M	L	L	L	L	L	M	L	L	U1
L	M	L	L	L	L	L	L	L	L	U1
L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	U2
M	H	L	L	L	M	M	H	L	L	A
M	H	L	L	L	M	M	H	L	M	A
M	M	L	L	L	M	M	M	L	M	A
M	M	L	L	L	M	M	H	L	M	A
M	M	L	M	L	M	M	M	M	M	S
M	M	M	M	L	M	M	H	M	M	S
M	M	M	M	L	M	M	H	M	M	S
M	M	M	M	M	M	M	H	M	M	S

Cada um desses classificadores (regionais e de interligações) são submetidos diretamente ao algoritmo apresentado no Capítulo IV, com a finalidade de se obter os conjuntos redução e os conjuntos de regras que possibilitem representar os estados operativos contido no banco de dados.

Após a aplicação do algoritmo, verifica-se que os conjuntos redução encontrados são:

Subsistema A - V1, V3, V5, V8

Subsistema B - V11, V12, V13, V14

Subsistema C - V15, V16, V17, V18

Interligações - V2, V3, V12, V14, V15 e V2, V3, V12, V13, V14

As Tabelas VI.13 a VI.15 apresentam as regras produzidas para os classificadores dos sistemas A, B e C, respectivamente. Para o classificador das interligações, foram encontrados dois conjuntos redução, que geram dois conjuntos de regra, que estão mostrados nas Tabelas VI.16 a e b, e o conjunto final, obtido através da junção das duas tabelas anteriores e mostrado na Tabela VI.16 c.

Tabela VI.13 - Regras para o Subsistema A

Regra	V1	V3	V5	V8	Nivel
1	-	-	-	M	S
2	H	-	M	-	S
3	M	-	L	-	A
4	M	-	-	L	A
5	-	H	-	-	A
6	H	-	L	-	A
7	L	-	M	-	A
8	L	M	-	-	U1
9	-	L	-	-	U2

Tabela VI.14 - Regras para o Subsistema B

Regra	V11	V12	V13	V14	Nivel
1	M	L	M	-	S
2	-	-	-	M	S
3	L	-	M	-	A
4	-	L	H	-	A
5	-	-	H	L	A
6	-	M	-	L	A
7	-	-	L	-	U1

Tabela VI.15 - Regras para o Subsistema C

Regra	V15	V16	V17	V18	Nivel
1	H	-	-	-	S
2	-	-	-	M	S
3	M	-	M	-	S
4	L	M	-	-	A
5	-	M	H	L	A
6	M	-	H	L	A
7	-	H	-	-	U1

Tabela VI.16 - Regras para as Interligações

(a) para o conjunto redução: V2, V3, V12, V14, V15

Regra	V2	V3	V12	V14	V15	Nivel
1	M	-	L	-	M	S
2	-	-	-	M	-	S
3	-	-	-	-	H	S
4	H	-	-	-	-	A
5	-	H	-	-	-	A
6	-	-	M	L	-	A
7	L	M	-	-	-	U1
8	-	M	-	-	L	U1
9	-	L	-	-	-	U2

(b) para o conjunto redução: V2, V3, V12, V13, V14

Regra	V2	V3	V12	V13	V14	Nivel
1	M	M	L	M	-	S
2	-	-	-	-	M	S
3	H	-	-	-	-	A
4	-	H	-	-	-	A
5	-	-	M	-	L	A
6	-	-	-	H	L	A
7	-	-	L	H	-	A
8	L	M	-	-	-	U1
9	-	M	-	L	-	U1
10	L	-	-	M	-	U1
11	M	-	-	L	-	U1
12	-	L	-	-	-	U2

(c) versão final

Regra	V2	V3	V12	V13	V14	V15	Nivel
1	M	M	L	M	-	-	S
2	-	-	-	-	M	-	S
3	-	-	-	-	-	H	S
4	M	-	L	-	-	M	S
5	H	-	-	-	-	-	A
6	-	H	-	-	-	-	A
7	-	-	M	-	L	-	A
8	-	-	-	H	L	-	A
9	-	-	L	H	-	-	A
10	L	M	-	-	-	-	U1
11	-	M	-	-	-	L	U1
12	-	M	-	L	-	-	U1
13	L	-	-	M	-	-	U1
14	M	-	-	L	-	-	U1
15	-	L	-	-	-	-	U2

Aplica-se os conjuntos de regras das tabelas acima nos exemplos da Tabela VI.2, cada subsistema gera um resultado, inclusive o classificador das interligações. De posse desses resultados, o avaliador gera o resultado final do sistema, de acordo com o conjunto de regras apresentado a seguir. A Tabela VI.17 mostra os resultados parciais e finais para cada exemplo.

Regra 1: Se todos os sistemas locais são seguros então o sistema está seguro.

Regra 2: Se a maioria dos sistemas locais são seguros e existe ao menos um sistema local em alerta então o sistema está em alerta.

Regra 3: Se a maioria dos sistemas locais são seguros ou estão em alerta e existe ao menos um sistema local em emergência 1 então o sistema está em emergência 1.

Regra 4: Se a maioria dos sistemas locais são seguros ou estão em alerta ou em emergência 1 e existe ao menos um sistema local em emergência 2 então o sistema está em emergência 2.

Tabela VI.17 - Resultados Parciais e Final para cada Exemplo

Ex.	SistA	SistB	SistC	Inter	Final
1	A	S	A	A	A
2	A	S	A	S	A
3	A	A	A	S	A
4	A	A	A	A	A
5	A	A	A	A	A
6	U1	U1	U1	U1	U1
7	A	S	S	S	A
8	S	S	S	S	S
9	S	S	S	S	S
10	S	S	S	S	S
11	S	S	S	S	S
12	S	S	S	S	S
13	S	S	S	S	S
14	S	S	S	S	S
15	S	S	S	S	S
16	S	S	S	S	S
17	A	A	A	A	A
18	A	S	A	A	A
19	A	A	A	A	A
20	U1	A	U1	U1	U1
21	U1	U1	U1	U1	U1
22	U2	U1	A	U2	U2
23	A	A	A	A	A
24	A	A	S	A	A
25	A	A	A	A	A
26	A	A	S	A	A
27	S	S	S	S	S
28	S	S	S	S	S
29	S	S	S	S	S
30	S	S	S	S	S
31	S	S	S	S	S
32	S	S	S	S	S

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ EIM

Verifica-se que o resultado obtido em todos os exemplos é o mesmo que os encontrados na Tabela VI.2.

VI.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Como pode ser verificado, os dois encaminhamentos propostos (sistema completo ou sistema particionado), são capazes de representar o conjunto de estados operativos apresentados na Tabela VI.2.

As vantagens principais do encaminhamento hierárquico, que particiona o sistema são duas: (a) a localização das regiões com problema e (b) o menor tempo de processamento para encontrar o conjunto de regras. A primeira vantagem relatada é bastante importante pois permite ao operador ao sistema elétrico verificar quais as áreas com problema e sua intensidade, podendo com isto agir localmente. A segunda vantagem é relativa, pois o processo de obtenção das regras não é feito em tempo-real, sendo o tempo de processamento de pouca importância. A razão de tempo de processamento está ligada com a diminuição dos atributos a serem considerados, pois com o particionamento do sistema, uma região observa somente seus próprios atributos.

A vantagem da observação do sistema completo é a verificação de possíveis relações entre medidas que estão em áreas diferentes e não se encontram na fronteira. Esta vantagem também pode ser a desvantagem do método, pois relações pontuais (criadas a partir de um exemplo apenas) podem diminuir a capacidade de generalização da representação. Uma possibilidade de se eliminar este problema é verificar em quantos exemplos, dada uma determinada regra, pode ser aplicado e só admiti-la como geral a partir de sua aplicabilidade em um número pré-definido de exemplo.

CAPÍTULO VII

CONCLUSÕES E FUTUROS DESENVOLVIMENTOS

VII.1 OBSERVAÇÕES FINAIS

Com o aumento da observabilidade dos sistemas, devido ao avanço dos algoritmos de estimação de estado e, notadamente, do número de pontos e grandezas telemedidas, o conjunto de valores a disposição dos operadores para a sua tomada de decisão é bastante grande, impossibilitando por vezes uma correta análise dos fatos.

E mais, o tamanho das bases de dados formadas pelas medidas do sistema, algumas delas com varreduras na ordem de segundos, gerando um volume de dados enorme, faz com que seja muito difícil a sua manipulação e mais ainda sua interpretação. Com isto, via de regra, os operadores não se utilizam desta fonte valiosa de informações para tomar decisão operativas no sistema.

O presente trabalho propôs um Classificador Hierárquico para determinar o estado operativo do sistema. Esse classificador, se destina à auxiliar o processo de monitoração de redes elétricas, de médio e grande porte, onde o número de pontos a serem observados é grande, normalmente da ordem de algumas centenas, com o objetivo de supervisionar suas principais características operativas, as quais deverão ser realizadas, de forma confiável, rápida, seletiva e econômica.

Este trabalho apresentou a proposição de uma estratégia para classificar o ponto de operação de um sistema elétrico. Para tal, foi utilizada a Teoria dos Conjuntos Aproximados. Isto gerou um classificador, útil ao despachante de sistemas

elétricos que com ele pode conhecer o estado operativo da rede por ele monitorada, através de apenas algumas regras.

Este trabalho utilizou a estratégia de classificação do classificador e apresentou uma estrutura hierárquica, que pode conter diversos níveis e sistemas de avaliação regionais ou sistêmicos.

Para a validação das idéias propostas no Classificador, foram coletados dados reais de um sistema elétrico, tanto um número de atributos (pontos de medidas) quanto em número de exemplos, que foram submetidos à metodologia proposta e verificada a sua eficácia.

VII.2 PROPOSTAS PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

VII.2.1 Classificador Híbrido

Um dos problemas mais comuns em classificação é a definição dos limites e intervalos de cada variável. No classificador proposto neste trabalho, a primeira etapa é justamente a definição de faixas e limites de cada um dos atributos. Porém, estas definições podem não ser muito claras entre os especialistas.

Diante deste problema, a solução será fazer definições onde os limites não sejam tão rigorosos. Para tal, será implementado no classificador a Teoria dos Conjuntos Difusos. Esta teoria, proposta por L.A. Zadeh em 1965, permite expressar valores lingüísticos através de funções de pertinência. Com isto, as regras geradas pelo classificador (agora híbrido, pois agregará técnicas de Conjuntos Aproximados e de Conjuntos Difusos) serão de natureza difusa. Com isto, o sistema necessitará para a sua execução ter: (a) um processo de fuzzificação, onde as variáveis terão seus valores numéricos convencionais transformados para difusos, (b) um processo de avaliação das regras, onde as entradas difusas serão manipuladas e gerarão um

resposta (saída) difusa, e (c) um processo de defuzzificação, onde a resposta difusa será transformada em um resposta convencional adequada ao sistema.

VII.2.2 Substituição do Avaliador por um Sistema Especialista

O avaliador proposto tem a função de agrupar as saídas dos classificadores. Uma proposição para desenvolvimentos futuros seria o desenvolvimento de um sistema especialista que pudesse ponderar a saída dos diversos classificadores gerando uma ponderação dinâmica, que levaria em consideração a hora do dia, o patamar de carga observado, o estado geral dos equipamentos do sistema, os equipamentos em manutenção, entre outros.

Este sistema especialista além de fornecer o estado operativo do sistema elétrico, poderá também apresentar sugestões de modificações no sistema afim de torná-lo, se for o caso, mais seguro. Outra possibilidade seria o sistema relacionar automaticamente um conjunto das piores contingências que deveriam ser analisadas pelo operador.

VII.2.3 Utilização do Classificador em Modelagens Dinâmicas

A forma apresentada pelo classificador neste trabalho permite somente análises estáticas. Porém, sabe-se que diversas análises nos sistemas de potência necessitam de um encaminhamento dinâmico, que leva em consideração um conjunto de estados sucessivos. A utilização dinâmica do classificador necessitará de alguns ajustes, mas que poderá resultar em bons resultados.

VII.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O sistema proposto visa apresentar também, um recurso adicional, que é o de ser um auxiliar ao operador de Centros de Operação de Sistemas (COS), ou de estações localizadas (SE´s), permitindo-lhe através da IHM, acessar a qualquer instante, um ambiente amigável de informações operacionais e complementares do sistema, além de apresentar, um bom grau de mantenabilidade, pré-requisitos esses, indispensáveis nos processos operativos de tais sistemas.

A forma operativa deste Classificador será tal que, ele poderá estar operando isoladamente, com atuação integrando informações provenientes de ações locais ou remotas, exercendo a função de um gerenciador do sistema principal, podendo atribuir-lhe uma autonomia de tomada de decisões, realizar as funções de monitoração desse sistema elétrico, concomitantemente aos demais dispositivos convencionais de controle existentes na subestação onde ele se encontra.

Ele poderá também, operar com nível de atuação hierárquica, com comando local ou remoto, sendo previamente instruído sobre os procedimentos operacionais, através de regras elaboradas com bases em técnicas de Sistemas Especialistas, as quais deverão dar suporte às ações de controle e desempenho das funções de proteção a serem realizadas.

