

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

METODOLOGIA DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADO EM ÁRVORE DE
DECISÃO PARA A MELHORIA DA SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

DIEIGO SÁ GAIA

DM 35/2014

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIEIGO SÁ GAIA

METODOLOGIA DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADO EM ÁRVORE DE
DECISÃO PARA A MELHORIA DA SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

DM 35/2014

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

METODOLOGIA DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADO EM ÁRVORE DE
DECISÃO PARA A MELHORIA DA SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistema de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2014

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFPA

Gaia, Dieigo Sa, 1988-

Metodologia de controle preventivo baseado em árvore de decisão para a melhoria da segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência / Dieigo Sa Gaia. - 2014.

Orientador: João Paulo Abreu Vieira;

Coorientador: Ubiratan Holanda Bezerra.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2014.

1. Sistemas de energia elétrica - estabilidade. 2. Sistemas de energia elétrica - confiabilidade. 3. Processo decisório - modelos matemáticos. I. Título.

CDD 22. ed. 621.3191

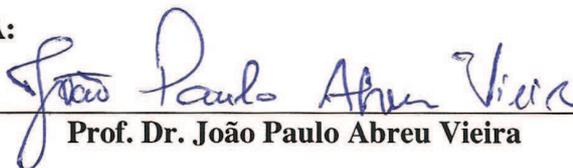
**“METODOLOGIA DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADO EM
ÁRVORE DE DECISÃO PARA A MELHORIA DA SEGURANÇA
ESTÁTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA”**

AUTOR: DIEIGO SÁ GAIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 05/12/2014

BANCA EXAMINADORA:



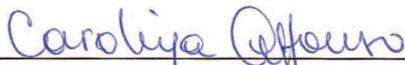
Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

(Orientador – PPGEE/UFPA)



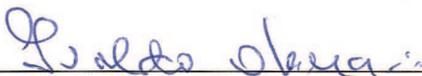
Prof. Dr. Ubiratã Holanda Bezerra

(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



Profª. Drª. Carolina de Mattos Affonso

(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Ivaldo Ohana

(Avaliador Externo ao Programa– ITEC/UFPA)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, que me guia e acompanha todos os dias da minha vida, sendo sempre um amigo inseparável, compartilhando comigo os momentos mais felizes e dando-me tranquilidade e ânimo nos momentos mais difíceis e tristes da minha vida.

Agradeço ao meu orientador, Prof. João Paulo Abreu Vieira, por todos os conselhos, recomendações, disponibilidade e prontidão sempre demonstradas, que se mostrou não apenas como um Orientador, mas sim como um grande amigo, onde esses pequenos detalhes de importante relevância em minha preparação. Agradeço também ao meu Co-orientador Ubiratan Bezerra, que sempre se demonstrou um profissional aberto a qualquer esclarecimento e apoio.

Um obrigado muito especial à minha esposa Bruna Costa. Obrigado por todas as palavras de apoio nos momentos mais difíceis, todos os momentos partilhados, pela compreensão sempre demonstrada, pelo carinho, pelo amor e companheirismo. Agradeço também por ter dado a luz a pessoa mais importante a minha vida, nossa linda filha Beatriz Costa Gaia. Obrigado por fazeres parte da minha vida.

Aos colegas de CEAMAZON e em especial aos meus amigos Felipe Monteiro e Werbeston Douglas com quem compartilhei momentos de trabalhos e divertimento.

A todos, meu eterno agradecimento!

SUMÁRIO

AGRADECIMENTO	V
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS	X
RESUMO	XI
ABSTRACT	XII
1 – CAPÍTULO 01 – INTRODUÇÃO	
1.1 – Introdução.....	01
1.2 – Objetivo da dissertação.....	02
1.3 – Revisão Bibliográfica	02
2 – CAPÍTULO 02 – SEGURANÇA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	
2.1 – Introdução	03
2.2 – Estados de Operação dos SEPs.....	04
2.3 – Segurança Estática de SEPs.....	07
2.4 – Segurança Dinâmica de SEPs.....	08
2.4.1 – Estabilidade Transitória.....	10
2.5 – Avaliação da segurança em tempo real (<i>on-line</i>).....	11
2.6 – Controle Preventivo de SEPs.....	14
3 – CAPÍTULO 03 – ÁRVORE DE DECISÃO	
3.1 – Introdução.....	16
3.2 – Construção de Árvores de Decisão.....	17
3.2.1 – Critérios para seleção de atributos.....	18
3.2.1.1 – Critério do Ganho de Informação.....	19
3.2.1.2 – Critério de Gini.....	20
3.2.2 – Algoritmos para construção de árvore de decisão.....	20
4 – CAPÍTULO 04 – METODOLOGIA	
4.1 – Formação da Base de Dados.....	22
4.2 – Esquemas do Módulo de Avaliação da Segurança Estática em Tempo Real e do Módulo de Controle Preventivo.....	25
5 – CAPÍTULO 05 – RESULTADOS	
5.1 – Sistema Elétrico da Eletrobrás Eletronorte.....	29
5.2 – Estudo de Casos.....	29
5.2.1 – Avaliação da Segurança Estática com Foco na Tensão Operativa.....	29
5.2.1.1 – Treino e teste da árvore de decisão com dados do dia 08/11/2013.....	29
5.2.2 – Controle Preventivo com Foco na Melhoria da Segurança de Tensão.....	34
5.2.2.1 – Treino e teste da árvore de decisão com dados do dia 08/11/2013: Saída da linha de transmissão IZCO-LT7-0101 (circuito 2) entre as barras 126 e 140.....	34
5.2.3 – Controle Preventivo com foco na Melhoria da Estabilidade Transitória.....	38
5.2.3.1 – Treino e teste da árvore de decisão com dados do dia 08/11/2013: Curto-circuito de 100ms próxima à linha de transmissão TUVCLT.....	38

6 – CAPÍTULO 06 – CONCLUSÕES	
6.1 – Considerações Finais.....	41
6.2 – Proposta de trabalhos futuros.....	41
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	42

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 – Estados de operação para o Sistema de Potência.....	05
Figura 2.2 – Classificação de Estabilidade de SEPs.....	09
Figura 2.3 – Resposta no tempo do ângulo do rotor frente a um distúrbio transitório.....	10
Figura 2.4 – Principais funções de supervisão e controle em tempo real.....	12
Figura 2.5 – Nomograma de segurança (BREIMAN, 1984).....	14

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 – Exemplo de uma árvore de decisão.....	17
Figura 3.2 – Indução de árvore de decisão por profundidade.....	18
Figura 3.3 – Indução de árvore de decisão por largura.....	18

CAPÍTULO 4

Figura 4.1 – Novo Esquema para formação das árvores de decisão para fins de avaliação da segurança estática partir do uso de arquivos .PWF exportados pela plataforma SAGE.....	23
Figura 4.2 – Novo Esquema para formação das árvores de decisão para fins de avaliação da segurança dinâmica.....	25
Figura 4.3 – Esquema de geração do código da árvore de decisão para fins de avaliação da segurança estática e dinâmica.....	27
Figura 4.4 – Esquema do Módulo de Ações de Controle Preventivo “ <i>On-line</i> ” baseado em árvore de decisão.....	28
Figura 4.5 – Esquema do Módulo de Ações de Controle Preventivo “ <i>Off-line</i> ” baseado em árvore de decisão.....	28

CAPÍTULO 5

Figura 5.1 – Sistema Elétrico da Eletrobrás Eletronorte (Regional Pará) localizado na área azul.....	29
Figura 5.2 – Ramo da árvore de decisão que se refere à topologia A01 do dia 08/11/2013.....	30
Figura 5.3 – Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 01:18hs).....	31
Figura 5.4 – Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 01:18hs) após ajustes baseados nas regras da árvore de decisão.....	32
Figura 5.5 – Ramo da árvore de decisão que se refere à topologia A11 do dia 08/11/2013.....	33

Figura 5.6 – Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 09/11/2013 as 00:05hs).....	34
Figura 5.7 – Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 01:18hs) após ajustes baseados nas regras da árvore de decisão.....	34
Figura 5.8 – Ramo da árvore de decisão que se refere à topologia A03 do dia 08/11/2013, considerando a saída da linha de transmissão IZCO-LT7-0101.....	35
Figura 5.9 – Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 05:15hs, com o desligamento da linha IZCO-LT7-0101).....	36
Figura 5.10 – Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 05:15hs, com o desligamento da linha IZCO-LT7-0101) após ajustes baseados nas regras da árvore de decisão.....	36
Figura 5.11 – Ramo da árvore de decisão que se refere à topologia A03 do dia 08/11/2013, para fins de auxílio ao controle preventivo para garantir a estabilidade transitória.....	38
Figura 5.12 – Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte.....	39
Figura 5.13 – Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte, após o ajuste baseado nas regras da árvore de decisão.....	39

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Descrição dos estados de operação para o Sistema de Potência.....	06
Tabela 2.2 – Descrição das transições dos estados de operação.....	07
Tabela 5.1 – Matriz confusão da árvore de decisão para fins de avaliação da segurança estática.....	31
Tabela 5.2 – Matriz confusão da árvore de decisão treinada com dados do dia 08/11/2013 e testada com dados do dia 09/11/2013.....	33
Tabela 5.3 – Matriz confusão da árvore de decisão para fins de auxílio ao controle preventivo, em caso de desligamento da saída da linha IZCO-LT7-0101.....	36
Tabela 5.4 – Matriz confusão da árvore de decisão para fins de auxílio ao controle preventivo, em caso de desligamento da saída da linha IZCO-LT7-0101.....	38

RESUMO

A presente dissertação visa apresentar um conjunto de desenvolvimentos, aplicativos e serviços para suporte à operação em tempo real e ao controle preventivo visando garantir a segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência. A técnica de mineração de dados conhecida como árvore de decisão foi utilizada tanto para classificar o estado operacional do sistema, bem como para fornecer diretrizes à tomada de ações de controle, necessárias para evitar a degradação da tensão operativa e a instabilidade transitória. Testes preliminares foram realizados utilizando o histórico operacional do SCADA/SAGE do Centro de Operação Regional do Pará da Eletrobrás Eletronorte. Os resultados obtidos validaram completamente o conjunto (protótipo) de aplicativos e serviços, e indicam um grande potencial para a aplicação no ambiente de operação em tempo real.

Palavras-chaves: Sistemas de potência, árvore de decisão, segurança de tensão, estabilidade transitória, avaliação da segurança estática e dinâmica, e controle preventivo.

ABSTRACT

This work aims to present a set of computational tools to support the real time operation and preventive control to enhance the static and dynamic security of power systems. The data mining technique known as decision tree was utilized to determine power system operating state as well as to provide operating guidelines for the preventing control actions necessary to avoid continuous decline of bus voltages and transient instability problems. Preliminary tests were carried out using operation historical data collected by SCADA/SAGE host located at Eletrobrás Eletronorte's regional control center. The obtained results validated the set of computational tools and also demonstrated the prospective application in real time operating environment.

Keywords: power systems, decision tree, voltage security, transient stability, static and dynamic security assessment, preventive control.