Espera-se assim, que o Classificador proposto, possa auxiliar o processo de monitoração de um sistema elétrico de alta tensão, refletindo numa otimização de sua operação, o que poderá ser conseguido, através de reduções de interrupções de fornecimentos, provocados por desligamentos não seletivos, na redução do tempo dessas eventuais interrupções, agilizadas pelos automatismos de manobras, que poderão ser por ele supervisionadas, na melhoria do controle e regulação dos parâmetros observados, a ser obtida através de uma supervisão inteligente continuada, de emissão de relatórios com registros seqüenciais de eventos, e outras mais, além da minimização de investimentos, advindos da simplicidade do sistema proposto.

CAPÍTULO VIII

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS – "Plano Decenal de Expansão 1998/2007", Relatório ELETROBRÁS – Rio de Janeiro/RJ-1998.

2. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - Portarias DNAEE No.046/78 e No. 047/78 –50/81 e 04/89, Decreto 479/92 e Portaria No. 1569/93 e Resolução 256/2000.

3. A.C. Jerônimo e F.B. Mokarzel Jr – "Automação de Redes de Distribuição na CPFL", Revista CPFL, 1994

4. Experiências da CEMIG, ELETROPAULO,CESP, CPFL, em Automação da Distribuição, I Conferência Internacional em Distribuição da Energia Elétrica, São Paulo, 1994

5. J.A. Jardini – "Sistemas Digitais para Automação da Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica", Editora FCA, São Paulo, 1996.

6. IEEE Tutorial Course – "Distribution Automation", IEEE88 EH0280-6 PWR, 1980.

7. ABB – Västeräs Coordenação Total de Proteção e Controle em Subestações Elétricas – "The Intelligent Substation - ECS/100-200 – PYRAMID Series", Suécia, 1995.

8. ABB - Västeräs – "Microprocessor Based Substation Control System For Distribution Networks SPACOM PYRAMID Series", Suécia, 1989.

9. Siemens – "Sistemas de Controle Digital SINAUT - Supervisory Remote Control System FW – LCS680", São Paulo, 1996.

10. G. Lambert Torres e V.H. Quintana – "Intelligent System Application to Power System Problem Solving - Parts : I & II", Electrical Dept. & Computer Engineering – Waterloo University – Ontario, 1996.

11. ABB – "Expert System for Disturbance Analysis - ABB Network Control & Protection", Suécia, 1992.

12. J.K. Park e H.J. Lee – "Expert Systems Applications to Power Systems", IV ISAP, Rio de Janeiro, Abril 1999.

13. C. Ohlen e M. Kristensson – "Designing the Intelligent Substation - ABB Relays", Modern Power Systems, Feb/1991.

14. G.D. Rockfeller – "Fault Protection with Digital Computer", IEEE – PAS, Vol. 88, No. 4, pp.: 438-461, April 1969.

15. P.E. Mantey – "Computer Requirements for Event Recording Digital Relaying and Substation Monitoring", Proceedings of the IEEE, May/1969.

16. M. Morrison - "Digital calculation of Impedance for Transmission Line Protection", IEEE- PAS, Vol. 90, No. 1, pp.:270-279, Jan/Fev/1971.

17. M. Ramamoorth - "Application of Digital Computers to Power System Protection - Fourier Analysis Algorithm-based", Journal of Indian Institute of Engineers, Vol.52, No.10, pp.: 235-238, June/1972.

18. A.G. Phadke, M. Hlibka e M. Ibrahim - " A Digital Computer System for EHV Substation: Analysis and Fields Tests", IEEE-PAS, Vol. 95, No. 1, Jan/1976.

19. G.F. Franklin, J.D. Powell e M.L. Workman – "Digital Control of Dynamic Systems", Addison Wesley Publishing Company Inc., 2nd.Edition, USA, 1994.

20. EPRI – "Substation Control and Protection Project - System Requirements Specifications", EPRI- EL-1813, 1981 & IEEE Committee Report, IEEE-PAS, Vol. 100, No. 08, August 1981.

21. Anais do XVI Encontro de Engenharia de Transmissão, Rio de Janeiro, Maio 1985.

22. Proceedings of Symposium on Digital Technology in Power Systems, CIGRE - Study Committee No. 34, Bournemouth, Inglaterra, 1989.

23. T. Bollström *et alli* – "Substation Secondary Equipment System with Microprocessor-based Protective Relays and Fibre-Optic Serial Communication Link", ABB Relays, Suécia, 1989.

24. Proceedings of Colloquium Study Committee 34, - CIGRÉ, Foz do Iguaçú, 1991

25. E. Anderson, T. Sondell e P. Mäenpäa – "Integrated Remote Control and Protection System with Distributed Control and Protection Units", ABB - Relays, Suécia, 1992.

26. K.Y. Lee – "Current Trend and the State of the Art in Intelligent System Applications to Power Systems", IV ISAP, Rio de Janeiro, Abril 1999.

27. R.S. Shirley – "Some Lessons Learned Using Expert Systems for Process Control", IEEE - Ref.Nº. 0272-1708187, December 1987.

28. V.T. Nguyen e J. Mereb – "ALCID: An Intelligent Substation Control System", CIGRE, Paper 34-201, Paris, 1992.

29. Proceedings of The International Conference on Intelligent System Application to Power Systems, IV ISAP, Rio de Janeiro, Abril 1999.

30. Proceedings of the 20th International Conference on Power Industries Computer Applications, PICA97, IEEE/PES, Columbus, Ohio, 1997.

31. Sistema Digital Distribuído de Telecontrole-SDDT – Revista CPFL – Junho 1992.

32. Proteção, Medição e Controle de Sistemas de Potência – Grupo V, Anais dos Seminários: X-SNPTEE – Curitiba/PR/89 e XI-SNPTEE – RJ/1991.

33. H.P. Bufarah e J.L.P. Brittes – "Subestações Digitalizadas – Uma experiência de projeto no Brasil", Revista Eletricidade Moderna – Agosto 1992.

34. CPFL – "Digitalização de Subestações na CPFL", Relatório Técnico No. 008/OPSP-OEP, Campinas/SP.

35. F. Rabello e J. Copeliovitch – "Digitalização de Subestações de Distribuição Sistemas de Automação na CPFL", Publicação Interna, 1994.

36. G. Lambert Torres, L.E. Borges da Silva, G.M. Ribeiro e C.I.A. Costa – "Aplicação de Sistemas Especialistas no Controle de Subestações Elétricas de Alta Tensão", Revista Ciências Exatas, UNITAU, Vol. 3, No. 2, pp. 67-74 – Dez. 1997.

37. G. Lambert Torres, R. Rossi, G.M. Ribeiro, B. Valiquette e D. Mukhedkar – "Computer Program Package for Power System Protection and Control", CIGRE, 34th Session Bianual Meeting, pp. 39-304, Paris, Aug. 1992.

38. E. Rich e K. Knight – "Inteligência Artificial", 2ª Edição, Makron Books do Brasil. Ed. Ltda, São Paulo, 1993.

39. R. Rossi, G. Lambert Torres e J.A. Jardini – "Classificação do Estado Operativo de um Sistema Elétrico de AT, usando a Teoria dos Conjuntos Aproximados", III CLAGTEE, Campos do Jordão, São Paulo, 1997.

40. Z. Pawlak – "Rough Sets – Theoretical Aspects of Reasoning about Data", Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, 1991.

41. H.C. Mishkoff – "Understanding Artificial Inteligence", Texas Instruments Infs. Publishing Center, Fort.Worth, Estados Unidos, 1986.

42. M. Caudill e C. Buther – "Understanding Neural Networks - Computer Explorations", Vol. I e II, MIT Press , Cambridge, Estados Unidos, 1992

43. L.A. Zadeh – "Fuzzy Sets", Information & Control, Vol. 8, pp.38-353, 1965.

44. H. Domuth e M. Beale – "Neural Network Toolbox User's Guide", The Mats Works Inc., Natick, Estados Unidos, 1994

45. S.V. Kartalopoulos – "Neural Networks and Fuzzy Sets Logic - Basic Concepts and Applications", IEEE Press, New Jersey, Estados Unidos, 1994.

46. G.J. Klir e T.A. Folger – "Fuzzy Sets, Uncertainty and Information", Prentice Hall, E. Cliffs, Estados Unidos, 1988.

47. J. Codling – "Adaptative Relaying", IEEE Potencials, Ref. Nº. 0278-6648, 1996.

48. L.D. Xu – "Case-based Reasoning", IEEE Potencials, Ref.Nº. 0278 – 6648, 1994.

49. Y. Hong-Tzer *et all.* – "A New Intelligent Hierarchical Fault Diagnosis System", IEEE/PES, Ref. Nº. 96WM 296-4 PWRS, 1996.

50 S.D.J. McArthur *et all.* – "The Application of Model Based Reasoning Within a Decision Support System for Protection Engineers", IEEE/PES, Ref. Nº. 96WM333-5PWRD, January/1996.

51 S.D.J. McArthur *et all.* – "Knowledge and Model Decision Support for Power System Protection Engineers", IEEE/PES, Ref. Nº. 0-7803-3115-X, 1996.

52 B. Valiquette, G. Lambert-Torres e D. Mukhedkar - "An Expert System Based Diagnosis and Advisor Tool for Teaching Power System Operation Emergency Control Strategies", IEEE–PWRS, Vol. 6, No. 3, pp. 1315-1322.

53. Z. Pawlak – "Rough Sets", International Journal of Information and Computer Sciences, Vol. 11, pp. 341- 356, 1982.

54. Z. Pawlak – "Rough Classification", International Journal on Man-Machine Studies, Vol. 20, pp. 469 – 483, 1984.

55. D. Dubois e H. Prade – "Twofold Fuzzy Sets and Rough Sets – Some Issues of Knowledge Representation", Fuzzy Sets and Systems, Vol. 21, 1987.

56. Christina Courtouke dos Santos - "Diagnóstico e Caracterização do Estado Operacional de Sistemas Elétricos de Potência", Dissertação de Mestrado, EFEI, 1996.

57. G. Lambert Torres, R. Rossi, J.A. Jardini, A.P. Alves da Silva, V. H. Quintana "Power System Security Analysis based on Rough Classification", pp 263 – 274, Rough Fuzzy Hybridization – A New Trend in Decision Making, S.K. Pal, A. Skowron – Springer-Verlag, Singapore , 1999.

CAPÍTULO IX

ANEXOS

ANEXO 1

POWER SYSTEM SECURITY ANALYSIS
BASED ON ROUGH CLASSIFICATION

by

G. Lambert-Torres, R. Rossi, A. P. Alves da Silva,
J.A. Jardini and V.H. Quintana

Book Chapter
FUZZY SETS, ROUGH SETS AND DECISION MAKING PROCESSES
S.K. Pal (Ed.)
Springer-Verlag Co.

POWER SYSTEM SECURITY ANALYSIS BASED ON ROUGH CLASSIFICATION

Germano Lambert-Torres[1,2] Ronaldo Rossi[2] Alexandre P. Alves da Silva[1]
José Antônio Jardini[3] Victor Hugo Quintana[4]

1. Escola Federal de Engenharia de Itajuba
Grupo de Engenharia de Sistemas - Instituto de Engenharia Eletrica
Av. BPS 1303 - Itajuba - MG - 37500-000 - Brazil - germano@iee.efei.rmg.br
2. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá - FEG-UNESP
3. Universidade de São Paulo - USP
4. University of Waterloo

1. INTRODUCTION

Artificial intelligence techniques have been used as an alternative to solve problems that traditional computer approaches can not handle easily. Among these techniques, those that use deductive systems have been extensively used to accomplish tasks such as diagnosis, design, control, planning, and management. Expert systems and case-based reasoning are examples of deductive systems.

The knowledge acquisition process is a typical task during the construction of deductive systems. During this process, an expert accurately describes to the knowledge engineer all steps of the problem-solving for a specific problem. On the other hand, the knowledge engineer tries to capture this information and express it in facts-and-rules form, following the expert's reasoning. However, this acquisition process is one of the most important drawbacks of this approach, because getting the expert knowledge is not a simple task. Usually, experts have difficulty to put in words many of their analyses and reasoning. In many cases, this leads to knowledge bases that may contain two different problems:
(a) superfluous details about specific points, producing bases bigger than necessary; and,
(b) lack of information in other points, generating problems during the inference process.

One of the most common way to reduce the problems described above is to generate the knowledge base from a set of examples selected by the expert. Manipulating these examples, the knowledge engineer can extract facts and rules to build the knowledge base. In this approach, the number of interviews during the acquisition process is reduced, but the problem of superfluous details remains. Usually, in this approach, the problem is the superfluous number of input variables and some examples without importance.

This paper presents an example of a systematic approach to help knowledge engineers during the extraction process of facts and rules of a set of examples for power system operation problems. The described approach tries to reduce the number of input variables and the number of examples, offering a more compact set of examples to the user. This approach is based on Rough Set Theory, proposed by Pawlak em 1982 [1].

2. OVERVIEW OF POWER SYSTEM OPERATION

The operation of a power system is intrinsically complex due to the high degree of uncertainty and the large number of variables involved. The various supervision and control actions require the presence of an operator, who must be capable of efficiently responding to the most diverse requests, by handling various types of data and information [2].

These data and information come from measurements of the system or from computational processes. The size of the current database in a power control center has increased a lot in the last years due to the use of telecommunication. The system operator needs to know the current state of the system and some forecasted position, such as load forecasting, maintenance scheduling, and so on in order to take a control action (switching, changing taps and voltage levels, and so on).

One of the most important operator tasks is to determine the current operational state of the system. To accomplish this task, the operator receives many data frominto the system. These data can be discrete (e.g., status of circuit breakers) or analogical (e.g., real power flow in a specific transmission line). By handling these data, the operator tries to built an image of the operation point. Figure 1 shows a representation of this process.

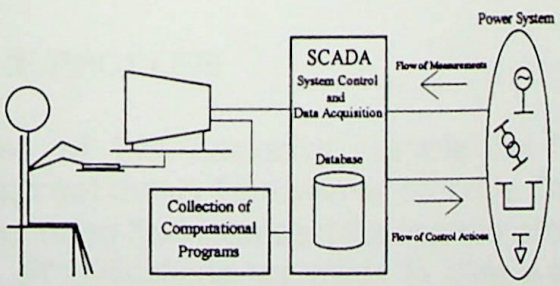


Figure 1 - Pictorial Representation of a Power System Control Center.

The analysis performed by the operator tries to make a classification of the operational mode in one of the three state: normal, emergency, and restorative. In the first state, normal, all loads are supplied and all measurements are inside of the nominal rates. In the second state, emergency, all loads continue to be supplied but some of the measurements are outside the nominal rates. For the restorative

operational state, some loads are not supplied, i.e., there was a load shedding process [3].

Even when the operation state is normal, the operator needs to analyze the system security. This analysis is made according to possible contingencies that could affect the power system. Loss of a transmission line, shut down of a power plant or an increase of the load are some contingencies that can occur during the operation. An example of safe or unsafe points is shown in Figure 2. It shows the same contingency for two different operation points. For the operation point A, the contingency produces an abnormal operation point; while for the operation point B, the system continues in the normal state. Thus, the point A is an unsafe operation point and point B is a safe one.

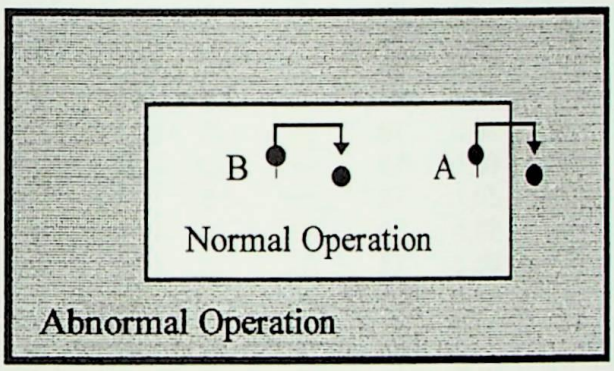


Figure 2 - Operational State of a Power System and Changing of Operation Point.

The operator's difficulty is to deal with all available data. A huge number of measurements must be manipulated by clustering and suppression of information. This allows the operator to vizualize the current state of the system. The manipulation of all data/information is not an easy task.

3. DESCRIPTION OF THE PROBLEM

The main purpose of the illustrative example that follows is to help the understanding of the rough set theory fundamental concepts. The idea is to transform a set of examples in a set of rules that represent the operational state of a power system. Some assumptions and simplifications are made to allow a better understanding of each step of the formulation without loss of generality. In fact, the data used in this paper comes from a Brazilian electric utility [4].

Consider a control center database composed by a set of measurements, such as the one shown in Table 1. The operational state of the hypothetical power system depends on four elements: status of circuit-breaker A, transmission capacity of lines B and C, and voltage of bus D. Moreover, Table 1 contains the attributes represented by the set {A, B, C, D} and the corresponding decision S, where:
- the status of circuit-breaker A is defined by 0 (close) or 1 (open);
- the values of transmission lines B and C are percentages of real power flows according to their maximum capacities, in [%]; and,

- the bus voltage D is expressed as a fraction of the rated voltage.

Table 1 - Reduced Control Center Database

	Attributes				
U	A	B	C	D	S
1	0	57	82	1,07	L2
2	0	37	32	0,97	L1
3	1	0	87	0,95	L3
4	1	72	31	1,07	L3
5	0	28	39	1,02	L1
6	0	42	82	1,07	L2
7	0	52	59	1,01	S
8	1	62	67	1,04	L3
9	0	57	45	0,99	S
10	0	45	58	1,00	S
11	0	32	57	0,94	S
12	0	0	57	1,08	L2
13	1	58	87	1,03	L3
14	0	58	56	1,07	L2
15	0	25	57	1,03	S
16	0	56	54	1,08	L2
17	1	59	72	1,08	L3
18	0	32	0	0,93	L1
19	0	32	45	0,94	S
20	1	72	67	0,96	L3
21	0	57	45	1,01	S
22	0	32	45	0,94	S
23	0	29	43	1,08	L2
24	1	0	72	0,95	L3
25	1	57	79	1,07	L3
26	0	31	43	0,99	S
27	0	32	42	0,94	S
28	0	17	32	0,92	L1
29	0	23	22	1,00	L1
30	0	23	57	0,91	S

The classification of each state is made according to an expert (usually, a senior operator/engineer), and four possible outputs can be selected for the power system operational state: safe (S) or unsafe levels 1,2 and 3 (L1, L2, L3, respectively).

Observing the above set of examples, it is really hard to conclude that the condition of transmission line B is not necessary in the classification process. Notice that, this attribute is a *dispensable* one, as shown later. Even in this very small database it is very hard to reach a conclusion. For real control center database, usually with hundreds important attributes and thousands of examples, it could be impossible to take a reliable control action.

4. PRESENTATION OF THE ALGORITHM

Before the presentation of the algorithm, two major concepts in Rough Set theory, *reduct* and *core*, will be defined. These concepts are important in the knowledge base reduction.

Let **R** be a family of equivalence relations. The reduct of **R**, *RED*(**R**), is defined as a reduced set of relations which conserve the same inductive classification of set **R**. The core of **R**, *CORE*(**R**), is the set of relations which appear in all reduct of **R**, i.e., the set of all indispensable relations to characterize the relation **R**.

The main idea behind the knowledge base reduction is a simplification of a set of examples [5]. This can be obtained by the following procedure:

a) calculate the core of the problem;
b) eliminate or substitute a variable by another one; and
c) redefine the problem using new basic categories.

The algorithm for the reduction of a decision table can be described using algebraic developments or based on logical relations [5]. On the other hand, one of the most common approaches to get knowledge from an expert is by examples. The algorithm that provides the reduction of conditions has been proposed in [6,7], and can be represented by the following steps:

Step 1: Transform continuous values in ranges.
Step 2: Eliminate identical attributes.
Step 3: Eliminate identical examples.
Step 4: Eliminate dispensable attributes.
Step 5: Compute the core of the decision table.
Step 6: Compose a table with reduct set.
Step 7: Merge possible examples and compose the final set of rules.

5. DESCRIPTION OF THE KNOWLEDGE BASE REDUCTION

This section describes step-by-step the application of the algorithm presented in Section 4.

Step 1:

The first step of the algorithm is to redefine the value of each attribute according to a certain metric. In this illustrative example, typical ranges in power system operation are used:

- real power values:
  under 40% of nominal capacity = low (L)
  between 40% and 60% = medium (M)
  above 60 % of nominal capacity = high (H)

- bus voltage values:
  under 0.95 pu = low (L)
  between 0.95 and 1.05 = normal (N)
  above 1.05 = high (H)

The status of circuit-breakers are maintained because the values 0 and 1 are normalized already. Using these new definitions, each example of Table 1 can be rewritten, given the examples shown in Table 2.

Table 2 - Database with Ranges

	Attributes				
U	A	B	C	D	S
1	0	M	H	H	L2
2	0	L	L	N	L1
3	1	L	H	N	L3
4	1	H	L	H	L3
5	0	L	L	N	L1
6	0	M	H	H	L2
7	0	M	M	N	S
8	1	H	H	N	L3
9	0	M	M	N	S
10	0	M	M	N	S
11	0	L	M	L	S
12	0	L	M	H	L2
13	1	M	H	N	L3
14	0	M	M	H	L2
15	0	L	M	N	S
16	0	M	M	H	L2
17	1	M	H	H	L3
18	0	L	L	L	L1
19	0	L	M	L	S
20	1	H	H	N	L3
21	0	M	M	N	S
22	0	L	M	L	S
23	0	L	M	H	L2
24	1	L	H	N	L3
25	1	M	H	H	L3
26	0	L	M	N	S
27	0	L	M	L	S
28	0	L	L	L	L1
29	0	L	L	N	L1
30	0	L	M	L	S

Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ EIM

Notice: using these ranges, an incomplete set of examples has been generated (the complete search space is composed by 54 examples). Many problems can be analyzed by considering only an incomplete set of cases. In power systems, it is not probable to get all possible combinations of intervals. Thus, the produced set of examples in a real power system is always incomplete.

Step 2:

This next step verifies if any attribute can be eliminated by repetition. In Table 2, it can be verified that it does not occur.

Step 3:

This step verifies identical examples. In this case, many examples are identical (for instance, examples 12-23 and 11-19-22-27-30). The identical examples are merged, and the resultant set of examples is shown in Table 3.

Table 3 - Resultant Set of Examples.

	Attributes					U
U	A	B	C	D	S	old
1	0	L	M	H	L2	12,23
2	1	M	H	N	L3	13
3	1	H	H	N	L3	8,20
4	0	L	M	L	S	11,19,22, 27,30
5	0	L	L	L	L1	18,28
6	0	M	M	N	S	7,9,10,21
7	0	M	H	H	L2	1,6
8	1	M	H	H	L3	17,25
9	0	L	L	N	L1	2,5,29
10	0	L	M	N	S	15,26
11	1	L	H	N	L3	3,24
12	0	M	M	H	L2	14,16
13	1	H	L	H	L3	4

Step 4:

This step verifies if the decision table contains only indispensable attributes. This task can be accomplished eliminating step-by-step each attribute and verifying if the table still gives the correct classification. For example, if attribute B is eliminated, the table continues to give the correct classification. Therefore, B is a dispensable attribute for this decision table (Table 4).

Table 4 - Verification of the Dispensability of Attribute B.

	Attributes			
U	A	C	D	S
1	0	M	H	L2
2	1	H	N	L3
3	1	H	N	L3
4	0	M	L	S
5	0	L	L	L1
6	0	M	N	S
7	0	H	H	L2
8	1	H	H	L3
9	0	L	N	L1
10	0	M	N	S
11	1	H	N	L3
12	0	M	H	L2
13	1	L	H	L3

However, when the attribute A is eliminated (Table 5), it can be verified that the examples 7 and 8 have the same set of attributes but they give different classifications. In this case, the attribute A is indispensable for the decision table. After considering the elimination of each attribute, B is dispensable for the decision table. Table 6 presents the resultant set of examples.

Table 5 - Verification of the Indispensability of Attribute A.

	Attributes			
U	B	C	D	S
1	L	M	H	L2
2	M	H	N	L3
3	H	H	N	L3
4	L	M	L	S
5	L	L	L	L1
6	M	M	N	S
7	**M**	**H**	**H**	**L2**
8	**M**	**H**	**H**	**L3**
9	L	L	N	L1
10	L	M	N	S
11	L	H	N	L3
12	M	M	H	L2
13	H	L	H	L3

Table 6 - Set of Examples with Indispensable Attributes.

	Attributes				U
U	A	C	D	S	old
1	0	M	H	L2	1,12
2	1	H	N	L3	2,3,11
3	0	M	L	S	4
4	0	L	L	L1	5
5	0	M	N	S	6,10
6	0	H	H	L2	7
7	1	H	H	L3	8,13
8	0	L	N	L1	9

Step 5:

Using Table 6, the core of the set of examples is computed. This can be done eliminating each attribute step-by-step, and verifying if the decision table continues to give the correct answer (i.e., it continues to be consistent). This procedure will be illustrated for example U1. When the attribute D is eliminated, it can be verified that the decision table becomes inconsistent because the examples 1, 3, and 5 have the same attributes (A equals to 0, and C equals to M) and different decisions (L2 and S, respectively). However, when the attribute A is eliminated, the decision table continues to be consistent. Table 7 shows the core of the decision table.

Table 7 - Core of the Set of Examples.

	Attributes			
U	A	C	D	S
• 1	-	-	H	L2
2	-	-	-	L3
3	-	M	L	S
4	-	L	-	L1
5	-	M	N	S
6	0	-	-	L2
7	1	-	-	L3
8	-	L	-	L1

Step 6:

This step computes the reduced set of relations that conserve the same inductive classification of the original set of examples. Table 8 contains the reduction of each example.

Table 8 - Reduction of the Set of Examples.

	Atributos			
U	A	C	D	S
1A	0	-	H	L2
1B	-	M	H	L2
2A	1	H	-	L3
2B	1	-	N	L3
2C	-	H	N	L3
3	-	M	L	S
4	-	L	-	L1
5	-	M	N	S
6A	0	H	-	L2
6B	0	-	H	L2
7	1	-	-	L3
8	-	L	-	L1

Step 7:

According to Table 8, the knowledge existent in Table 1 can be expressed by the following set of rules:

If (C is M and D is L) or (C is M and D is N) then S = Safe.
If C is L then S = Unsafe level 1.
If (A is 0 and D is H) or (C is M and D is H) or (A is 0 and C is H) then S = Unsafe level 2.
If (A is 1) or (C is H and D is N) then S = Unsafe level 3.

or, using a *complete rule formulation*:

If (the power flow in transmission line C is between 40% and 60%) and
(the voltage on bus D is below 1.05)
then the classification of the current state of the system is safe.