CAPÍTULO 01 – INTRODUÇÃO

1.1 – Introdução

Com o processo de desregulamentação do setor elétrico brasileiro as instalações de transmissão têm operado de forma mais estressada, próximas dos limites de segurança. Ao mesmo tempo, é notável o crescimento das exigências dos padrões de qualidade e confiabilidade das redes de energia elétrica.

Nesse contexto, a avaliação da segurança de sistemas elétricos de potência (SEPs) tem se tornado cada vez mais relevante e deve atender requisitos como precisão, robustez e velocidade de processamento. Quando um SEP está sujeito a condições que degradam a tensão operativa ou mesmo quando contingências futuras possam levá-lo a condições de tensões críticas e instabilidades, ações de controle preventivo tornam-se indispensáveis no sentido de restaurar as margens de segurança estática e dinâmica apropriadas para o mesmo.

A segurança estática de um SEP está ligada a um dado ponto de equilíbrio da rede, para o qual são avaliados os níveis de tensão e carregamento. Normalmente, a ferramenta de análise da segurança estática se resume a algoritmos de fluxo de carga. Ou seja, para um dado ponto de operação, o sistema é considerado estaticamente seguro se os níveis de tensão em todas as barras estão dentro da faixa aceitável e, se os fluxos nos circuitos de transmissão e nos transformadores se encontram dentro dos seus limites térmicos. O efeito das contingências deve ser levado em consideração de forma que os critérios de segurança de regime permanente sejam respeitados, mesmo na ausência de algum elemento do sistema.

A segurança dinâmica está ligada à capacidade do sistema de suportar perturbações, ou ainda, de passar de um estado operativo a outro. O termo segurança dinâmica pode englobar uma série de aspectos relativos à estabilidade do sistema, tais como a estabilidade transitória, a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenos sinais. Convencionalmente, a estabilidade transitória dos SEPs vem sendo avaliada através da resolução numérica dos sistemas de equações algébrico-diferenciais que modelam o sistema utilizando técnicas de simulação no domínio do tempo. Infelizmente estas técnicas demandam muito tempo o que dificulta as aplicações em tempo-real.

Para melhorar a segurança estática e dinâmica do sistema de potência, ações de controle preventivo tais como, re-despacho da geração (despacho com restrições de segurança) e injeção/absorção de potência reativa podem ser empregadas, a fim de que, consequências danosas causadas por contingências que levam o sistema para uma região operacional insegura, possam ser evitadas antes de ocorrerem. Estas medidas de controle preventivo podem ser implementadas pela determinação variáveis críticas e de seus limites relativos à segurança por meio da construção de árvores de decisão.

Métodos de fluxo de carga ótimo aplicados aos problemas do re-despacho da geração e da injeção/absorção local de reativos são utilizados para determinar os valores ótimos das variáveis de decisão sujeitas a várias restrições operacionais, incluindo as relacionadas à estabilidade transitória.

O advento das técnicas de máquina automática de aprendizado fornece uma abordagem promissora na identificação dos limites de segurança de sistemas de potência a partir de várias simulações "off-line". A técnica árvore de decisão é uma ferramenta de mineração de dados supervisionada para solucionar problemas de classificação em grande massa de dados. Para um banco de dados criado e constituído de diferentes casos, que são representados por um vetor de variáveis juntamente com um objetivo, uma árvore de decisão é construída para classificar este objetivo.

A estrutura de uma árvore de decisão é geralmente binária e existem dois tipos de nós em tal árvore de decisão, o "nó interno" com dois sucessores e o "nó terminal" sem sucessores. Para cada nó interno, uma regra crítica é chamada para decidir qual o sucessor do processo de classificação. A regra crítica pode ser numérica comparando o valor da variável com um limiar, verificando se o valor atual pertence a um específico conjunto de dados. Para cada nó terminal, um resultado de classificação é atribuído em termos da classe majoritária do objetivo, como por exemplo, "seguro" e "inseguro".

1.2 – Objetivo da Dissertação

A presente dissertação tem por objetivo apresentar uma metodologia de controle preventivo baseado em árvore de decisão para a melhoria da segurança estática e dinâmica (com foco na estabilidade transitória) de sistemas elétricos de potência.

Este trabalho também mostra, a partir dos resultados obtidos, que o uso da árvore de decisão, além de classificar o estado operacional do sistema com boa precisão, pode facilitar significativamente a tarefa do operador de maneira a ficar mais focado no acompanhamento das variáveis realmente críticas de operação para uma determinada configuração topológica do sistema.

1.3 – Revisão Bibliográfica

Os trabalhos envolvendo o desenvolvimento de metodologias para avaliar e garantir à segurança estática e dinâmica de um sistema elétrico utilizando árvore de decisão foram realizados no decorrer dos anos possibilitando o desenvolvimento desse tipo de algoritmo.

Wehenkel, em 1994 treinou árvores de decisão para predição do tempo crítico de falta no sentido de avaliar a estabilidade transitória. Também em 1994, Rovnyak criou um método para predição da estabilidade transitória em tempo real, que por meio da formação de uma base de dados que considerava os ângulos do rotor pós-contingência como atributos. Em 2000, Rovnyak usou árvore de decisão para identificar perdas de sincronismo entre máquinas, com base na resistência aparente medida próxima a interligação da central geradora.

Outros esforços mais recentes envolvendo o uso de árvores de decisão têm utilizado medidas providas de unidades de medição fasorial (PMU, do inglês “Phasor Measurement Units”), para avaliar a segurança dinâmica no contexto da estabilidade transitória, Sun (2007) e Diao (2010).

Em 2010, Genc utiliza árvore de decisão (algoritmo de CART) para gerar restrições de potência nas máquinas que são inseridas em fluxo de potência ótimo, a fim de operar o sistema de forma segura, onde gerou também nomogramas com limites de segurança baseado em suas potências.

CAPÍTULO 02 – SEGURANÇA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1 – Introdução

Os SEPs não operam em estado de segurança absoluta, isto é com ausência total de risco, pois, na prática este objetivo não é possível devido aos altos investimentos em equipamentos com consequente aumento dos custos operacionais que seriam necessários para alcançar níveis elevados de confiabilidade. A dificuldade de compatibilizar a segurança e a economia impõe um desafio aos engenheiros, no sentido de buscar soluções de projeto de sistemas cada vez mais seguros, com mínimos investimentos e baixos custos operacionais. Para tornar esta solução possível, uma abordagem mais flexível no tratamento do problema da segurança, possibilitou operar os sistemas elétricos de maneira mais econômica, com um nível de confiabilidade aceitável de forma a atender as necessidades dos consumidores e as exigências dos órgãos reguladores. Assim os sistemas elétricos são projetados para operar com uma margem de segurança aceitável para ocorrência de determinadas contingências, sem causar grandes transtornos para os clientes.

Durante a operação normal dos sistemas elétricos, mudanças nas condições operacionais podem ocorrer causadas por variações de carga, mudanças na topologia da rede, mudança nos fluxos de intercâmbio entre áreas, entre outros. Estas condições operacionais são objeto de atenção permanente dos operadores dos centros de supervisão e controle, pois elas podem afetar significativamente a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores devido a violações dos limites operacionais pré-estabelecidos, e medidas preventivas precisam ser adotadas para garantir que o sistema opere o maior tempo possível com os níveis de tensão nas barras e os fluxos de potência nas linhas de transmissão, geradores e transformadores dentro das faixas normais de operação.

Para orientar os operadores dos centros de controle na correta ação preventiva para corrigir as anormalidades operacionais observadas, são realizadas nestes centros, várias atividades que tem como objetivo dar o suporte necessário na tomada de decisão dos operadores para manter as condições operacionais dentro dos limites predefinidos de atendimento. Uma das atividades mais importantes realizadas nos centros de controle modernos é a *avaliação da segurança do sistema elétrico*. De acordo com (KUNDUR, 2004), a segurança de um sistema elétrico de potência está diretamente relacionada ao grau de risco contido em sua habilidade para sobreviver a iminentes perturbações (contingências) sem que ocorra interrupção no fornecimento da energia elétrica. Baseado nesta definição, pode-se afirmar que a segurança reflete a robustez do sistema em relação a perturbações, sendo que o nível dessa robustez depende das condições operacionais como o patamar de carga, o despacho e intercâmbio de geração, além da topologia da rede, assim como da probabilidade de ocorrência das perturbações.

Devido à grande complexidade dos sistemas elétricos atuais, para possibilitar a avaliação da segurança, é necessário que ele seja permanentemente supervisionado quanto ao estado de operação por meio do monitoramento contínuo das grandezas elétricas da rede cujos dados poderão ser obtidas com a ajuda de ferramentas computacionais que poderão ser utilizadas para a realização da avaliação da segurança em um ambiente *on-line* ou *off-line*. A avaliação de segurança pode ser realizada, a partir de uma lista de contingências prováveis, onde é simulada a ocorrência de cada uma dessas contingências, e ao final do processamento poderá ser fornecido ao operador as informações de quais medidas deverão ser adotadas, se necessário para aumentar o nível de segurança do sistema.

De um modo geral a avaliação da segurança tem como base critérios pré-definidos no que se refere às análises e métodos utilizados na determinação do estado de segurança, se seguro ou inseguro, assim como quais contingências serão avaliadas. A avaliação da segurança pode ser classificada como estática ou dinâmica, a qual depende da modelagem e das técnicas utilizadas para se enquadrar em um dos tipos.

A avaliação estática analisa as condições do sistema em regime permanente no que diz respeito aos níveis de tensão nas barras e aos limites térmicos dos circuitos de transmissão. Por outro lado, a segurança dinâmica envolve outros aspectos relativos à estabilidade do sistema, tais como: estabilidade transitória, estabilidade a pequenas perturbações e estabilidade de tensão.

2.2 – Estados de Operação dos SEPs

Podem-se determinar as condições de operação de um sistema elétrico de potência em um dado instante, se for conhecido o modelo da rede e os módulos e fases das tensões em cada barra do sistema. Como o conjunto das tensões nas barras determina o estado do sistema, a este estado chamamos de estado estático do sistema elétrico.

De acordo com DY LIACCO, (1974) um sistema elétrico pode assumir um dos três possíveis estados, chamados de Estado Normal, Emergência e Restaurativo, dependendo da natureza da mudança ocorrida nas suas condições de operação. Adicionalmente a esta classificação, mais tarde, foi introduzido o chamado Estado de Alerta (CIHLAR et al, 1969). A esses estados, foram associados três conjuntos de equações genéricas (FINK & CARLSEN, 1978), sendo uma equação diferencial e duas equações algébricas, que governam a operação dos sistemas elétricos de potência. O conjunto de equação diferencial representa as leis físicas que regem o comportamento dinâmico dos componentes do sistema, enquanto que os dois conjuntos de equações algébricas compreendem as restrições de carga e as restrições de operação.

As restrições de carga representam as injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga, assim como as injeções de potência ativa nas barras de geração, e estão relacionadas ao equilíbrio entre a carga e a geração. As restrições de carga significam que o sistema elétrico deve atender a toda a demanda, e correspondem às equações de fluxo de carga em regime permanente, e portando, são restrições de igualdade representadas pela equação:

$$g(x, u) = 0 \tag{2.1}$$

onde:

g é um vetor de funções algébricas não lineares;
 x as variáveis de estado e u as variáveis de controle.