If the power flow in transmission line C is below 40%
then the classification of the current state of the system is unsafe level 1.

If (the voltage on bus D is above 1.05) and
(the circuit-breaker A is closed or the power flow in transmission line C is between 40% and 60%)
then the classification of the current state of the system is unsafe level 2.

If (the power flow in transmission line C is above 60%) and
(the circuit-breaker A is closed)
then the classification of the current state of the system is unsafe level 2.

If (the circuit-breaker A is opened)
then the classification of the current state of the system is unsafe level 3.

If (the power flow in transmission line C is above 60%) and
(the voltage on bus D is between 0.95 and 1.05)
then the classification of the current state of the system is unsafe level 3.

6. CONCLUSIONS

The knowledge acquisition process is the most difficult task during the construction of knowledge based systems, such as expert systems and case-based reasoning. Usually, the experts have difficulty to explain to the knowledge engineers how they solve a given problem.

This paper presents a systematic approach to transform examples in a reduced set of rules. This approach uses Rough Set theory and concepts of core and reduction of knowledge. An example for power system control centers has been developed. For the sake of clarity, a reduced database is used in the illustrative example. However, the same methodology is applicable to larger databases.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank the Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq - Brazil) and Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) for the financial support to develop this project.

REFERENCES

[1] Z. Pawlak - "Rough Sets", *International Journal of Information and Computer Sciences*, Vol.11, pp. 341-356, 1982.

[2] B. Valiquette, G. Lambert-Torres and D. Mukhedkar - "An Expert System Based Diagnosis and Advisor Tool for Teaching Power System Operation Emergency Control Strategies", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.6 , No.3, pp. 1315-1322, August 1991.

[3] G. Lambert-Torres *et al.* - "A Fuzzy Knowledge-Based System for Bus Load Forecasting", In: Fuzzy Logic Technology and Applications, edited by Robert J. Marks II, *IEEE Press*, pp. 221-228, 1994.

[4] C.C. Santos - "Diagnosis and Characterization of Power System Operational State", M.Sc. Thesis, EFEI, Brazil, 1996 (in Portuguese).

[5] Z. Pawlak - "Rough Sets - Theoretical Aspects of Reasoning about Data", *Klumer Academic Publishers*, 1991.

[6] Z. Pawlak - "Rough Classification", *International Journal on Man-Machine Studies*, Vol. 20, pp. 469-483, 1984.

[7] R. Slowinski & J. Stefanowski - "Rough Classification in Incomplete Information Systems", *Mathematical and Computing Modeling*, Vol. 12, No. 10/11, pp. 1347-1357, 1989.

ANEXO 2

CLASSIFICAÇÃO DO ESTADO OPERATIVO DE UM SISTEMA ELÉTRICO UTILIZANDO A TEORIA DOS CONJUNTOS APROXIMADOS. ("ROUGH SETS THEORY")

Ronaldo Rossi[1] ,José Antônio Jardini[2] ,
Germano Lambert-Torres[1,3]

1. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá - FEG-UNESP
2. Universidade de São Paulo - USP
3. Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI

(Artigo apresentado pelo Prof. Ronaldo Rossi, no III Congresso Latino-Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica,(III CLAGTEE) realizado em Campos do Jordão/SP – De 04 a 08 de novembro de1997).

CLASSIFICAÇÃO DO ESTADO OPERATIVO DE UM SISTEMA ELÉTRICO UTILIZANDO A TEORIA DOS CONJUNTOS APROXIMADOS (ROUGH SETS)

Ronaldo Rossi[1] José Antônio Jardini[2] Germano Lambert-Torres[1,3]

1. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá - FEG-UNESP
2. Universidade de São Paulo - USP
3. Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI

RESUMO:

A operação dos sistemas elétricos é uma tarefa que está se tornando cada vez mais complexa. Várias vezes, o operador deve se valer de certos estados operativos anteriores, para tomar uma decisão sobre a operação do sistema. Estes estados operativos estão, por sua vez, armazenados em bancos de dados e, por serem formados por um grande número elementos e valores, tanto analógicos quanto numéricos, dificultam sua análise.

Este artigo tem a finalidade de apresentar uma metodologia baseada na Teoria dos Conjuntos Aproximados ("Rough Set Theory"), a qual pode ser aplicada na base de dados dos centros de operação, com a finalidade de extrair o conhecimento contido em seus diversos estados operativos.

Palavras-chave: Teoria dos conjuntos aproximados ("Rough Sets"), extração de conhecimento, centro de operações, base de dados.

ABSTRACT:

The operation of a power system is intrinsically complex due to high degree of uncertainty and the large number of variables involved. The various supervision and control actions require the presence of an operator, who must be capable of efficiently responding to the most diverse requests, by handling various types of data and information.

The problem found by the operator is to use all available data in his analysis.A huge number of data and information in a control center database must be manipulated and, mainly, composed to allow the operator to have a visualization of the current state of the system.

The manipulation of all data/information is not an easy task. This paper presents an approach to reduce the size of database system, keeping only the essential information to the process. This approach is based on Rough Set Theory.

Keywords: Rough Sets, Classification, Power System Operation, Database.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência estão sofrendo uma profunda transformação estrutural e técnica. A escassez de recursos para novos investimentos no sistema e o constante aumento da carga, aliado com padrões cada vez mais rígidos de qualidade no fornecimento de energia elétrica, faz com que a operação dos sistemas, seja uma tarefa, dia-a-dia, mais complexa.

Além disto, os operadores mais experientes estão dando lugar a outros mais novos devido aos programas de incentivo a aposentadoria. Está, portanto, pouco a pouco, se perdendo a história e o conhecimento operativo do sistema.

Em adição a este quadro, o número de pontos, que devem ser monitorados pelo operador, é bastante grande e as diferentes condições operativas fazem com que por vezes certos pontos de operação não possam ser bem interpretados pelos operadores.

Diante deste quadro, uma das fontes de consulta dos operadores poderia ser a base de dados do sistema. Nela, ele poderia encontrar diversos elementos importantes para o seu processo de aprendizado, bem como de tomada de decisão durante uma situação anormal ou operativamente perigosa do sistema.

O problema reside no fato de que estas bases contêm elementos de diversas naturezas, numéricos (fluxos de potência ou tensões em barramentos) e analógicos (estados operacionais de disjuntores e chaves), e o número de pontos, que devem ser observados para a interpretação de um dado estado, pode ser enorme.

Como esta consulta é lenta e, na maioria das vezes, não apresenta a eficiência desejada, os operadores quase não consultam os casos passados do sistema.

Este artigo apresenta uma metodologia para a extração do conhecimento de qualquer base de dados. Esta metodologia tem como objetivo principal extrair os principais *atributos* que caracterizam os pontos operativos do sistema, para em seguida apresentar o conhecimento via um conjunto de *regras de produção*, as quais podem ser utilizadas diretamente pelo operador ou incorporadas a outros sistemas de análise ou decisão.

A metodologia proposta é baseada na Teoria dos Conjuntos Aproximados (Rough Set Theory), proposta pelo Professor Zdislaw Pawlak, em 1982 [1].

Inicialmente, este artigo apresenta uma breve revisão da teoria dos conjuntos aproximados, para então formular adequadamente o problema a ser resolvido. A metodologia proposta é então apresentada, com um exemplo ilustrativo que utiliza dados reais.

2. TEORIA DOS CONJUNTOS APROXIMADOS (ROUGH SET THEORY)

A Teoria dos Conjuntos Aproximados [1] é baseada em dois conjuntos denominados por aproximação inferior e aproximação superior e denotados por $\underline{RX}$ e $\overline{RX}$, respectivamente. A idéia central destes dois conjuntos é tentar limitar duas regiões, uma na qual todos os elementos do conjunto fazem parte da solução (aproximação inferior) e outra em que os elementos possivelmente fazem parte da solução (aproximação superior). Portanto, todos os elementos do conjunto de aproximação inferior fazem parte do conjunto de aproximação superior.

Isto define outras três regiões de interesse: região positiva, região fronteira e região negativa, com a seguinte notação, respectivamente, $POS_R(X)$, $BN_R(X)$ e $NEG_R(X)$.

A região positiva coincide com o conjunto de aproximação inferior, sendo composta portanto de elementos que fazem parte da solução do problema. A região fronteira é a diferença entre os dois conjuntos de aproximação e é composta por elementos que podem ou não fazer parte da solução. Finalmente, a região negativa contém elementos que não fazem parte da solução.

Um exemplo dessas três regiões está mostrado na Figura 1, onde o objetivo é determinar a região de solução gerada pela linha mais grossa.

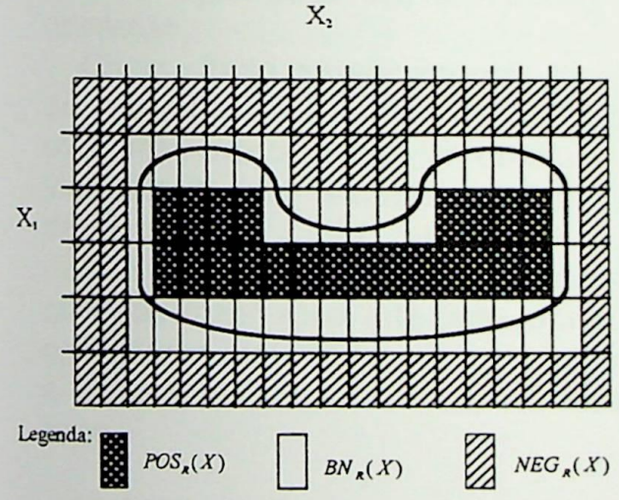


Figura 1 - Regiões de interesse da Teoria dos Conjuntos Aproximados.

Matematicamente, os conjuntos aproximados podem ser definidos como mostrado a seguir.

Seja o conjunto $X \subseteq U$, R uma relação equivalente e $K = (U,R)$, uma base de conhecimento, que os associa. Os dois conjuntos aproximados podem então ser escritos como sendo:

a) R-inferior: $\underline{R}X = \cup \{Y \in U/R : Y \subseteq X\}$

b) R-superior: $\overline{R}X = \cup \{Y \in U/R : Y \cap X \neq \emptyset\}$

Isto significa que os elementos pertencentes ao conjunto $\underline{R}X$ certamente podem ser classificados como elementos de X; enquanto os pertencentes a $\overline{R}X$, possivelmente poderão vir a ser classificados como elementos de X.

Da mesma maneira, as regiões $POS_R(X)$, $BN_R(X)$ e $NEG_R(X)$ podem ser definidas [2]:

c) $POS_R(X) = \underline{R}X$
$\Rightarrow$ certamente membro de X

d) $NEG_R(X) = U - \overline{R}X$
$\Rightarrow$ certamente não-membro de X

e) $BN_R(X) = \overline{R}X - \underline{R}X$
$\Rightarrow$ possivelmente membro de X

3. APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA A SER RESOLVIDO

Uma das tarefas que os responsáveis pela operação de um sistema elétrico desempenham a cada instante é a de verificar se um determinado ponto de operação é seguro ou não.

Um ponto de operação pode ser considerado seguro, se ocorrerem contingências no sistema e isto ainda não levá-lo a um dos seguintes estados do sistema: de emergência (com violações dos limites operativos) ou de restauração (com cortes de carga) [3].

Estas contingências podem ser simples, tais como, saídas de linhas e/ou unidades geradoras e entradas e/ou saídas de blocos de carga, ou ainda contingências múltiplas.

Como pode ser visto pela Figura 2, uma contingência de mesma magnitude pode, dependendo do ponto de operação do sistema, significar a mudança de um estado ou não. É exatamente esta análise que deve ser feita pelo operador.

O ponto de operação A é seguro para a contingência, enquanto o ponto B, a despeito de ser um estado operativo Normal, não é seguro para a contingência.

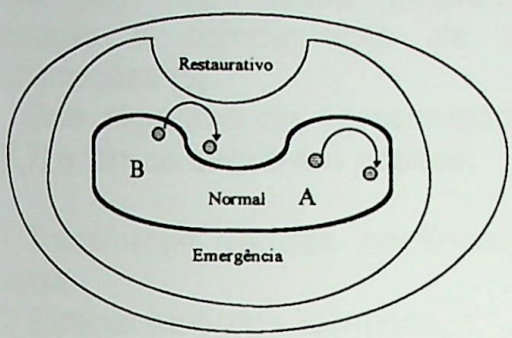


Figura 2- Estados operativos.

Uma das fontes que o operador pode ter para verificar a segurança ou não de um sistema é a sua base de dados, a qual armazena os diversos valores registrados em um ponto de operação.

Como citado anteriormente, devido ao grande número de pontos existentes nesta base, a consulta e visualização do estado é bastante difícil. Seria de utilidade, a disponibilidade de um programa que pudesse fazer esta interface para os operadores, extraindo as informações e os conhecimentos existentes nesta base.

4. APRESENTAÇÃO DO ALGORITMO

Antes de apresentar o algoritmo de extração de conhecimento de uma base de dados, dois conceitos básicos da Teoria dos Conjuntos Aproximados devem ser definidos, são eles: redução ("reduct") e básico ("core").

A *redução* é a estrutura mínima de representação do conhecimento existente em uma base. Pode não ser única, pois diversos conjuntos redução podem ser conseguidos em uma base de conhecimento, dependendo dos atributos utilizados para a sua representação.

O conjunto *básico* é composto pelo elementos necessários para compor qualquer conjunto de redução, ou seja, em outras palavras é a interseção desses conjuntos. A Figura 3 mostra, de maneira gráfica, uma base de dados composta pelos seguintes atributos: A, B, C, D, E, F, G, H e I, com 3 possíveis conjuntos de redução, definidos pelo atributos A-B-C, A-C-D e A-E-F, onde somente o atributo A faz parte do conjunto básico.

Com isto, os atributos G, H e I são ditos *dispensáveis*, pois não fazem parte de nenhum conjuntos redução e, por exemplo, D, E e F são ditos *dispensáveis em relação ao conjunto redução* A-B-C.

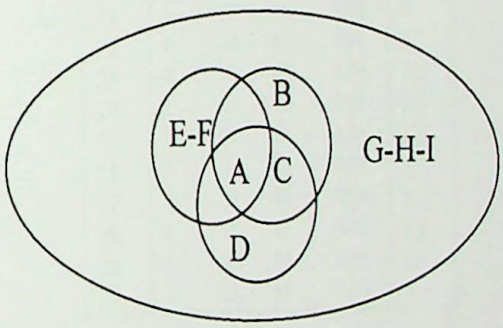


Figura 3 - Representação gráfica dos conjuntos redução e básico.

Matematicamente, pode-se definir os conjuntos redução e básico, utilizando uma família de relações equivalentes **R**.

O conjunto redução de **R**, *RED*(**R**), é definido como um conjunto reduzido de atributos que conserva a mesma classificação indutiva da família **R**. O conjunto básico de **R**, *CORE*(**R**), é aquele que aparece em todos os conjuntos redução de **R**, isto é, o conjunto de elementos indispensáveis para caracterizar a relação **R**.

O algoritmo de redução da tabela de decisão pode ser formulado através

de desenvolvimentos algébricos ou por relações lógicas [4].

Neste trabalho, utiliza-se o segundo encaminhamento. A idéia central deste algoritmo é retirar o conhecimento de uma base de dados através da redução e compactação de suas informações [5].

Este algoritmo foi apresentado em [6,7] e tem os seguintes passos:

1: Transformar valores contínuos em faixas.
2: Eliminar atributos idênticos.
3: Eliminar exemplos idênticos.
4: Eliminar atributos dispensáveis.
5: Calcular o conjunto básico da tabela de decisão.
6: Compor a tabela conjunto redução.
7: Agrupar os exemplos.
8: Compor o conjunto final de regras.

5. EXEMPLO DE REDUÇÃO DE UMA BASE DE DADOS

Seja uma base de dados (parcial) de um centro de operação, composta pelas medidas e dados analógicos, apresentada na Tabela 1.

Para facilitar a explicação, adotou-se poucos atributos e exemplos, embora para grandes bases de dados o procedimento seja idêntico.

A Tabela 1 contém os atributos A, B, C, D e R, onde este último é a saída do sistema (decisão). O atributo A representa o estado operacional de um disjuntor no sistema (1 - aberto e 0 - fechado). Os atributos B e C são fluxos de potências em linhas do sistema (em termos percentuais do carregamento máximo), enquanto D é a tensão (em p.u.) de uma barra do sistema.

Tabela 1 - Base de Dados Reduzida de um Centro de Operação

	Atributos				
U	A	B	C	D	S
1	0	57	82	1,07	N2
2	0	37	32	0,97	N1
3	1	0	87	0,95	N3
4	1	72	71	1,07	N3
5	0	28	39	1,02	N1
6	0	42	82	1,07	N2
7	0	52	59	1,01	S
8	1	62	67	1,04	N3
9	0	57	45	0,99	S
10	0	45	58	1,00	S
11	0	32	67	0,94	S
12	0	0	57	1,08	N2
13	1	58	87	1,08	N3
14	0	58	56	1,07	N2
15	0	25	57	1,03	S
16	0	56	54	1,08	N2
17	1	59	72	1,08	N3
18	0	32	0	0,93	N1
19	0	32	45	0,94	S
20	1	72	67	0,96	N3
21	0	57	45	1,01	S
22	0	32	45	0,94	S
23	0	29	43	1,08	N2
24	1	0	72	0,95	N3
25	1	57	79	1,07	N3
26	0	31	43	0,99	S
27	0	32	42	0,94	S
28	0	17	32	0,92	N1
29	0	23	22	0,91	N1
30	0	23	57	1,00	S

A classificação de cada estado, R, é realizada por um especialista (operador "senior" ou engenheiro) e pode assumir 4 possíveis estados: seguro (S) ou alerta nos níveis, 1 (N1), 2 (N2) ou 3 (N3).

Passo 1:

Neste passo, define-se as faixas de valores a serem utilizadas para cada um dos atributos. Neste exemplo, são utilizadas as seguintes faixas:

- carregamento das linhas (atributos B e C)

valor < 40% ⇒ pequeno (P)
40% ≤ valor ≤ 60% ⇒ médio (M)
valor > 60% ⇒ grande (G)
- tensão no barramento (atributo D)
valor < 0,95 ⇒ baixo (B)
0,95 ≤ valor ≤ 1,05 ⇒ normal (N)
valor > 1,05 ⇒ alto (A)

Tabela 2 - Base de Dados em Faixas

	Atributos				
U	A	B	C	D	S
1	0	M	P	A	N2
2	0	L	L	N	N1
3	1	L	P	N	N3
4	1	P	L	A	N3
5	0	L	L	N	N1
6	0	M	P	A	N2
7	0	M	M	N	S
8	1	P	P	N	N3
9	0	M	M	N	S
10	0	M	M	N	S
11	0	L	M	B	S
12	0	L	M	A	N2
13	1	M	P	N	N3
14	0	M	M	A	N2
15	0	L	M	N	S
16	0	M	M	A	N2
17	1	M	P	A	N3
18	0	L	L	B	N1
19	0	L	M	B	S
20	1	P	P	N	N3
21	0	M	M	N	S
22	0	L	M	B	S
23	0	L	M	A	N2
24	1	L	P	N	N3
25	1	M	P	A	N3
26	0	L	M	N	S
27	0	L	M	B	S
28	0	L	L	B	N1
29	0	L	L	N	N1
30	0	L	M	B	S

Para o atributo A não é necessário definir faixas pois se trata de um valor analógico que pode assumir somente os valores 0 e 1. Com estas faixas, apresentadas no Passo 1, pode-se montar a Tabela 2.

Passo 2:

Neste passo, verifica-se se existem atributos com valores idênticos para todos os exemplos, afim de eliminá-los. Nota-se que isto não ocorre na Tabela 2.

Passo 3:

Neste passo, elimina-se exemplos idênticos, ou seja, na Tabela 3, o exemplo 1 é composto pelos exemplos 12 e 23 que são idênticos na Tabela 2.

Tabela 3 - Base de Dados em Exemplos

	Atributos					U
U	A	B	C	D	S	antigo
1	0	L	M	A	N2	12,23
2	1	M	P	N	N3	13
3	1	P	P	N	N3	8,20
4	0	L	M	B	S	11,19,22, 27,30
5	0	L	L	B	N1	18,28
6	0	M	M	N	S	7,9,10,21
7	0	M	P	A	N2	1,6
8	1	M	P	A	N3	17,25
9	0	L	L	N	N1	2,5,29
10	0	L	M	N	S	15,26
11	1	L	P	N	N3	3,24
12	0	M	M	A	N2	14,16
13	1	P	L	A	N3	4

Passo 4:

Neste passo, verifica-se a existência de atributos dispensáveis. Esta tarefa pode ser realizada passo-a-passo, retirando-se cada atributo e verificando-se se sua falta causa inconsistências.

Por exemplo, ao retirar-se o atributo A, verifica-se que os exemplos 7 e 8 da Tabela 3, apresentam os mesmos valores dos atributos restantes (B, C e D), porém levam a resultados diferentes. Isto gera uma inconsistência. Com isto, o atributo A é dito *indispensável* para a caracterização deste conjunto de exemplos.

Tabela 4 - Base de Dados em Exemplos

	Atributos				U
U	A	C	D	S	antigo
1	0	M	A	N2	1,12
2	1	P	N	N3	2,3,11
3	0	M	B	S	4
4	0	L	B	N1	5
5	0	M	N	S	6,10
6	0	P	A	N2	7
7	1	P	A	N3	8,13
8	0	L	N	N1	9

Da mesma maneira, procede-se com todos os outros atributos, verificando-se que o atributo B é dispensável. Daí, reescreve-se a Tabela 3, sem o atributo B e unindo-se os exemplos idênticos (Tabela 4).

Passo 5:

Neste passo, calcula-se o conjunto básico da Tabela de exemplos. Este cálculo pode ser feito eliminando-se um atributo de cada exemplo e verificando-se se a tabela é ainda consistente.

Por exemplo, ao eliminar-se do exemplo 1 da Tabela 4 o atributo A, nota-se que este exemplo não é confundido com nenhum outro, logo este atributo não é básico ("core") para sua representação. Isto não acontece com o atributo D, pois sua falta confunde os exemplos 1, 3 e 5. A Tabela 5 mostra o conjunto básico para estes exemplos.

Tabela 5 - Base de Dados - Conjunto Básico

	Atributos			
U	A	C	D	S
1	-	-	A	N2
2	-	-	-	N3
3	-	M	B	S
4	-	L	-	N1
5	-	M	N	S
6	0	-	-	N2
7	1	-	-	N3
8	-	L	-	N1

Passo 6:

De posse do conjunto básico, calcula-se o conjunto reduzido dos exemplos, os quais reúnem os atributos necessários para a mínima caracterização dos exemplos.
(Tabela 6).

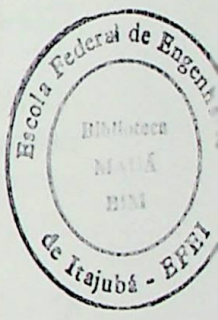
Tabela 6 - **Base de Dados Conjunto Redução**

	Atributos			
U	A	C	D	S
1A	0	-	A	N2
1B	-	M	A	N2
2A	1	P	-	N3
2B	1	-	N	N3
2C	-	P	N	N3
3	-	M	B	S
4	-	L	-	N1
5	-	M	N	S
6A	0	P	-	N2
6B	0	-	A	N2
7	1	-	-	N3
8	-	L	-	N1

Passo 7 e 8 :

Nestes passos, agrupam-se os exemplos semelhantes e produz-se as regras de produção, que representam o conhecimento existente na Tabela 1. Assim, do exposto, as seguintes regras são produzidas:

R1: $(C=M \wedge D=B) \vee (C=M \wedge D=N) \rightarrow S$
$C=M \wedge (D=B \vee D=N) \rightarrow S$
R2: $C=L \rightarrow N1$
R3: $(A=0 \wedge D=A) \vee (C=M \wedge D=A) \vee$
$(A=0 \wedge C=P) \rightarrow N2 \Rightarrow$
$((A=0 \vee C=M) \wedge D=A) \vee$
$(A=0 \wedge C=P) \rightarrow N2$
R4: $A=1 \vee (C=P \wedge D=N) \rightarrow N3$
ou em linguagem natural:



R1: Se o carregamento na linha C for médio e a tensão na barra D for baixa ou normal, então o sistema é seguro.

R2: Se o carregamento na linha C for baixo, então o sistema está em alerta nível 1.

R3: Se a tensão na barra D for alta e (o disjuntor A estiver aberto ou o carregamento da linha C for médio), então o sistema está em alerta nível 2.
Se o disjuntor A estiver aberto e a tensão na barra D for alta, então o sistema está em alerta nível 2.

R4: Se o disjuntor A estiver fechado então o sistema está em alerta nível 3.

Se o carregamento da linha C for alto e a tensão na barra D for normal, então o sistema está em alerta nível 4.

6. CONCLUSÃO

É sabido que uma das grandes dificuldades que se encontra nos sistemas baseados em conhecimento é a etapa de aquisição do conhecimento do especialista.

Este artigo apresenta uma contribuição no sentido de facilitar esta etapa. O conhecimento contido em uma base de dados é enorme e ele pode ser utilizado, bastando para tal que o especialista defina caso a caso a classificação do sistema. Isto não requer que ele explique "como" e "por quê" fez uma determinada classificação.

Outra etapa igualmente complicada na concepção dos sistemas baseados em conhecimento é a verificação da consistência.

No processo ora apresentado, esta etapa é automática, não necessitando de maiores cuidados.

A despeito do exemplo ser apresentado para uma base de dados reduzida, o algoritmo deste artigo pode ser utilizado para base de diferentes tamanhos.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a UNESP, USP e EFEI pelas facilidades proporcionadas para o desenvolvimento deste trabalho, e ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e a CAPES (Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento do Pessoal de Nível Superior) pela suporte financeiro desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

[1] Z. Pawlak - "Rough Sets", *International Journal of Information and Computer Sciences*, Vol.11, pp. 341-356, 1982.