As restrições de operação representam a necessidade de que os limites operacionais dos componentes do sistema com relação às variáveis operacionais como as magnitudes das tensões nodais, aos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores, e as injeções de potência reativa nas barras de geração não podem exceder os limites permitidos de operação, e, portanto, são restrições de desigualdade representadas pela inequação:

$$h(x, u) \leq 0 \tag{2.2}$$

onde:

h - vetor contendo o conjunto de restrições de operação.

Adicionalmente, pode-se ainda acrescentar ao conjunto de restrições de carga e operação, as denominadas *restrições de segurança*, que possibilitam avaliar a robustez do sistema elétrico frente a ocorrência de um conjunto preestabelecido de contingências mais prováveis. Essas restrições de segurança podem ser representadas pela inequação:

$$s(x, u) \leq 0 \quad (2.3)$$

onde:

s - vetor de funções não lineares associadas às restrições de carga e de operação para cada uma das contingências prováveis.

Os limites operacionais do sistema elétrico e de seus equipamentos, representados pelas restrições de operação, em muitos casos não são rígidos, pois se necessário, podem ser violados durante certo intervalo de tempo, como por exemplo, em situações de emergência, esses limites podem permanecer fora dos valores predefinidos.

Com as definições das restrições de carga, de operação e de segurança, quatro estados de operação dos sistemas elétricos de potência podem ser definidos de acordo com o nível de atendimento dessas restrições, são eles: Estado Seguro, Alerta, Emergência e Restaurativo. Estes estados são definidos conforme mostrado na Tabela 2.1, e as transições que podem ocorrer entre eles durante operação normal e em contingência, estão representados na figura 2.1.

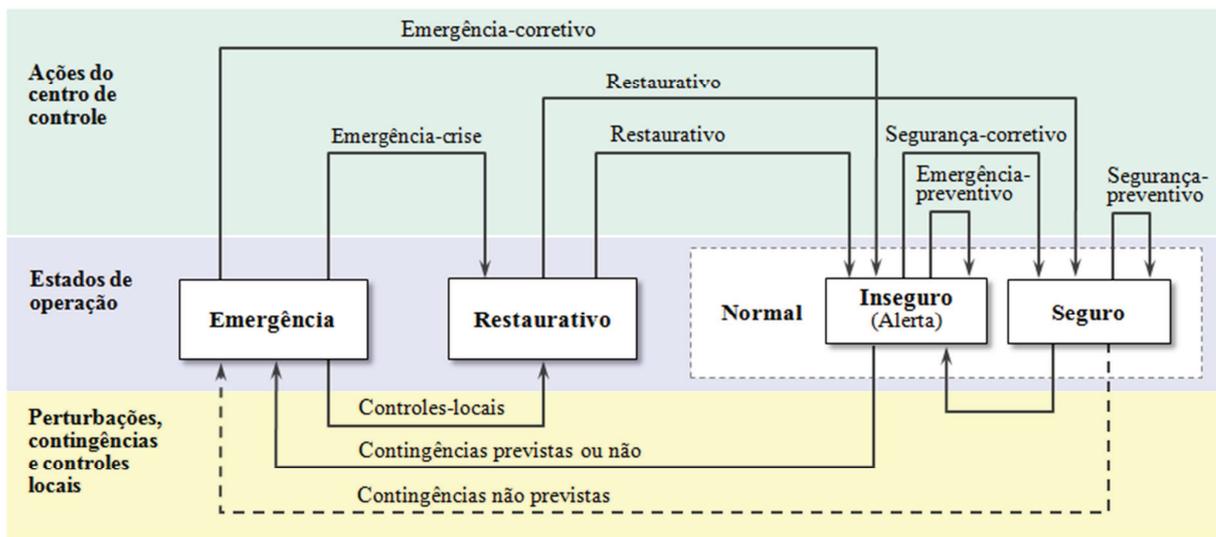


Figura 2.1 – Estados de operação para o Sistema de Potência.

Tabela 2.1 – Descrição dos estados de operação para o Sistema de Potência.

Estado de Operação	Descrição do Estado
Seguro	Neste estado também chamado de normal seguro, as restrições de carga, de operação e de segurança são respeitadas, isto é, o sistema está operando normalmente, suprindo toda a carga e sem violação dos limites de operação. Mesmo que aconteça uma das possíveis contingências listadas, o sistema continuará suprindo as cargas sem violar nenhum limite operacional. No entanto, caso ocorra uma contingência que não estava na lista, pode ser que o sistema entre em estado de emergência.
Alerta	Neste estado, também chamado de normal alerta, o sistema continua suprindo a demanda de carga e são atendidas as restrições de carga e operação, porém, nem todas as restrições de segurança são atendidas. Assim como no estado normal seguro, o sistema está intacto atendendo todas as cargas e sem nenhuma violação dos limites de operação. O não atendimento das restrições de segurança significa que a ocorrência de pelo menos uma das contingências listadas como possíveis poderá levar o sistema a uma situação de emergência.
Emergência	Este estado é caracterizado pela violação das restrições de operação. A emergência pode ser provocada por uma contingência e consequente desligamento de um ou mais componentes do sistema (linhas de transmissão, geradores, transformadores, etc). Com exceção dos componentes que provocaram a emergência, o sistema está intacto.
Restaurativo	Este estado é atingido quando uma emergência é eliminada por meio do desligamento manual ou automático de partes do sistema, efetuados pelo centro de controle ou por dispositivos locais. Neste estado as restrições de operação são atendidas, porém o sistema não está intacto, existem cargas não atendidas, ilhamento, etc.

Em um sistema elétrico, devido às suas condições operacionais estarem continuamente em mudança, pode ocorrer transições entre os quatro estados de operação definidos na figura 2.1. Essas transições são decorrentes de perturbações, ou mesmo resultado de ações de controle, sendo que algumas delas são funções dos centros de supervisão e controle. Nesses centros, os operadores realizam as ações, com a ajuda de programas computacionais que dão o suporte necessário para que sejam tomadas as medidas mais adequadas que cada caso exige. Na tabela 2.2, estão descritas as várias transições possíveis nos estados de operação conforme apresentado na figura 2.1.

Tabela 2.2 – Descrição das transições dos estados de operação.

Transição entre estado		Descrição da transição
De	Para	
Seguro	Alerta	Esta transição pode ocorrer devido a variações na demanda de carga do sistema ao longo do dia ou por uma contingência.
Alerta	Seguro	Esta transição é feita pela execução da função de controle de segurança (<i>corretivo</i>) e realizada pelo operador do sistema onde uma ação de controle como redespacho de geração poderá retornar o sistema para o estado seguro.
Seguro	Seguro	A partir das informações sobre a previsão de carga no curto prazo, o estado do sistema poderá ser alterado para um ponto de operação de carga futura (por exemplo, 1 hora), prevenindo que ele venha a entrar em estado de alerta.
Alerta	Emergência	Esta transição acontece quando o sistema estando no estado de alerta uma das contingências responsável por este estado realmente ocorre e ele passa para o estado de emergência antes de serem adotadas as medidas de controle para leva-lo ao estado seguro.
Emergência	Alerta	O sistema pode sair do estado de emergência para alerta. Para isso poderão ser eliminadas violações de limites por meio de ações de controle, tais como o redespacho de geração, variação de Tap de transformador, chaveamento de banco de capacitores ou reatores, etc, sem que ocorram cortes de carga.
Emergência	Restaurativo	Nem sempre é possível a transição do sistema do estado de emergência para alerta. Em algumas situações, dispositivos locais de controle e proteção atuam antes que qualquer medida seja tomada pelo centro de controle, desligando cargas ou circuitos. Em outros casos, os desligamentos são feitos pelo centro de controle por meio da função de controle de emergência ou por decisão do operador. Esta ação é tomada quando não é possível corrigir as violações com redespacho de geração ou controle de tensão.
Alerta	Alerta	Se o estado presente for de alerta e é previsto uma carga futura que poderá levar a uma situação de emergência, o operador poderá tomar ações mudando o ponto de operação do sistema eliminando a possibilidade de ocorrer a emergência detectada.
Restaurativo	Alerta ou Seguro	Possui a função de religar cargas e circuitos desligados durante uma emergência, levando o sistema de volta ao estado seguro ou, pelo menos, ao estado de alerta.

2.3 – Segurança Estática de SEPs

A segurança estática é definida como a habilidade do sistema elétrico de potência de operar dentro dos limites especificados de segurança e qualidade de suprimento após uma contingência, no período de tempo depois que os dispositivos de controle automáticos de ação rápida restabeleceram o equilíbrio de carga do sistema, porém antes que os controles de ação lenta, como tapes de transformadores e decisões operacionais humanas, tenham ocorrido (PAL, 2010).

A Avaliação da segurança estática trata da análise, classificação, seleção e avaliação de contingências, onde para um dado ponto de operação, o sistema é considerado estaticamente seguro se os níveis de tensão em todas as barras (ou em um conjunto pré-definido de barras) da rede estão dentro da faixa aceitável e, se os fluxos nos circuitos de transmissão e nos transformadores se encontram dentro dos seus limites térmicos (CARPENTIER, 1993). O efeito das contingências deve ser levado em consideração de forma que os critérios de segurança de regime permanente sejam respeitados, mesmo quando houver perda de algum elemento do sistema.

Normalmente para realização da avaliação da segurança estática de sistemas elétricos, a ferramenta utilizada se resume aos algoritmos de fluxo de carga, porém, esta técnica tem a desvantagem de que é impraticável estudar todas as possibilidades de saída de circuitos (contingências) pelo método de fluxo de carga, devido a restrição de tempo em um ambiente *on-line*. Para superar estas dificuldades, nas últimas décadas várias técnicas de inteligência computacional vêm sendo estudadas com o objetivo de possibilitar a realização da avaliação de segurança sem grandes esforços computacionais, tornando as análises muito mais rápidas e compatíveis para uso em um ambiente de tempo real.

2.4 – Segurança Dinâmica de SEPs

A segurança dinâmica de SEPs está associada com problemas de estabilidade. Apesar de todas as precauções tomadas na etapa de planejamento e concepção de um SEP, a ocorrência de algumas contingências e posterior sequência de acontecimentos pode conduzir a situações de perda parcial ou total do sistema.

De entre os múltiplos eventos que podem provocar o colapso do sistema, destacam-se os seguintes: o aumento súbito de carregamento numa ou em várias linhas de interligação de uma rede elétrica às suas vizinhas; produção insuficiente de potência reativa, podendo provocar a degradação do nível de tensão; produção deficitária de potência ativa originada pela saída de serviço de uma unidade geradora do sistema por uma queda do valor da frequência; defeitos severos em algumas linhas ou barramentos da rede; e situações de instabilidade que conduzam à perda do sincronismo. Todos estes fenômenos, direta ou indiretamente, conduzem a problemas de estabilidade na rede elétrica.

A elevada dimensionalidade e a complexidade dos sistemas elétricos torna a simplificação e análise dos problemas específicos com grau de detalhe adequado uma tarefa essencial.

Os estudos de estabilidade transitória analisam o comportamento do sistema durante os primeiros segundos após a ocorrência de grandes perturbações. O sistema é dito transitoriamente estável caso mantenha o sincronismo entre as máquinas, retornando ao ponto de operação pré-falta.

O problema da análise da estabilidade de um SEP, atualmente, é dividido em três grandes classes como ilustrado na Figura 2.2. Esta classificação tem por base os seguintes fatores: o fenômeno que caracteriza o tipo de instabilidade e as causas físicas que conduzem à sua ocorrência.

A estabilidade angular é conceituada como a capacidade que as máquinas síncronas interconectadas a um SEP possuem de manter o sincronismo, quando o mesmo é submetido a uma perturbação.

A estabilidade a pequenas perturbações é a capacidade do sistema de potência de manter o sincronismo quando submetido a uma pequena perturbação. Atualmente, esse fenômeno é amplamente tratado como um problema de insuficiência de amortecimento de oscilações, nos quais os de maior interesse são:

- Modos Locais: Modos associados com a oscilação de unidades geradores de uma usina contra o resto do sistema de potência.
- Modos Inter-áreas: Modos associados com a oscilação de um grupo de geradores em uma área do sistema contra outro grupo de geradores em outra área.

A estabilidade transitória é a capacidade do SEP de manter o sincronismo quando submetido a uma grande perturbação, como um curto-circuito. A estabilidade de tensão é a capacidade de manter as tensões em níveis adequados em todas as barras do SEP após o mesmo ter sido submetido a uma perturbação em uma dada condição operacional inicial. A instabilidade de tensão ocorre quando uma perturbação, como um aumento de carga ou uma mudança da condição do sistema ocasiona uma queda ou elevação progressiva e descontrolada de tensão em algumas barras. A instabilidade de tensão está ligada a incapacidade do SEP em manter um equilíbrio adequado de balanço de potência reativa e ações de controle de tensão. A instabilidade de tensão pode ou não está associada a um problema de estabilidade angular, quando os problemas estão associados, a queda de tensão ocorre de maneira rápida, na escala de segundos. Caso a queda de tensão ocorra mais lentamente, em uma escala de tempo de minutos, a estabilidade angular não é um problema (KUNDUR, 2004).

A estabilidade de frequência é a capacidade que o SEP possui de manter a frequência em níveis adequados, ou seja, dentro dos limites nominais após uma perturbação que resulta em um significativo desequilíbrio entre a geração e a carga. Esse fenômeno pode ocorrer na forma de oscilações sustentadas de frequência, levando ao desligamento de geradores e cargas, sendo determinado pela resposta global do sistema, tal como evidenciado pela sua frequência média, ao invés dos movimentos relativos dos rotores dos geradores (KUNDUR, 2004).



Figura 2.2 - Classificação de Estabilidade de SEPs. Fonte: (KUNDUR, 2004).

2.4.1 – Estabilidade Transitória

Também denominada estabilidade de ângulo a grandes perturbações, a estabilidade transitória depende da capacidade que o SEP possui para manter e/ou restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico de cada máquina síncrona interligada ao sistema.

A avaliação da estabilidade transitória, devido a sua importância, representa um grande esforço nos estudos sobre SEP, a qual é tradicionalmente realizada através de simulações no domínio do tempo. A simulação dinâmica no domínio do tempo, também conhecida como “simulação completa”, oferece a maior precisão com relação ao comportamento dinâmico do sistema.

A resposta do sistema a um curto-circuito envolve grandes excursões dos ângulos dos rotores dos geradores. Se a separação entre as máquinas interconectadas ao sistema cresce aperiodicamente, o sistema perde o sincronismo. A perda do sincronismo devido à instabilidade transitória, geralmente se evidencia na primeira oscilação, nos primeiros segundos após a perturbação. A figura 2.2 apresenta a variação do ângulo do rotor de um gerador síncrono no decorrer do tempo após uma perturbação, considerando três casos.

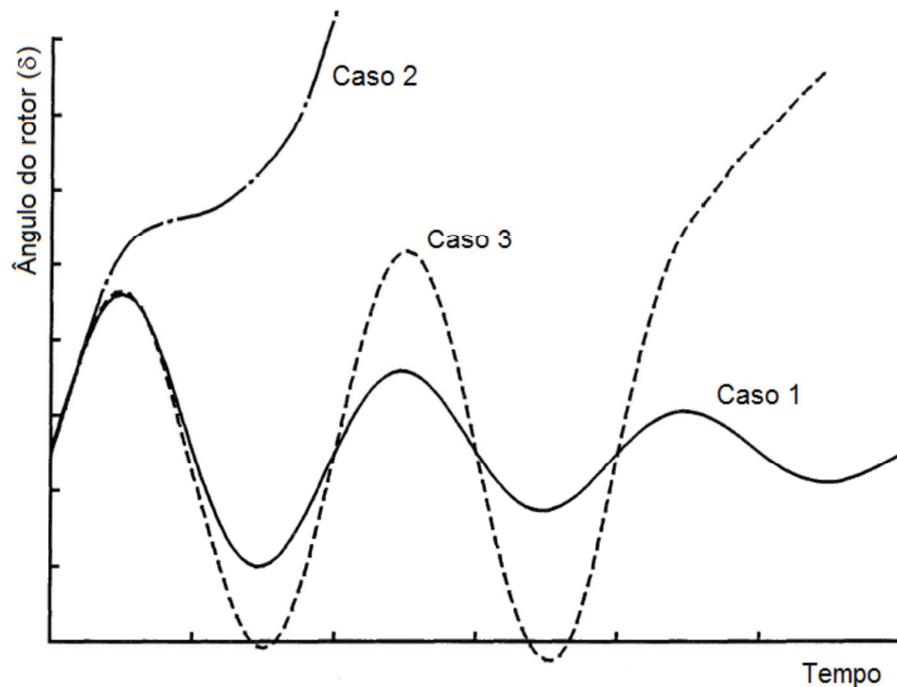


Figura 2.3 - Resposta no tempo do ângulo do rotor frente a um distúrbio transitório

No Caso 1 da figura 2.3 o sistema é dito estável (seguro), pois mesmo que o ângulo do rotor oscile após a perturbação, esse ângulo se estabiliza em um ponto de operação próximo do pré-falta, em regime permanente. No Caso 2 o ângulo do rotor cresce aperiódicamente logo na primeira oscilação, caracterizando assim um caso de instabilidade transitória. O Caso 3 apresenta uma situação de instabilidade angular devido à falta de torque de amortecimento. Neste caso, o ângulo do rotor não cresce aperiódicamente na primeira oscilação. Diferentemente do caso 1, essa oscilação começa a crescer indefinidamente levando o sistema a instabilidade.

Para a “simulação completa” o processo de cálculo consiste na solução de um conjunto de equações diferenciais e algébricas não-lineares que descreve o comportamento dinâmico dos elementos do sistema (equação 2.4).

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, r, u) \\ 0 = g(x, r, u) \end{cases} \quad (2.4)$$

Onde:

x é o vetor de variáveis de estado (velocidade da máquina, ângulo do rotor, etc.);

r é o vetor de variáveis algébricas (módulos, ângulos das tensões terminais, etc.);

u é o vetor de variáveis de entrada (controles);

f é o vetor de funções não-lineares das equações diferenciais dos modelos dos dispositivos dinâmicos do sistema (geradores, motores de indução, os diversos controles, etc.);

g é o vetor de funções não-lineares que descreve as equações algébricas da rede e de alguns modelos de dispositivos presentes no sistema.

A solução do sistema de equações descrito em (2.4) é realizada através de técnicas de integração numérica no domínio do tempo. Normalmente, utiliza-se entre 10 ou 20 segundos de simulação após o distúrbio, sendo que esse tempo é suficiente para indicar problemas de estabilidade transitória. Por esse motivo, o termo “estabilidade de curto-prazo” também é utilizado.

Uma vez detectada a possibilidade de ocorrência de instabilidade, medidas devem ser adotadas para garantir um ponto de operação seguro. Tais medidas podem incluir o redespacho de potência ativa ou até mudanças dos esquemas de proteção do sistema.

Em aplicações onde o tempo de simulação é crítico, como por exemplo, a operação em tempo-real, a solução numérica do sistema (Equação 2.4) pode ser inviável, devido ao tempo consumido pelo processo iterativo. Este fato tem fortalecido linhas de pesquisa que investigam os chamados métodos diretos baseados em funções de energia, sendo capazes de avaliar a estabilidade transitória sem a necessidade da integração numérica. Além disso, o uso de funções de energia tem como grande atrativo o fato de possibilitar a obtenção do grau de estabilidade do sistema com base na margem de energia.

Embora os métodos diretos apresentem grande vantagem na redução no tempo computacional, sua utilização requer limitações na modelagem dos elementos dinâmicos do sistema. Os chamados métodos híbridos, que combinam as vantagens da simulação no domínio do tempo e dos métodos diretos, também vêm sendo bastante explorados. Uma alternativa para a melhora o desempenho computacional, mantendo-se a modelagem detalhada dos elementos dinâmicos, é o uso de métodos de integração com passo e ordem variáveis. Outra maneira de acelerar um estudo de estabilidade transitória em tempo real é a execução concorrente de vários casos em sistemas multiprocessados (*clusters*).

2.5 – Avaliação da segurança em tempo real (*on-line*)

Pode-se definir a avaliação da segurança como a análise realizada para determinar o quanto um sistema elétrico de potência está imune a perturbações que podem comprometer o seu perfeito funcionamento. A partir de dados disponíveis que representam o estado de operação, é possível determinar o nível de segurança atual e também prever, caso venham a ocorrer contingências, o estado de segurança das transições futuras.

Para possibilitar a avaliação da segurança, a operação dos sistemas elétricos em tempo real é realizada por meio da execução periódica de funções de análise e controle de rede (BALU, 1992). A Figura 2.4 apresenta uma visão geral destas funções executadas pelos centros de controle.

Atualmente, os modernos centros de supervisão e controle são equipados com ferramentas computacionais que tem o objetivo de apoiar os operadores nas atividades diárias de operação da rede elétrica, buscando garantir um serviço de qualidade, sem interrupções no fornecimento de energia e a um custo menor possível. A operação é executada de modo a manter o sistema no estado seguro, ou seja, garantindo que o sistema continuará operando mesmo na ocorrência de falhas em equipamentos da rede elétrica. Para evitar situações extremas, os Sistemas de Gerenciamento de Energia (*Energy Management System - EMS*) executam funções de modo a garantir que a operação seja feita de modo preventivo.

A partir da aquisição do estado da rede elétrica pelo Estimador de Estado, é executada a função de controle da segurança. Essa função é baseada na solução de um Fluxo de Carga Ótimo com Restrições de Segurança e fornece como resultado um conjunto de ações de controle que devem ser tomadas pelo operador para que o sistema seja mantido em estado *seguro*.