[2] Z. Pawlak - "Rough Sets - Theoretical Aspects of Reasoning about Data", *Klumer Academic Publishers*, 1991.

[3] B. Valiquette, G. Lambert-Torres and D. Mukhedkar - "An Expert System Based Diagnosis and Advisor Tool for Teaching Power System Operation Emergency Control Strategies", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.6 , No.3, pp. 1315-1322, August 1991.

[4] R. Slowinski & J. Stefanowski - "Rough Classification in Incomplete Information Systems", *Mathematical and Computing Modeling*, Vol. 12, No. 10/11, pp. 1347-1357, 1989.

[5] G. Lambert-Torres *et al.* - "A Fuzzy Knowledge-Based System for Bus Load Forecasting", In: Fuzzy Logic Technology and Applications, edited by Robert J. Marks II, *IEEE Press*, pp. 221-228, 1994.

[6] Z. Pawlak - "Rough Classification", *International Journal on Man-Machine Studies*, Vol. 20, pp. 469-483, 1984.

[7] G. Lambert-Torres, A.P. Alves da Silva, V.H. Quintana & L.E. Borges da Silva - "Knowledge-Base Reduction based on Rough Set Techniques", Proceedings of Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Calgary, May 26-29, 1996.

ANEXO 3

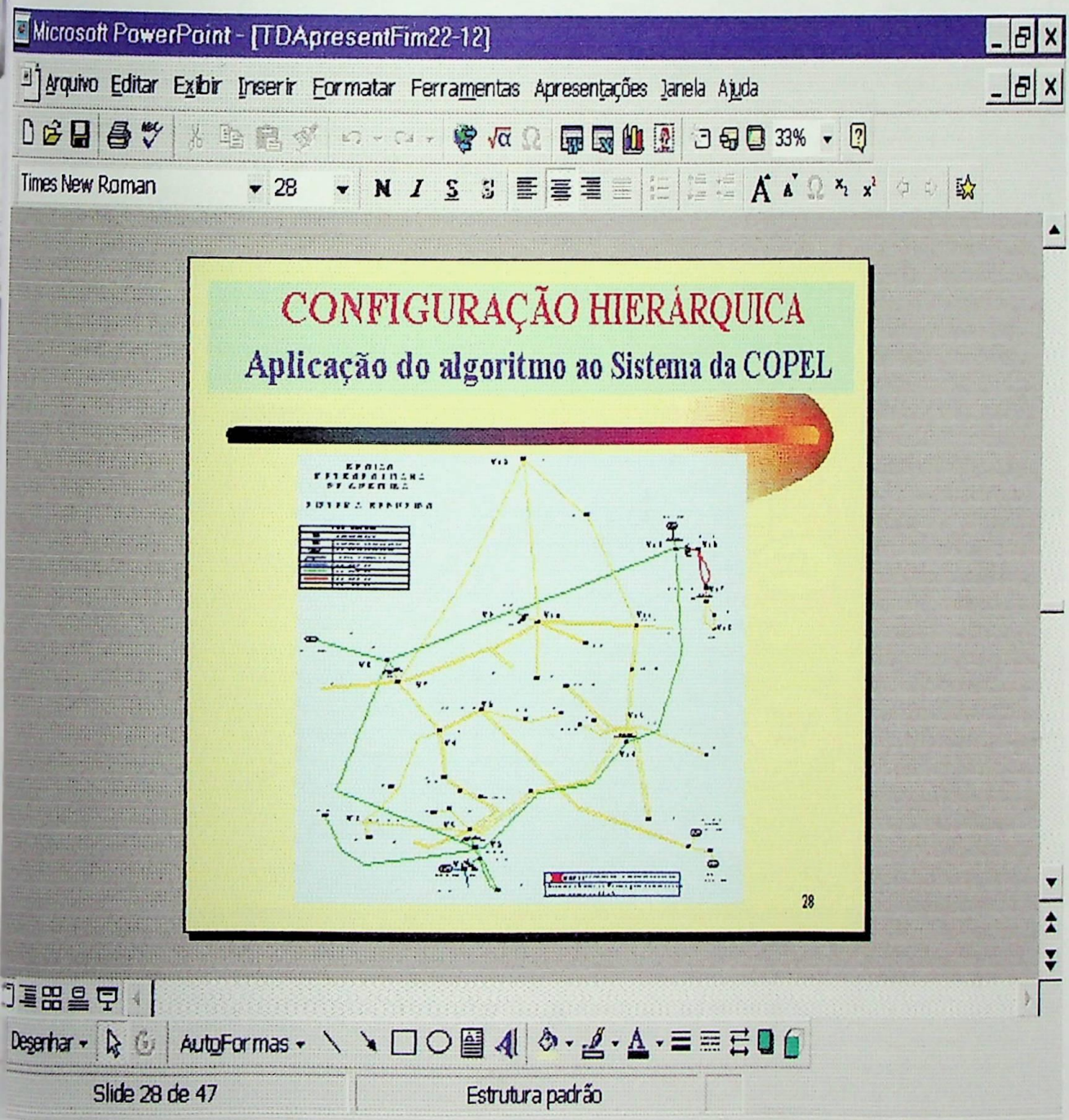
PRINCIPAIS RESULTADOS

SIMULAÇÕES 1 e 2

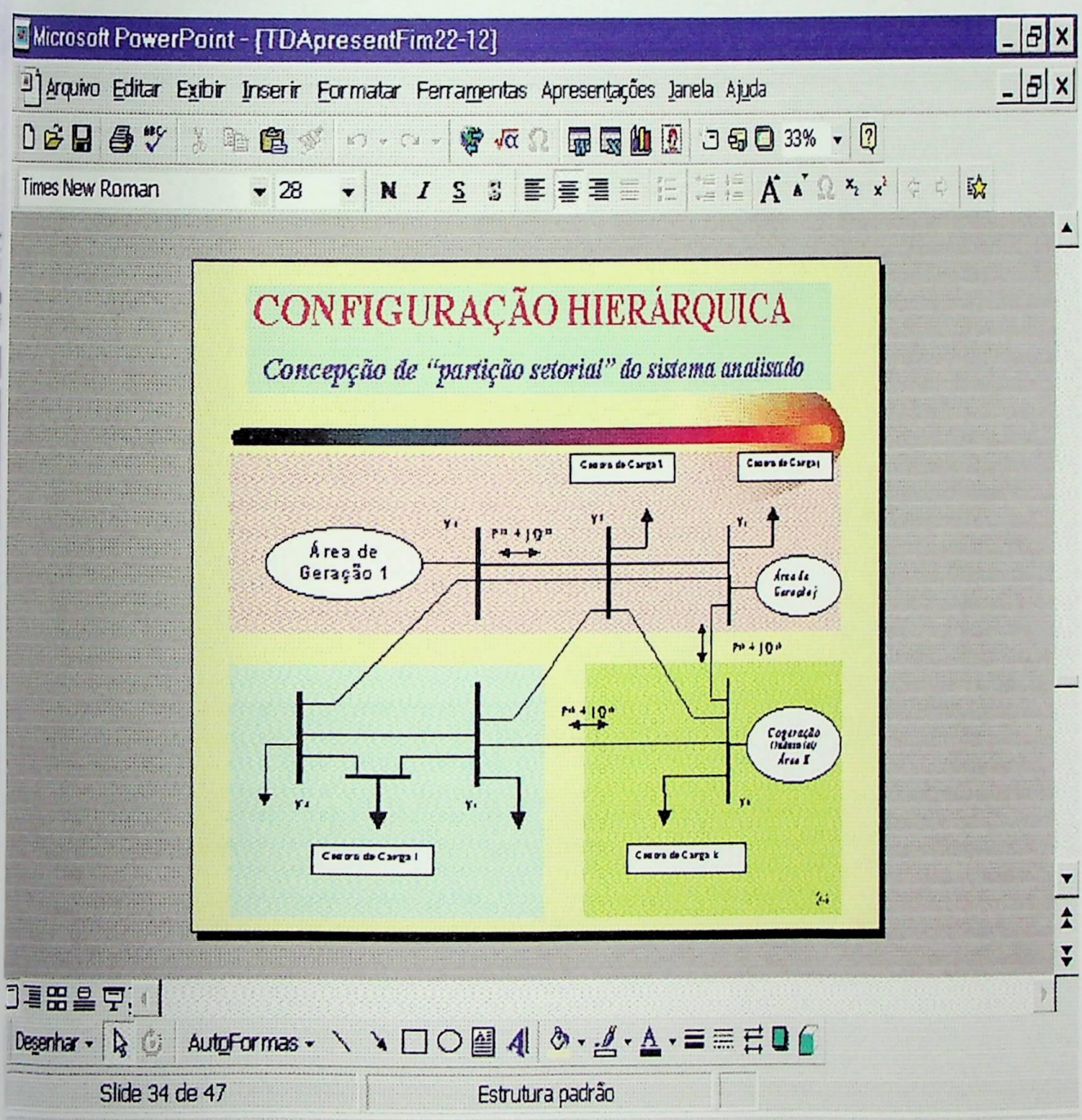
Configuração Básica do Sistema da COPEL

Região Metropolitana de Curitiba

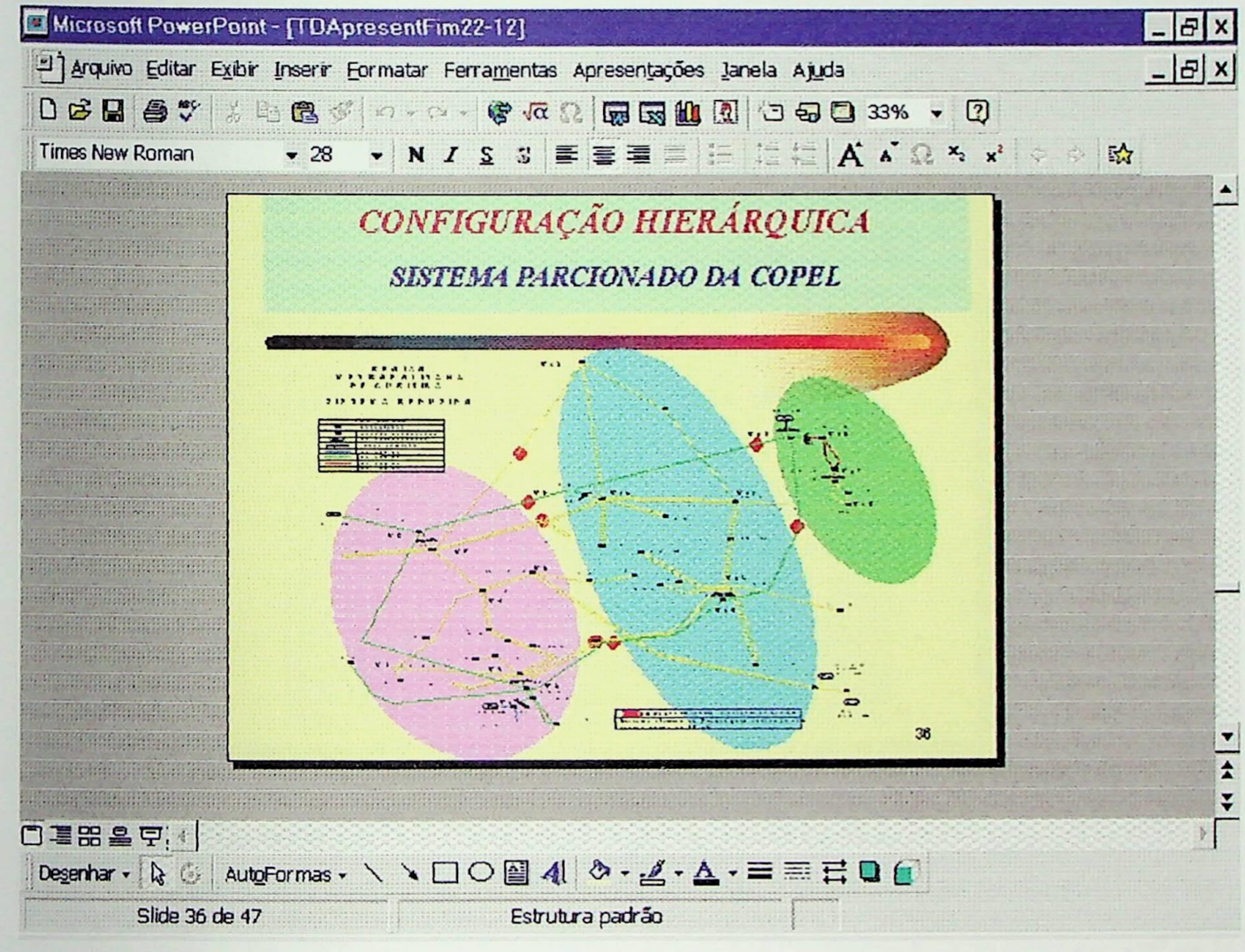
Sistema Simulado – Casos 1 e 2.