A realização da função de segurança em tempo real está sujeita a um sério problema de restrição de tempo de execução, principalmente quando se trata de sistemas de grande porte onde são necessárias as análises de uma extensa lista de contingências críticas, porém, devido a natureza desacoplada das análises realizadas pela função de segurança, uma opção complementar é a utilização de técnicas de inteligência computacional cujas execuções sejam suficientemente rápidas, sem, no entanto perder a precisão requerida para o resultado da avaliação.

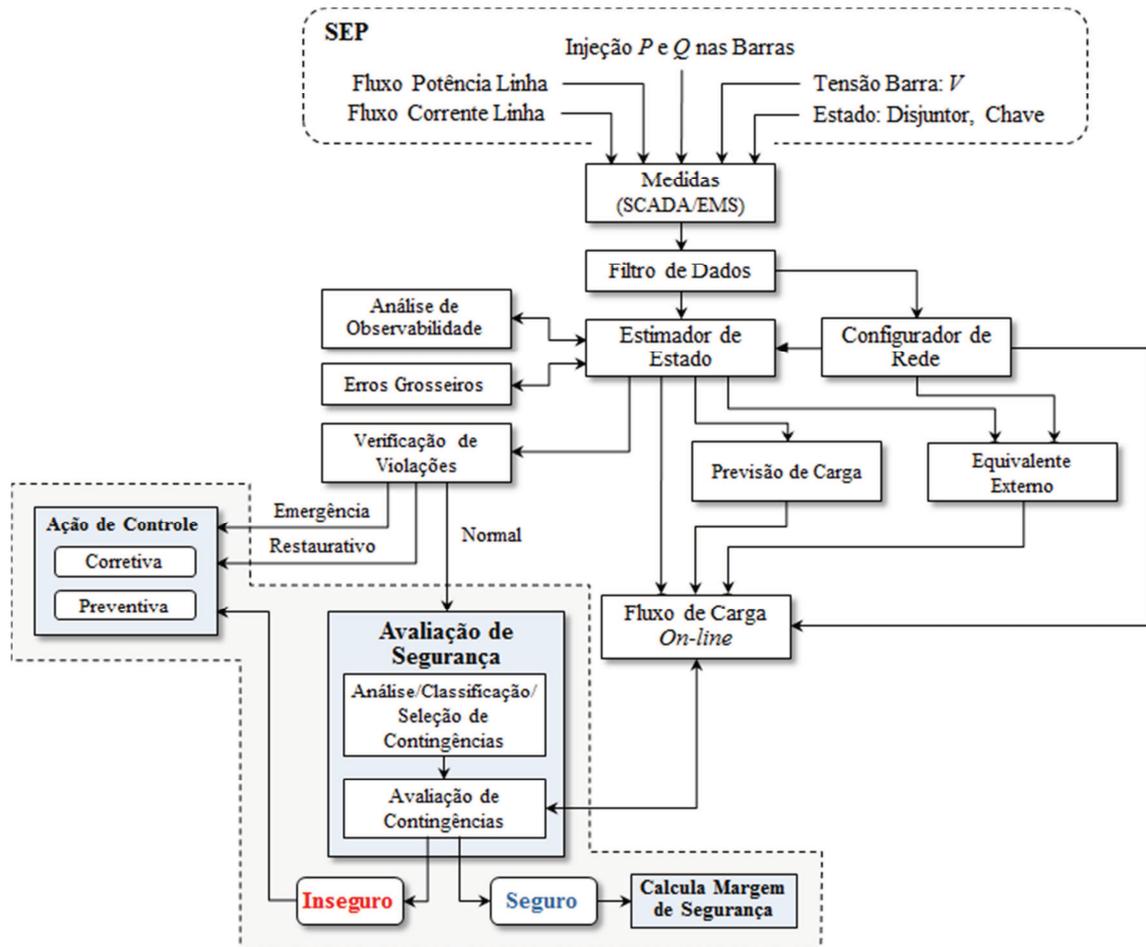


Figura 2.4 – Principais funções de supervisão e controle em tempo real.

As funções de supervisão e controle em tempo real são constituídas por programas computacionais, que possibilitam a realização de análise do estado de operação do sistema elétrico de potência bem como do seu nível de segurança, e utilizam para isso o processamento dos dados das medidas que chegam ao centro de supervisão e controle, provenientes dos elementos da rede elétrica. Em MONTICCELLI, (1983) estão descritas as principais funções de supervisão e controle apresentadas na figura 2.2 que são:

- a) **Configurador de Redes** – A partir dos dados das medidas de estado dos disjuntores, das chaves seccionadoras e da disponibilidade dos equipamentos da rede, a função determina a topologia atual da rede elétrica. Para cada alteração que ocorre na topologia da rede, devido a ação do operador ou a contingências, o configurador atualiza os dados resultando em um novo modelo da rede.
- b) **Análise de Observabilidade** – Esta função consiste em avaliar se o número e a localização das medidas enviadas ao centro de operação e controle fornecem informações suficientes que permite a estimação dos estados do sistema.
- c) **Estimador de Estado** – O resultado obtido pelo configurador é utilizado pelo estimador de estados para determinar qual a parte do sistema é observável, além de identificar a existência de erros nas medidas que chegam ao centro de controle. Se existirem erros, será realizada nova estimativa do estado.

- d) **Equivalente externo** – Com os estados obtidos e as informações sobre a parte não observável do sistema é construído um modelo que representa o comportamento do sistema externo.
- e) **Fluxo de carga *on-line*** – De posse dos dados fornecidos pelas funções descritas anteriormente, o modelo final é obtido pela execução do fluxo de potência *on-line*. Esta função possibilita conhecer os efeitos resultantes das ações de controle antes de realizá-las no sistema elétrico, avaliando quais os efeitos das contingências, e identificando medidas de controle preventivo para evitar que o sistema transite para estado inseguro.
- f) **Previsão de carga** - Esta função realiza a previsão de carga por barra do sistema, a partir dos dados de demanda previstas para o sistema.
- g) **Avaliação de segurança** – Esta função realiza simulações de um conjunto predefinido de contingências e verifica as violações dos limites operacionais. Avalia a capacidade do sistema de suportar contingências, isto é, avalia o efeito das contingências no estado de operação e determina as ações de controle preventivo e/ou corretivo para restabelecer a condição normal de operação.

Nos centros de controle, as funções de análise de rede descritas anteriormente são executadas de maneira periódica a pequenos intervalos de tempo, o que implica em grande restrição de tempo para a execução dos complexos programas computacionais necessários para realização dessas funções. A metodologia proposta nesta dissertação integrada à função Avaliação de Segurança proporcionará a análise das contingências para avaliação da segurança estática do sistema elétrico classificando-o como *seguro* ou *inseguro*.

Conforme o esquema representado na área pontilhada da figura 2.2, se o sistema for classificado como *seguro* serão calculadas as margens de segurança das tensões nodais; por outro lado, se o sistema for classificado como *inseguro*, serão definidas e calculadas as ações de controle corretivo ou preventivo necessárias para corrigir as variáveis que estão sendo violadas. A classificação do estado de segurança do sistema será realizada com a utilização da técnica de árvore de decisão, constituindo-se em uma ferramenta de fácil utilização e que proporcionará uma grande redução do tempo de execução da função de avaliação de segurança no centro de controle.

2.6 – Controle Preventivo de SEPs

O comportamento não-linear dos SEP exige permanente análise de seus desempenhos frente à ocorrência de defeitos (contingências). Nos casos instáveis e/ou que ocorrem violação do limite de capacidade dos equipamentos, faz-se necessária a adoção de medidas que possibilitem conduzir o sistema ao estado seguro, sendo esta atividade definida como controle de segurança ou controle preventivo.

Objetivo do controle preventivo é o de aumentar a robustez do sistema no sentido de suportar a ocorrência de contingências severas, com ações que levem o ponto de operação antes em situação de insegurança, para dentro da região de segurança, a figura 2.5 ilustra uma região de segurança genérica.

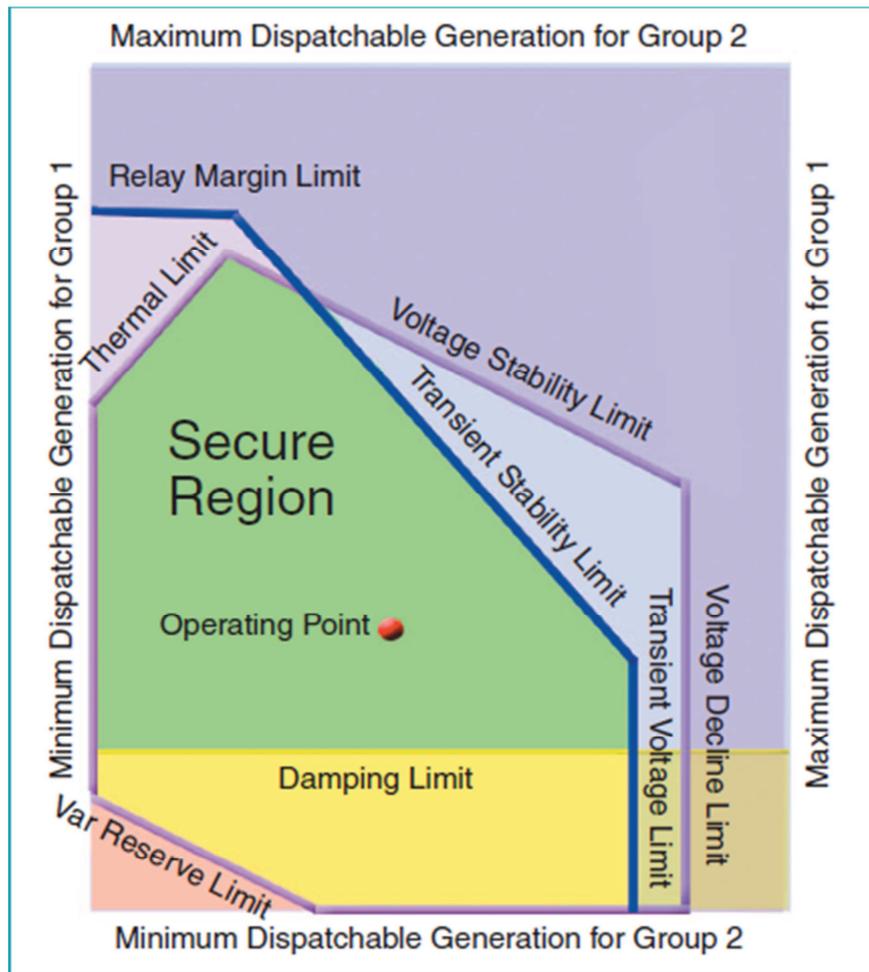


Figura 2.5 - Nomograma de segurança. Fonte: (BREIMAN, 1984)

A figura 2.5 ilustra os limites de segurança na forma de nomograma, mostrando uma zona segura (região em verde), na qual o sistema pode operar sem qualquer problema, ou seja, o operador pode manobrar o sistema sem que viole os critérios de funcionamento em segurança. Este é um nomograma bidimensional que representa o caso de dois grupos de geração. Os limites de um nomograma são determinados a partir de avaliação de limites térmicos, estabilidade transitória, estabilidade de tensão, estabilidade a pequenos sinais, limites de reativo e limites de margens dos relés.