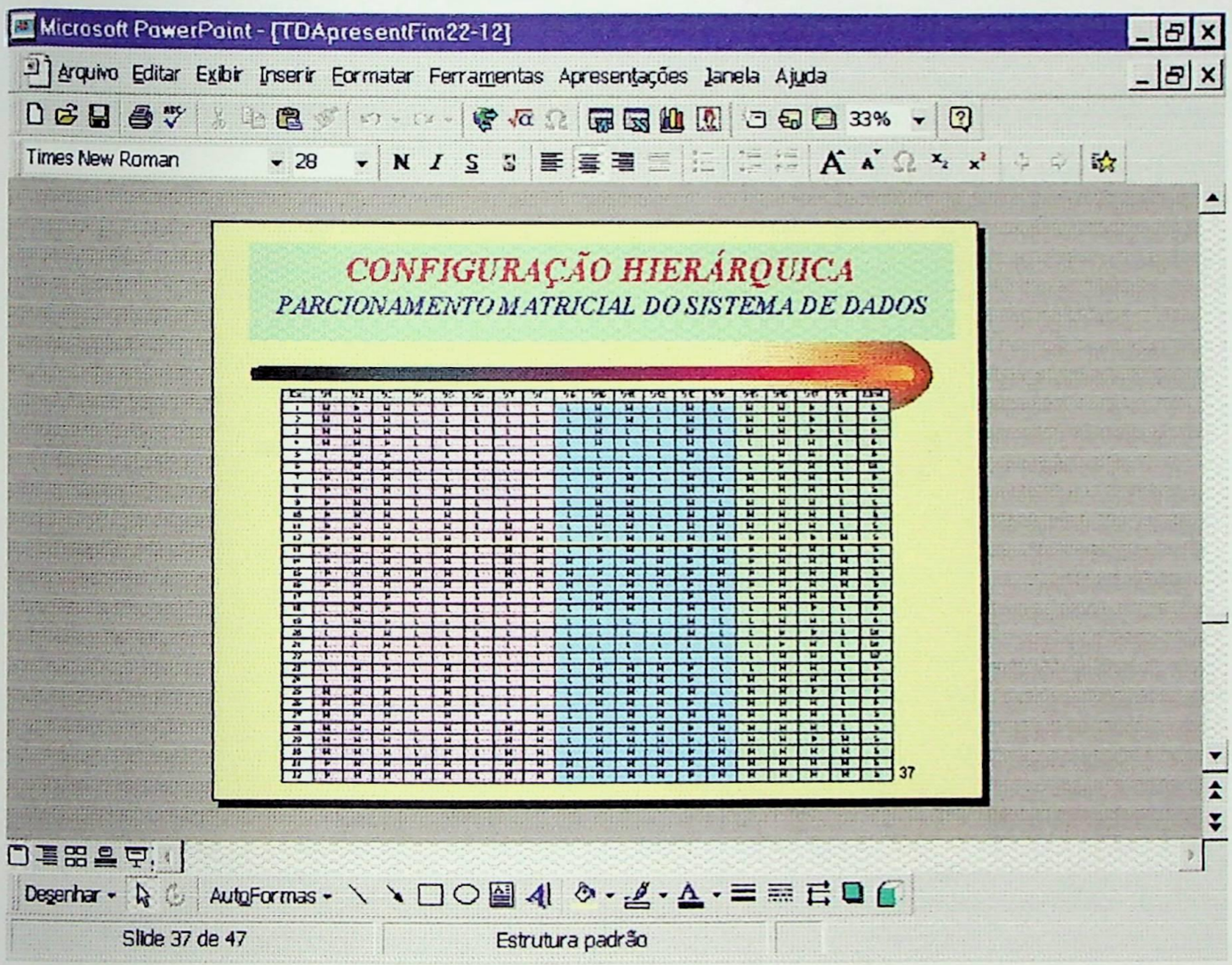
Conceito de Parcionamento Setorial do Sistema



Parcionamento Setorial Aplicado ao Sistema da COPEL



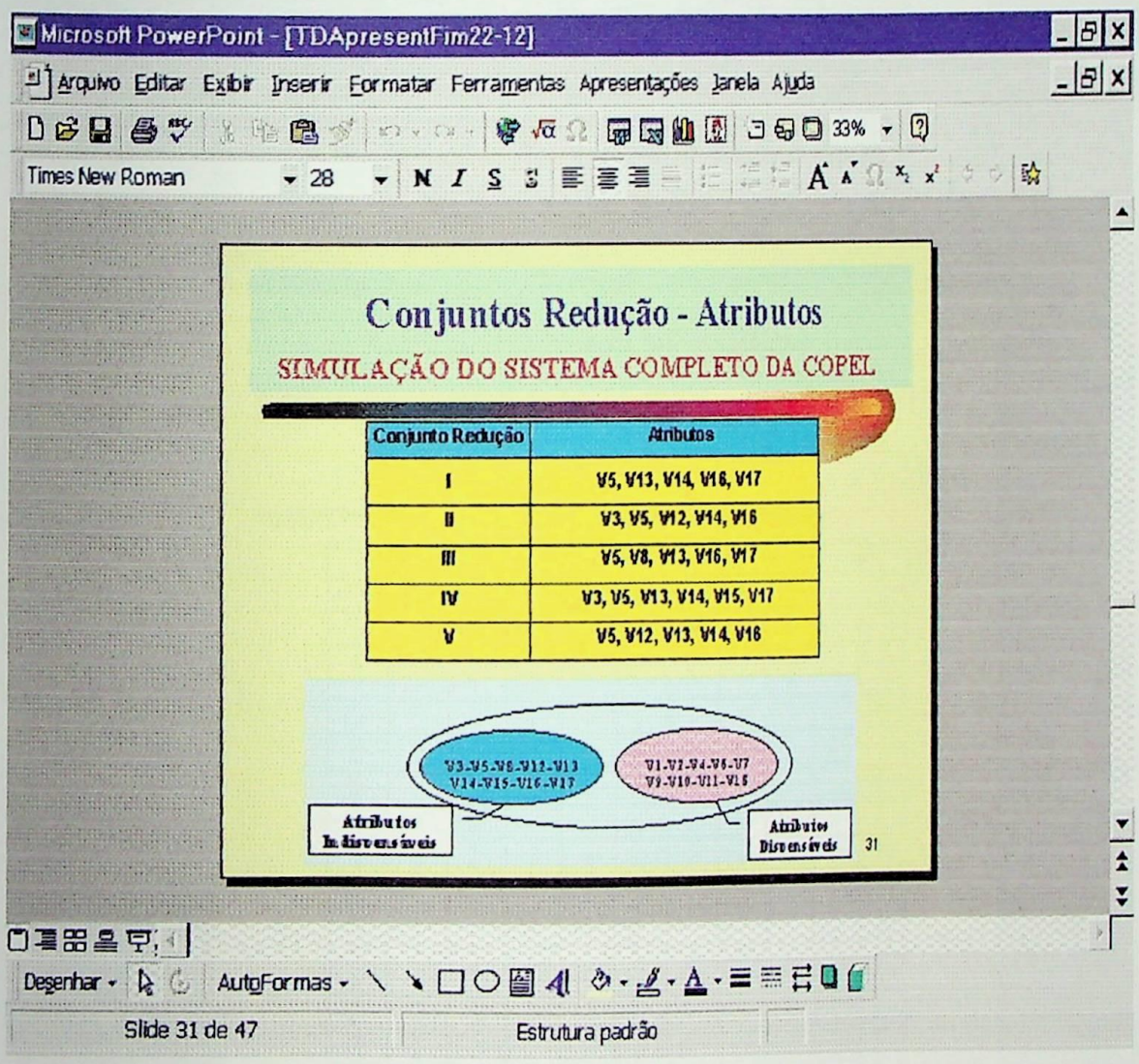
Matriz Parcionada das Tensões de Barras do Sistema da COPEL



Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI
Biblioteca MAUÁ BIM

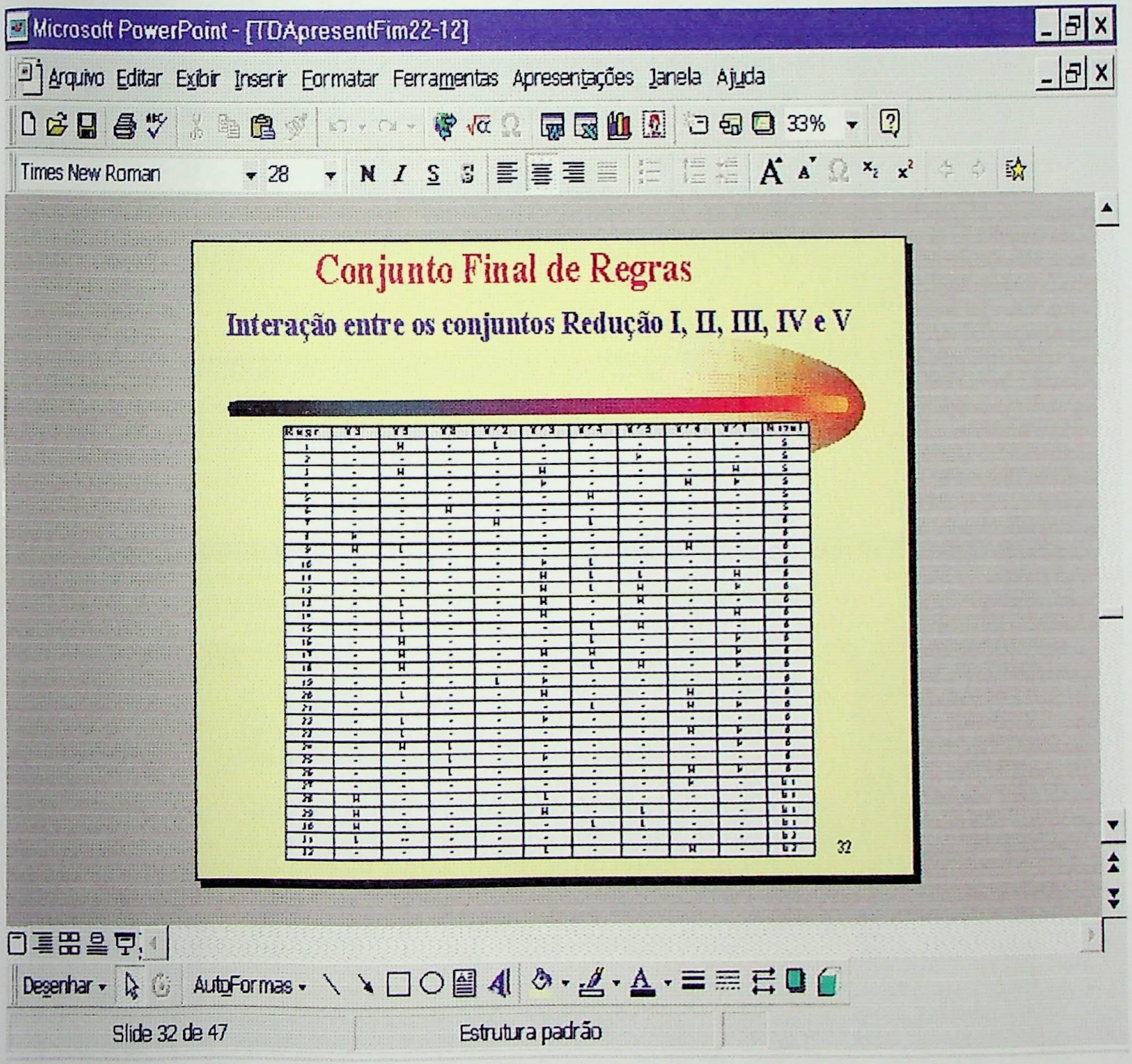
Simulação do Sistema Completo da COPEL - CASO 1:

Conjuntos Redução e Atributos



Simulação do Sistema Completo da COPEL - CASO 1:

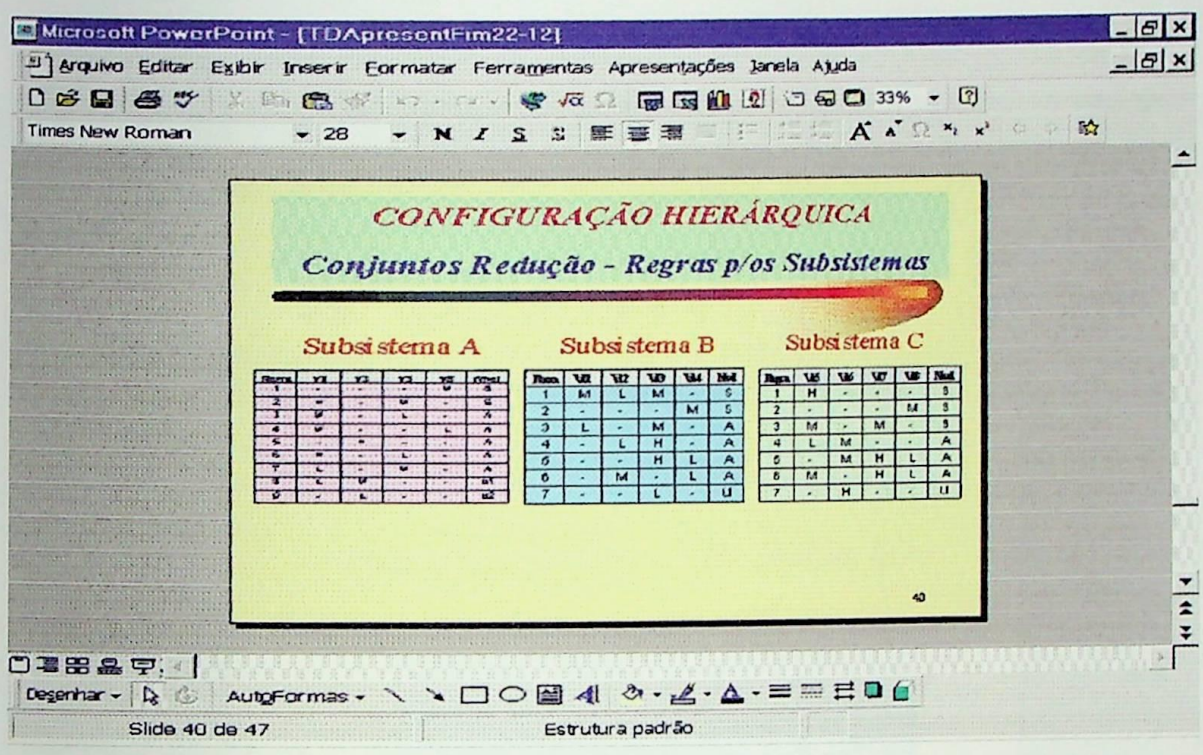
Resultados das Interações entre os Conjuntos Redução

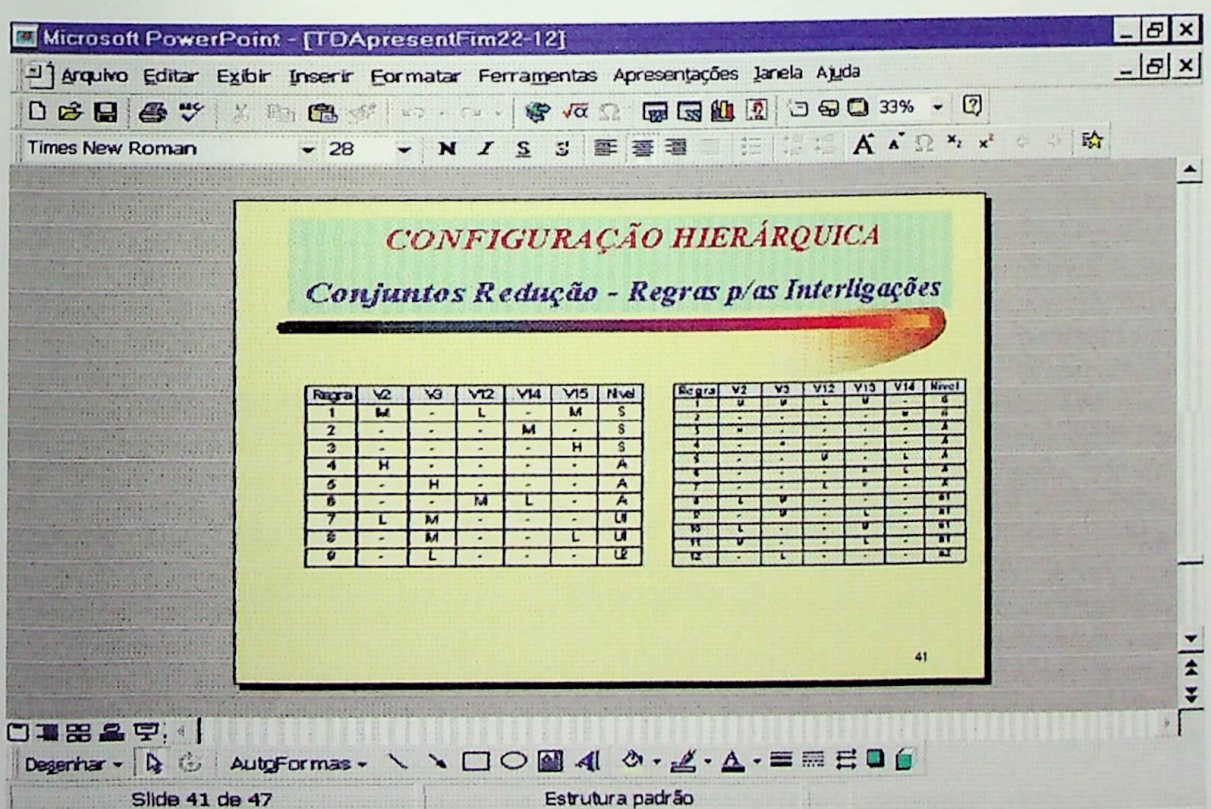


Simulação do Sistema Completo da COPEL - CASO 2:

Conjuntos Redução e Atributos Para:

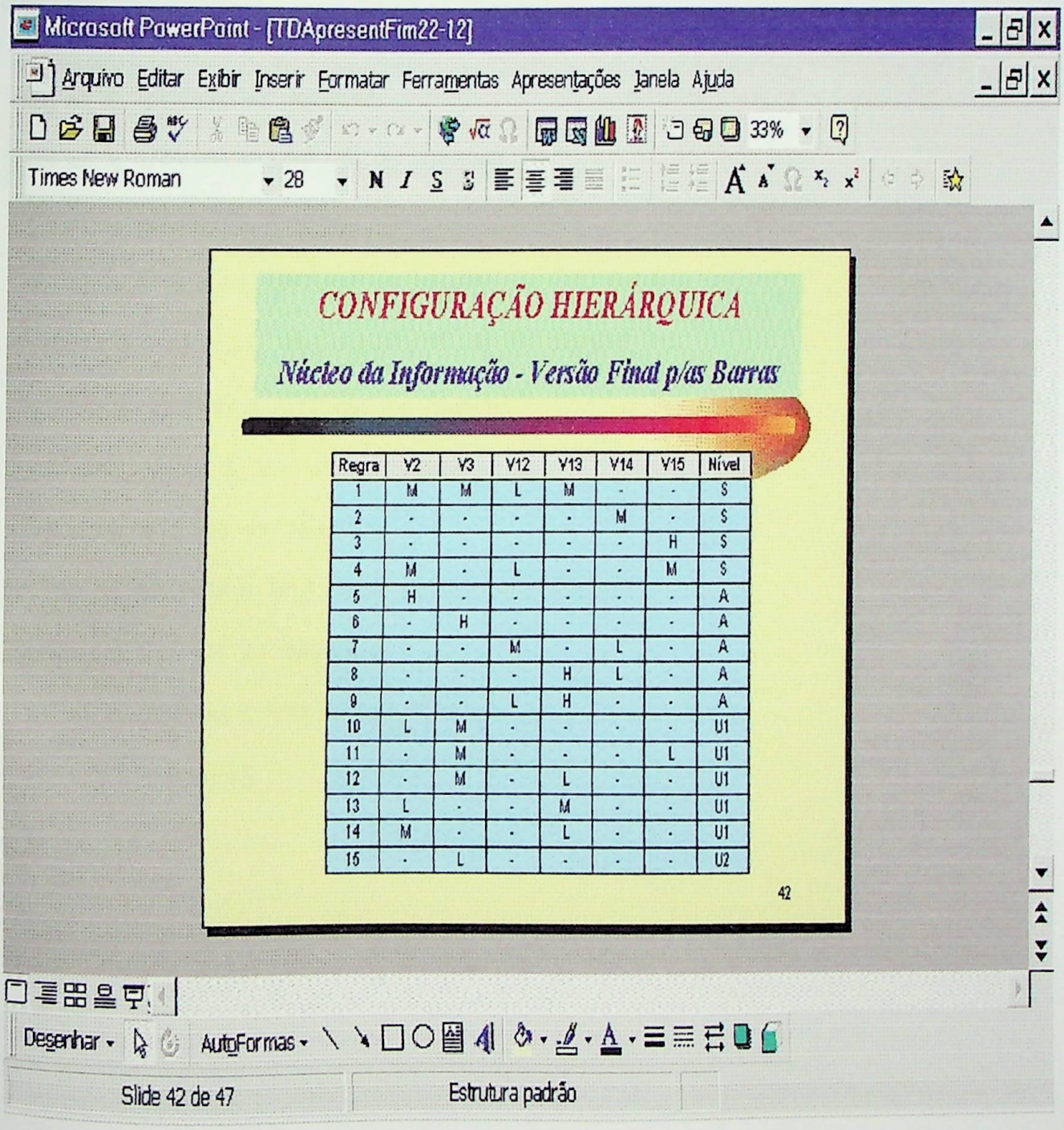
Sub-Sistemas ABC e Interligações





Simulação do Sistema Completo da COPEL - CASO 2:

Resultado Final



Regra	V2	V3	V12	V13	V14	V15	Nível
1	M	M	L	M	-	-	S
2	-	-	-	-	M	-	S
3	-	-	-	-	-	H	S
4	M	-	L	-	-	M	S
5	H	-	-	-	-	-	A
6	-	H	-	-	-	-	A
7	-	-	M	-	L	-	A
8	-	-	-	H	L	-	A
9	-	-	L	H	-	-	A
10	L	M	-	-	-	-	U1
11	-	M	-	-	-	L	U1
12	-	M	-	L	-	-	U1
13	L	-	-	M	-	-	U1
14	M	-	-	L	-	-	U1
15	-	L	-	-	-	-	U2

Exemplos de Geração de Regras

Conjunto Escolhido: V5 ,V8 ,V13 ,V16 ,V17

V13 =H & V16 =M & V17 =H => Nivel=S

V13 =L & V16 =H => Nivel=U1

V13 =L & V16 =M => Nivel=U2

V13 =M & V16 =H => Nivel=U1

V5 =L & V13 =H => Nivel=A

V5 =L & V13 =M & V16 =M => Nivel=A

V5 =L & V13 =M & V17 =M => Nivel=A

V5 =L & V16 =M & V17 =H => Nivel=A

V5 =M & V13 =M & V16 =M & V17 =M => Nivel=S

V5 =M & V13 =M & V17 =M => Nivel=S

V5 =M & V8 =L & V17 =H => Nivel=A

V8 =L & V13 =H => Nivel=A

V8 =L & V13 =M & V16 =M & V17 =H => Nivel=A

V8 =L & V16 =H => Nivel=U1

V8 =L & V16 =M & V17 =H => Nivel=A

V8 =M => Nivel=S

Exemplos de Geração de Regras

Conjunto Escolhido: V5 ,V12 ,V13 ,V14 ,V16

V12 =L & V13 =H => Nivel=A

V12 =L & V13 =L & V16 =H => Nivel=U1

V12 =L & V13 =L & V16 =M => Nivel=U2

V12 =L & V13 =M & V16 =H => Nivel=U1

V12 =L & V14 =L & V16 =H => Nivel=U1

V12 =L & V14 =M => Nivel=S

~~V12 =M & V13 =M & V14 =L => Nivel=A~~

V12 =M & V14 =L => Nivel=A

~~V12 =M & V14 =M => Nivel=S~~

V13 =H & V14 =L => Nivel=A

V13 =H & V14 =M => Nivel=S

V13 =L & V14 =L & V16 =H => Nivel=U1

V13 =L & V14 =L & V16 =M => Nivel=U2

V13 =M & V14 =L & V16 =H => Nivel=U1

V13 =M & V14 =M => Nivel=S

~~V5 =L & V13 =M & V14 =L & V16 =M => Nivel=A~~

V5 =L & V13 =M & V16 =M => Nivel=A

V5 =M & V12 =L => Nivel=S

Exemplos de Geração de Regras

Conjunto Escolhido: V3 ,V5 ,V13 ,V14 ,V15 ,V17

V13 =H & V14 =L => Nivel=A

V13 =H & V14 =M => Nivel=S

V13 =M & V14 =L & V15 =L & V17 =M => Nivel=A

V13 =M & V14 =L & V15 =M & V17 =H => Nivel=A

V13 =M & V14 =M => Nivel=S

V3 =H => Nivel=A

V3 =L => Nivel=U2

V3 =M & V13 =L => Nivel=U1

~~V3 =M & V13 =M & V14 =L & V15 =L => Nivel=U1~~

V3 =M & V13 =M & V15 =L => Nivel=U1

V3 =M & V14 =L & V15 =L => Nivel=U1

V5 =L & V13 =M & V14 =L & V15 =M => Nivel=A

V5 =L & V13 =M & V14 =L & V17 =M => Nivel=A

V5 =L & V13 =M & V15 =M => Nivel=A

V5 =L & V14 =L & V15 =M => Nivel=A

V5 =M & V13 =H & V15 =H => Nivel=S

V5 =M & V13 =H & V15 =M & V17 =H => Nivel=S

~~V5 =M & V13 =M & V14~~ =L & V15 =M & V17 =M => Nivel=S

V5 =M & V13 =M & V14 =L & V17 =H => Nivel=A

V5 =M & V13 =M & V14 =L & V17 =M => Nivel=S

V5 =M & V13 =M & V15 =H => Nivel=S

Exemplos de Geração de Regras

Conjunto Escolhido: V3 ,V5 ,V12 ,V14 ,V16

V12 =L & V14 =L & V16 =H => Nivel=U1

V12 =L & V14 =M => Nivel=S

V12 =M & V14 =L => Nivel=A

V12 =M & V14 =M => Nivel=S

V3 =H => Nivel=A

V3 =L => Nivel=U2

V3 =M & V5 =L & V14 =L & V16 =M => Nivel=A

V3 =M & V5 =L & V16 =M => Nivel=A

V5 =L & V12 =L & V16 =H => Nivel=U1

V5 =L & V14 =L & V16 =H => Nivel=U1

V5 =M & V12 =L => Nivel=S

V5 =M & V14 =M => Nivel=S