Nos centros de operação um conjunto de possíveis contingências é permanentemente avaliado por meio de simulação, seja ela pelos modelos completos ou por métodos de função energia, quando alguma das contingências torna-se crítica. Quando é identificada alguma contingência crítica, ações de controle devem ser tomadas, porém o momento de atuação deste controle depende da decisão do operador em tempo real (tomar a ação agora ou postergá-la?).

As ações comuns para controle preventivo são:

- Redespacho de Geração;
- Chaveamento de dispositivos shunt;
- Mudança de TAP de transformadores;
- Mudanças de *offset* de reguladores;
- Corte preventivo de carga;

Contudo, devido à complexidade dos sistemas estudados, o número de contingências críticas selecionadas para estudos muitas vezes podem não ser suficientes para uma avaliação completa. Por isso, o uso de ferramentas inteligentes vem crescendo nos últimos anos. Essas ferramentas tem o intuito de auxiliar a equipe de operação a tomar decisões de forma rápida e confiável.

CAPÍTULO 03 – ÁRVORE DE DECISÃO

3.1 – Introdução

As árvores de decisão são algoritmos de classificação de dados no ambiente da chamada Mineração de Dados (*Data Mining*). E tem como uma importante característica a função de particionar de modo recursivo um conjunto complexo de dados, até que cada subconjunto assim obtido contenha apenas os casos de uma única classe possibilitando uma melhor análise. Após a construção da árvore de decisão, os resultados obtidos, são formados por dados organizados de maneira simples e de fácil entendimento e podem servir como importante ferramenta para tomada de decisão. Os primeiros classificadores baseados em árvore de decisão surgiram no final da década de 50, a partir do trabalho de Hunt, foram apresentados vários experimentos para indução de regras. Posteriormente, foi desenvolvido o algoritmo CART (*Classification And Regression Trees*) por BREIMAN, (1984), e QUINLAN, (1986) desenvolveu o algoritmo ID3 (*Iterative Dichotomiser 3*) e como seus sucessores surgiram os algoritmos C4.5 (1993).

As árvores de decisão são construídas baseadas no modelo hierárquico *top-down*, isto é, do nó raiz em direção às folhas. Embora haja diferenças na forma de realizar os passos, os algoritmos utilizam a técnica dividir para conquistar. Esta técnica está baseada nas sucessivas divisões do problema estudado em vários subproblemas de menores dimensões, até que seja encontrada uma solução mais simples para cada um dos problemas.

Uma árvore de decisão é essencialmente uma série de declarações *if-then*, que quando aplicados a um registro de uma base de dados, resultam na classificação daquele registro. A Figura 3.1 representa um exemplo de uma árvore hipotética, e é constituída dos seguintes elementos:

- Raiz: é o nó do topo da árvore.
- Nós: são todos os elementos que estão conectados por ramos;
- Ramos: Ligações entre nós;
- Folhas: são os últimos nós da árvore e representam as classes do conjunto de dados.

No exemplo da figura 3.1, os nós da árvore são representados pelos nomes dos atributos A, B, C e D dispostos na árvore de acordo com o seu nível de informação. Saindo dos nós tem-se os ramos de ligação onde são testados os valores dos atributos correspondentes, até chegar a classificação final no nó folha que representam as diferentes classes a que pertence o dado. A classificação ocorre seguindo o caminho que vai do nó raiz até as folhas, conforme indicado na área em destaque da figura 3.1, onde o atributo denominado A tem valor < 10 e o atributo B valor $< 50\%$.

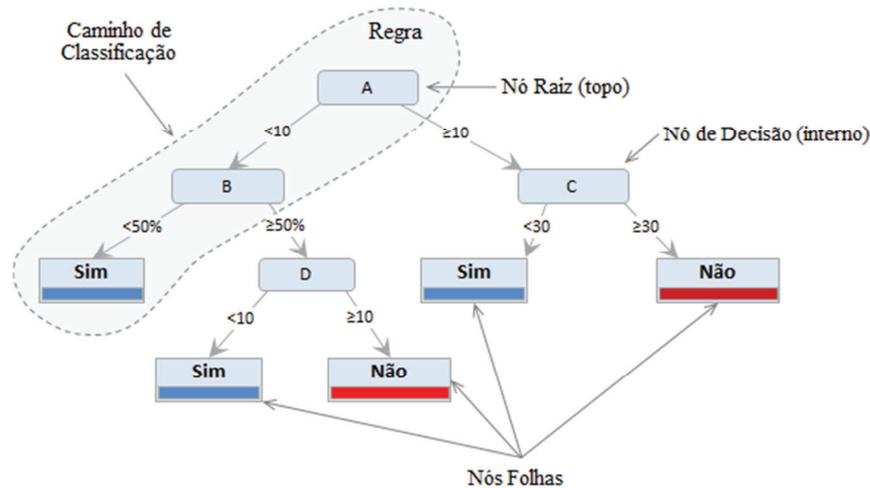


Figura 3.1 – Exemplo de uma árvore de decisão

Resumidamente pode-se afirmar que sobre uma árvore de decisão:

- Cada nó interno representa um teste em um atributo;
- O ramo que sai de um nó interno representa o resultado do teste no atributo;
- A folha da árvore representa um rótulo de classe (*Sim/Não*);
- Uma nova observação é classificada seguindo um caminho na árvore, da raiz até a folha;

Da análise da estrutura do exemplo da figura 3.1, nota-se que é possível extrair regras do tipo “*if-then*” para uma melhor compreensão e interpretação dos resultados. As regras de decisão seguem de acordo com o trajeto dos nós sucessivos até um nó folha com a sua respectiva classe atribuída e geralmente essas regras são utilizadas juntamente com a árvore, em alguns casos as regras substituem as árvores de decisão. Assim, podem ser derivadas as seguintes regras para o exemplo em questão:

- *If* $A < 10$ e $B < 50\%$ *Then* Sim.
- *If* $A < 10$ e $B \geq 50\%$ e $D < 10$ *Then* Sim.

Devem ser aplicados testes em todos os nós definidos e um conjunto de exemplos, para que seja escolhido o caminho a percorrer na árvore durante o processo de classificação. Os resultados destes testes dependem da natureza dos atributos, que podem ser numéricos, categóricos ou simbólicos. Deve-se utilizar apenas um nó para cada teste, pois, isso torna a árvore bem mais simples.

3.2 – Construção de Árvores de Decisão

O processo de construção das árvores de decisão é chamado de indução. A abordagem mais comum para indução é particionar recursivamente, conjuntos de exemplos, classificados até que seja encontrado um critério de parada. A partição é definida relacionando um teste que tenha um pequeno conjunto de saídas, criando uma ligação para cada uma possível, passando cada exemplo para sua correspondente ligação e tratando cada bloco de partição como um subproblema para o qual uma subárvore é construída recursivamente. Como critério de parada é comum adotar quando todos os exemplos de uma ligação pertencem a uma mesma classe.

Para realizar o processo de indução de árvore de decisão é utilizada a estratégia *top-down*, onde inicia a geração da árvore a partir do nó raiz, percorrendo os ramos até o próximo nó interno. Este processo de indução pode ser realizado de duas maneiras distintas, conforme descritas a seguir:

- a) Por profundidade – Conforme mostrado na figura 3.2, a partir de um nó inicial, é feita ligação até um novo nó, caso este nó não seja uma folha, é acrescentada uma nova ligação e um novo nó, e assim sucessivamente. Quando chegar a uma folha, retornar até o nó que gerou a folha e acrescentar um novo ramo e um novo nó. Caso novamente não seja possível adicionar um novo nó, retornar até o nó que seja possível incluir uma nova ligação. O processo termina somente quando todos os caminhos terminam por uma folha e nenhum nó puder ser encontrado.

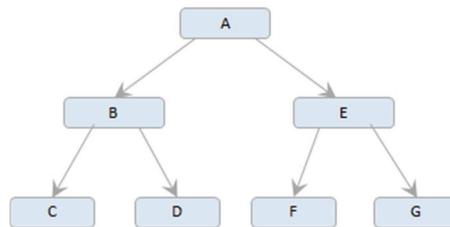


Figura 3.2 – Indução de árvore de decisão por profundidade

- b) Por largura – Faz todas as ligações de um nó chegando a novos nós, e para cada nó resultante, o critério é testado e é adicionada uma folha ou novos nós, e assim, até que não haja nenhum nó a ser testado. Este método de indução não retorna ao nó raiz.

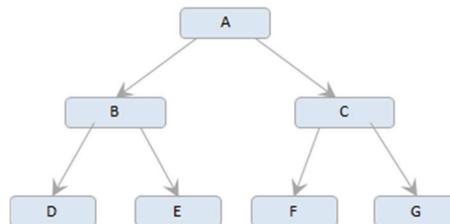


Figura 3.3 – Indução de árvore de decisão por largura

3.2.1 – Critérios para seleção de atributos

No processo de indução de uma árvore de decisão, a escolha correta do atributo definirá o sucesso do algoritmo de indução. Vários critérios foram desenvolvidas para escolha do melhor atributo que poderá ser utilizado em um nó. Este critério verifica cada atributo candidato e seleciona aquele que maximiza (ou minimiza) alguma função heurística sobre os subconjuntos.

Entre os vários critérios para escolha de um atributo candidato a nó, será abordado nesta dissertação dois deles, que são: o *Ganho de Informação* e o *Critério de Gini*. O critério de ganho de informação está fundamentado em uma medida conhecida como *Entropia*.

Desenvolvida por QUINLAN, (1986), a entropia pode ser definida como a medida de informação calculada pelas probabilidades de ocorrência de eventos combinados ou individuais. Pode-se afirmar que a entropia é uma medida do grau de impureza em um conjunto arbitrário de amostras, ou seja, é a medida da desordem de um conjunto de amostras. O critério da entropia mede a quantidade de informação necessária para codificar a classe do nó.

Dado um atributo classe A , de um conjunto de amostras S , em que A pode assumir v_i valores de classes diferentes, então a entropia de A relativa a esta classificação é definida como:

$$Entropia(A) = -\sum_{i=1}^m p_i \log_2 p_i \quad (3.1)$$

onde m é o número total de classes e $p_i = p(A=v_i)$ é a probabilidade do atributo classe A ser igual à classe cujo índice é i , isto é, a proporção do número de amostras com valor v_i em relação ao número total de amostras de S .

Quanto maior a entropia de um atributo, mais uniforme é a distribuição dos seus valores. Entropia igual à zero significa que ocorreu apenas uma classe no conjunto de dados, e será igual a um se o número de amostras de cada classe for igual. Para uma entropia próxima de zero, indica que as classes são pouco uniformes.

3.2.1.1 – Critério do Ganho de Informação

O ganho de informação é dado pela soma das entropias individuais menos a entropia conjunta, sendo uma medida de correlação entre duas variáveis. É uma propriedade estatística que mede como um determinado atributo separa as amostras de treinamento de acordo com sua classificação.

A construção de uma árvore de decisão visa reduzir o valor da entropia. A medida do ganho de informação representa a redução esperada na entropia de um atributo preditivo, considerando que o atributo classe já foi determinado. No processo de construção da árvore, o atributo que possuir o maior ganho de informação deve ser colocado como nó raiz da árvore, pois será este atributo que fornecerá a maior redução na entropia, possibilitando a classificação dos dados de forma mais rápida.

Para poder determinar o valor do ganho de informação devem ser realizados os seguintes cálculos:

- Calcular a entropia conjunta, isto é, para todo o conjunto de dados;
- Calcular a entropia individual para cada atributo do conjunto de dados.

Considere um conjunto de amostras, contendo um atributo classe definido como A e um dos atributos preditivos definido como B . O ganho de informação (GI) do atributo preditivo B é definido como sendo a diferença entre a entropia do atributo classe A ($Entropia(A)$) menos a entropia condicional do atributo preditivo B , tendo sido definido o valor do atributo classe A ($Entropia(B|A)$). O ganho de informação será dado por (3.2).

$$GI(B, A) = Entropia(A) - Entropia(B | A) \quad (3.2)$$

Onde o segundo termo da equação é a entropia condicional, definida como a entropia de um atributo preditivo B , sendo conhecido o atributo classe A , é dada por:

$$Entropia(B | A) = -\sum_{i=1}^m p_i \cdot Entropia(B | A = v_i) \quad (3.3)$$

onde m é o número total de classes do conjunto de amostras, B é o atributo preditivo que está sendo considerado. A é o atributo classe assumindo o valor v_i . O termo $Entropia(B|A=v_i)$ é a entropia do atributo preditivo B sendo dado o valor do atributo classe $A=v_i$.

$$Entropia(B|A=v_i) = -\sum_{i=1}^m p(B|A=v_i) \log_2 p(B|A=v_i) \quad (3.4)$$

onde m é o número de classes que o atributo classe A pode assumir, $p(B|A=v_i)$ é a probabilidade condicional do atributo B , isto é, a proporção dada pela razão entre o número de exemplos de B com $A=v_i$ e o número total de amostras na classe $A=v_i$.

3.2.1.2 – Critério de Gini

Este método desenvolvido por BREIMAN, (1984) visa minimizar a impureza de cada nó. Onde a impureza do nó é máxima quando todas as classes possuem igual distribuição e mínima quando existe apenas uma classe. Considerando um conjunto de dados S , que contém n registros, cada um com uma classe A , o índice Gini de S é dado pela equação (3.5),

$$Gini(S) = 1 - \sum_{i=1}^m p_i \left[\frac{A}{n} \right]^2 \quad (3.5)$$

Onde:

p_i - é a probabilidade relativa da classe A em S .

n - é o número de registros em S .

m - é o número de classes.

Se S for particionado em dois subconjuntos S_1 e S_2 , um para cada ligação, o índice Gini dos dados particionados será dado pela equação (3.6),

$$Gini(S|A) = \frac{n_1}{n} Gini(S_1) + \frac{n_2}{n} Gini(S_2) \quad (3.6)$$

Onde:

n_1 - é o número de exemplos de S_1 .

n_2 - é o número de exemplos de S_2 .

3.2.2 – Algoritmos para construção de árvore de decisão

A tecnologia que possibilitou o aparecimento das árvores de decisão foi desenvolvida pelo Professor *R. Quinlan* (Universidade de Sidney). Em 1983 ele elaborou o algoritmo chamado *ID3 (Iterative Dichotomiser 3)*. A seguir um breve resumo das características dos algoritmos *ID3*, *CART* e *C4.5*.

O algoritmo *ID3* avalia a informação contida nos atributos segundo o seu ganho de informação. O atributo mais importante, (com o maior valor de ganho de informação) é colocado na raiz e, de forma *top-down*, a árvore é construída recursivamente. Se um atributo classifica perfeitamente um conjunto de treinamento o algoritmo pára; senão ele opera recursivamente nos subconjuntos particionados para conseguir o melhor atributo. Uma forte limitação do algoritmo *ID3* é que ele não trabalha com atributos do tipo contínuo.

O algoritmo *CART* tem como principais características a grande capacidade de gerar árvores de decisão dimensões reduzidas, elevado desempenho, e com grande capacidade de generalização.

A árvore gerada é baseada na técnica recursiva de divisão binária. O processo binário consiste em que cada nó é dividido em dois subconjuntos e à medida que se percorre a árvore, do nó raiz até as folhas, são respondidas questões simples como sim ou não. A recursividade ocorre a cada subconjunto gerado, até que não seja mais possível efetuar partições da árvore. Neste algoritmo a escolha do atributo é feito normalmente pelos critérios de ganho de informação ou Gini.

Outro algoritmo muito utilizado na construção de árvore de decisão, é o *C4.5*. Durante o processo de construção da árvore de decisão no *C4.5*, os atributos categóricos podem ser particionados de duas maneiras: um ramo distinto a cada valor do atributo ou a formação de agrupamentos de valores em vários conjuntos. Para as partições efetuadas com base em atributos contínuos é utilizado o método de pesquisa exaustiva do ponto de divisão, gerando árvores binárias. Neste algoritmo a escolha do atributo pode ser feita pelo critério de ganho de informação.

CAPÍTULO 04 – METODOLOGIA

4.1 – Formação da Base de Dados

Neste capítulo são apresentadas as ferramentas integradas de geração de base de dados para fins de avaliação da segurança estática e dinâmica do sistema elétrico (Área Pará) da Eletrobrás Eletronorte baseada em árvores de decisão.

A figura 4.1 ilustra o diagrama esquemático da criação da árvore de decisão para avaliação da segurança estática, a partir do uso de arquivos .PWF gerados pelo SAGE. Inicialmente, o usuário realizará um *download* dos arquivos .PWF disponíveis no link Abil.eln.gov.br/alarmes/anarede, site que permite a consulta do histórico operacional do sistema elétrico da Eletrobras Eletronorte. Esses arquivos .PWF disponíveis para *download* estão compactados em arquivos .TAR.GZ, os quais consistem cada um de 288 arquivos .PWF que por sua vez representam a história do estado operacional do sistema elétrico de um dia (24 horas), amostrados a cada 5 minutos.

Posteriormente, no 2º passo, o usuário executará o programa nomeado de “ProjetoAcumuladorEstático.EXE”, com a finalidade de acumular automaticamente n arquivos .PWF em um único arquivo chamado de saiANA.PWF. Para tanto, o usuário deve antes definir o número de arquivos .PWF que serão acumulados (por ex: um dia são 288 .PWF, uma semana são 2016 .PWF, um mês, etc). O arquivo saiANA.PWF será composto ainda, se for necessário, por casos simulados complementares com a finalidade de enriquecer a base de dados.

Em seguida, o usuário executará a rotina de fluxo de carga (método de Newton-Raphson) do programa ANAREDE usando o arquivo saiANA.PWF. Após a execução do fluxo de carga para todos os casos do arquivo saiANA.PWF, o usuário terá acesso, por meio do programa ANAREDE, aos arquivos nomeados Históricos.SAV e Relatórios.TXT. O arquivo Relatórios.TXT consiste da informação completa do fluxo de carga (tensões nas barras, fluxos de ativo e reativo, etc.) e da monitoração dos módulos das tensões nas barras, carregamento de linhas e transformadores e geração de reativos em máquinas síncronas, respectivamente, de todos os casos contidos no saiANA.PWF. O arquivo Históricos.SAV somente será utilizado como condições iniciais do programa ANATEM.

Em seguida, no 3º passo, o usuário executará o programa nomeado “ProjetoComposiçãoBaseDeDados.EXE”, com o objetivo de gerar uma base de dados para avaliação da segurança estática do sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte. Os dados de entrada para execução do programa “ProjetoComposiçãoBaseDeDados.EXE” estão contidos no arquivo nomeado tudo.txt (Relatório Completo) gerado pelo ANAREDE, como pode ser observado na figura 4.1. Antes da execução do programa “ProjetoComposiçãoBasedeDados.EXE”, o usuário deverá selecionar o tipo de problema de segurança estática a ser abordado (violação dos módulos das tensões nas barras, violação da geração de reativos em máquinas síncronas, violação de carregamento em linhas e transformadores).

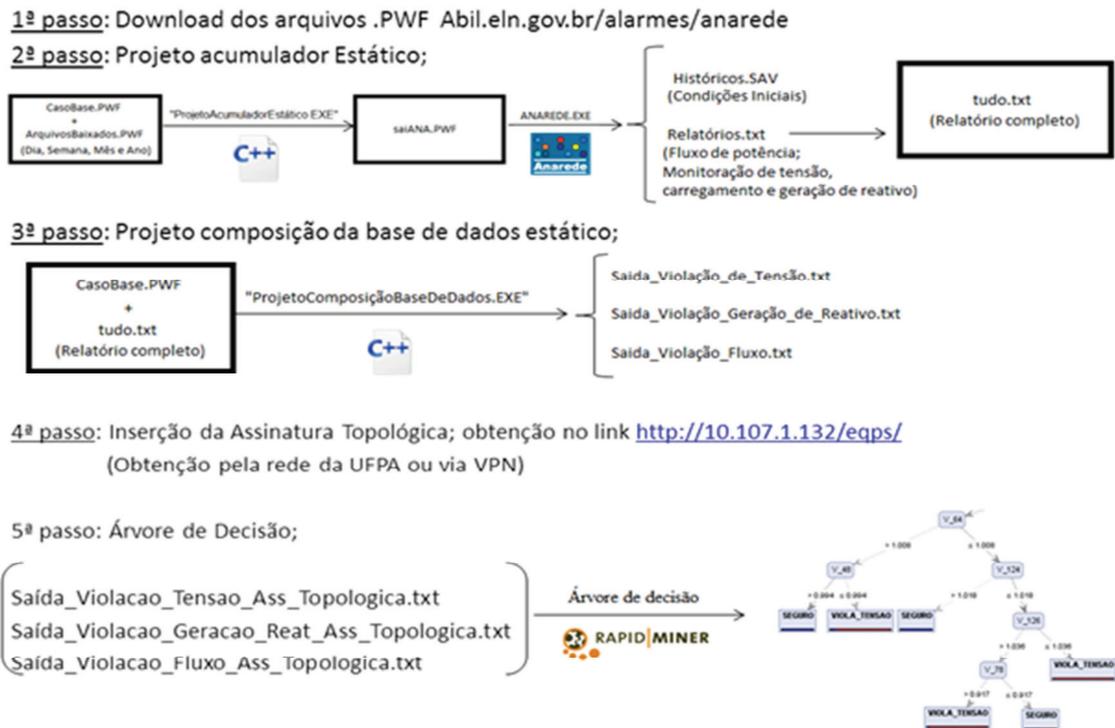


Figura 4.1 – Novo Esquema para formação das árvores de decisão para fins de avaliação da segurança estática partir do uso de arquivos .PWF exportados pela plataforma SAGE

Caso o usuário selecione a opção violação dos módulos das tensões nas barras, a base de dados será rotulada como SEGURO (caso não haja nenhuma barra com violação de tensão) ou VIOLAÇÃO_TENSÃO (caso haja ao menos uma barra com violação de tensão), de acordo com a informação contida no arquivo tudo.txt (relatório completo) sobre a monitoração de tensão do sistema elétrico. A base de dados também consiste dos seguintes atributos numéricos: módulo da tensão na barra i (V_i), defasagem de tensões entre as barras i e j (θ_{ij}), potência ativa do gerador síncrono i (P_{gi}), potência reativa do gerador/compensador síncrono i (Q_{gi}), fluxo de potência ativa entre as barras i e j (P_{ij}) e fluxo de potência reativa entre as barras i e j (Q_{ij}). A base de dados possui também os atributos Data (dia/mês/ano) e Hora (hora:minuto:segundo).

Em seguida, o usuário, no 4º passo, executará um programa por meio do link <http://10.107.1.132/eqps/>, com a finalidade de inserir na base dados o atributo simbólico assinatura topológica, que representa o estado topológico do sistema elétrico imediatamente anterior ao estado de operação contido em um arquivo .PWF exportado pelo SAGE. Os atributos data e hora foram inseridos na base de dados, a priori, com o intuito de auxiliar na introdução do atributo assinatura topológica, oriunda do SAGE, também a essa base de dados, a partir da associação entre a Data e Hora de uma mudança topológica do sistema com o estado operacional descrito pelos atributos numéricos oriundos do relatório de saída do ANAREDE.

Por fim, após a inserção da assinatura topológica a base dados a ser minerada na extensão .xls, o usuário executará o programa minerador de dados Rapidminer para criação do sistema inteligente baseado em árvore de decisão para avaliação da segurança estática do sistema elétrico da Eletrobras Eletronorte.

A figura 4.2 ilustra o diagrama esquemático de criação da árvore de decisão para avaliação da segurança dinâmica do sistema elétrico da Eletrobras Eletronorte, com foco na estabilidade transitória. Inicialmente, o usuário repetirá os 1º e 2º passos do esquema para avaliação estática da figura 4.1, os quais são semelhantes ao esquema para avaliação dinâmica

como pode ser observado na figura 4.2. A diferença é que o esquema da figura 4.2 consiste no acesso, por meio do programa ANAREDE, ao arquivo nomeado Relatórios.TXT (Dados de Geração).

Posteriormente, no 3º passo, o usuário executará o programa nomeado de “ProjetoAcumuladorANATEM.EXE” com a finalidade de acumular automaticamente n arquivos .STB em um único arquivo chamado de saiANATEM.STB. Esse programa “ProjetoAcumuladorANATEM.EXE” associa, por meio do arquivo Relatórios.TXT (Dados de Geração), o estado (ligado ou desligado), o tipo de operação (gerador ou compensador) e a numeração da barra de cada máquina síncrona e seus respectivos controles associados (Regulador automático de tensão, Estabilizador de Sistemas de Potência e Regulador de Velocidade) contidos nos arquivos .STB.

O arquivo Relatórios.TXT (Dados de Geração) possui informações oriundas do SAGE, como por exemplo, o número de máquinas que estão ligadas e/ou desligadas, e quando ligadas, quantas operam como geradores e/ou compensadores, e a numeração/nome da barra de cada uma das 23 máquinas síncronas da UHE-Tucuruí, permitindo compatibilizar os arquivos Históricos.SAV (saída do ANAREDE que fornece o estado de operação inicial para simulação dinâmica) chamados pelos arquivos .STB (arquivos de entrada para simulação dinâmica no ANATEM).

Em seguida, o usuário executará a rotina de simulação dinâmica no domínio do tempo do programa ANATEM usando o arquivo saiANATEM.STB. Para tanto, o usuário deve antes definir o trecho crítico do sistema elétricos onde será aplicado um curto-circuito trifásico de 100 ms (tempo máximo de abertura de linha pela atuação da proteção, segundo ONS). Após a execução da simulação dinâmica para todos os casos do arquivo saiANATEM.STB, o usuário terá acesso, por meio do programa ANATEM, aos arquivos nomeados PLOTS.PLT. Os arquivos PLOTS.PLT consistem das respostas dinâmicas dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas relativas ao ângulo de centro de inércia do sistema elétrico.

Em seguida, no 4º passo, o usuário utilizará o programa “ProjetoComposiçãoDaBaseDeDadosDinâmico.EXE” para fins de geração da base de dados para avaliação da segurança dinâmica, alterando somente o atributo alvo, que passará a ser SEGURO (caso não haja crescimento aperiódico do ângulo do rotor de qualquer máquina referente ao ângulo centro de inércia) ou INSEGURO (caso haja crescimento aperiódico do ângulo do rotor de qualquer máquina referente ao ângulo de centro de inércia), do ponto de vista da estabilidade transitória. Os atributos restantes, simbólicos (assinatura topológica, data e hora) e numéricos (V_i , θ_i , P_{gi} , Q_{gi} , P_{ij} , Q_{ij} condições pré-falta), serão os mesmos da base de dados para avaliação da segurança estática. Por fim, o usuário, no passo 6, executará o programa minerador de dados Rapidminer para criação do sistema inteligente baseado em árvore de decisão para avaliação da segurança dinâmica do sistema elétrico da Eletrobras Eletronorte.

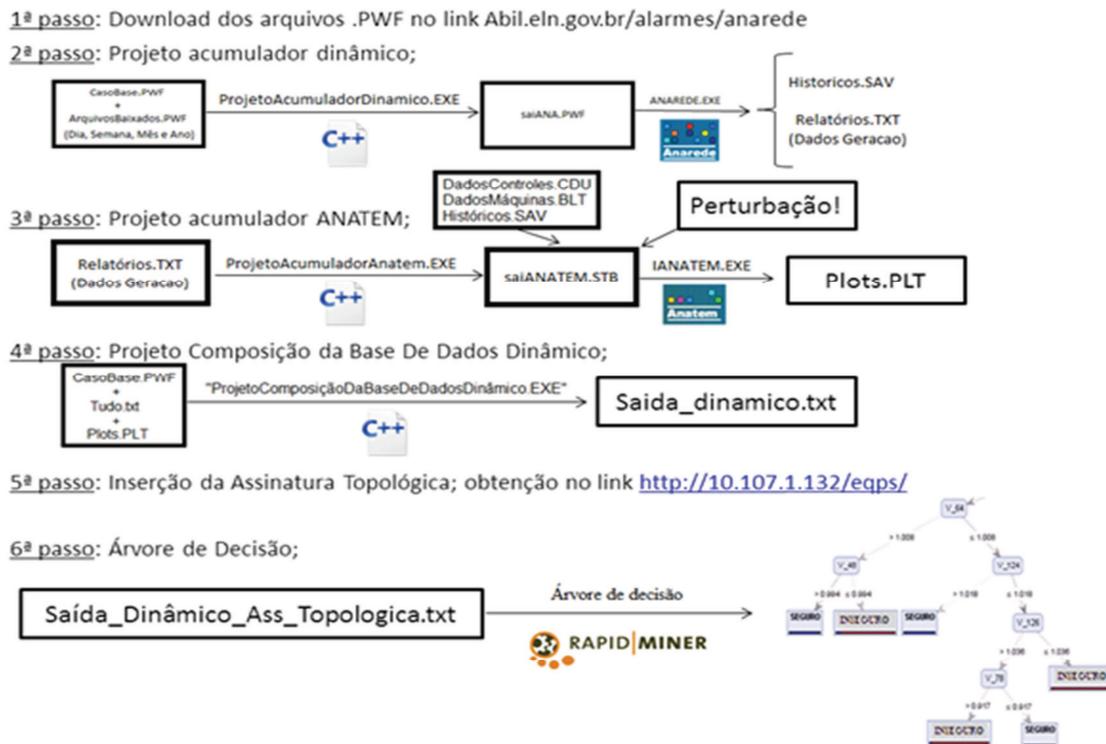


Figura 4.2 – Novo Esquema para formação das árvores de decisão para fins de avaliação da segurança dinâmica

4.2 - Esquemas do Módulo de Avaliação da Segurança Estática em Tempo Real e do Módulo de Controle Preventivo

Neste tópico do capítulo são apresentados os esquemas do módulo de avaliação da segurança estática em tempo real e do módulo de ações de controle preventivo. A figura 4.3 ilustra o esquema adotado na dissertação para criação do sistema inteligente baseado em árvore de decisão, utilizando os programas ANAREDE, ANATEM, RAPIDMINER e rotinas específicas desenvolvidas em C++ Builder para criação de 01 arquivo .PWF, 01 arquivo .STB, 01 arquivo .TXT (base de dados de segurança estática) e 01 arquivo .TXT (base de dados de segurança dinâmica), respectivamente.

O arquivo .PWF gerado consiste de uma gama de cenários operativos (diversos patamares de carga e todas as topologias N-1 do sistema) para posterior execução automática do fluxo de carga de todos os cenários via ANAREDE. Após essa execução, são gerados n (número total de topologias N-1) arquivos .SAV e 01 arquivo.TXT (relatório de saída do ANAREDE). Cada arquivo .SAV consiste de 99 casos, sendo que cada caso possui informações do fluxo de carga solucionado para o respectivo patamar de carga, ou seja, cada caso do arquivo .SAV esta associado a um patamar de carga.

O arquivo .TXT (relatório de saída do ANAREDE) gerado é utilizado para criar a base de dados rotulada, também em formato .TXT, para avaliação da segurança estática, a qual consiste de atributos numéricos (as potências ativas e reativas, módulos das tensões, etc.), de atributos simbólicos (topologia do sistema) e do rótulo (seguro ou inseguro). Os arquivos .SAV gerados são chamados (como condições iniciais operativas) pelo o arquivo .STB, que por sua vez consiste de uma lista de trechos (linhas de transmissão) onde são aplicados os defeitos (curto-circuito trifásico), para posterior execução automática da simulação no domínio do tempo via ANATEM.

Após essa execução, são gerados n (número total de simulações) arquivos .PLOT. Cada arquivo .PLOT consiste de informações referentes a resposta dos ângulos dos rotores dos

geradores síncronos relativo ao ângulo de centro de inércia do sistema elétrico, para um determinado cenário operativo, frente um curto-circuito trifásico em um determinado trecho do sistema.

Esses arquivos .PLOT gerados são utilizados para criar uma base de dados rotulada em formato .TXT, para avaliação da segurança dinâmica como foco na estabilidade transitória, a qual consiste também de atributos numéricos e simbólicos (topologia do sistema e trecho onde é aplicado a falta), e o rótulo (seguro ou inseguro). Após geração das respectivas bases de dados de segurança estática e dinâmica, ambas em formato .TXT, os códigos das ADs para avaliar a segurança estática e a segurança dinâmica são criados via RAPIDMINER (software minerador de dados).

O esquema adotado consiste também de uma estratégia para enriquecer ou efficientizar a base de dados, no sentido de propiciar maior eficiência das árvores de decisão criadas, com relação ao desempenho da classificação. Essa estratégia de efficientização da base dados é somente adotada quando o desempenho de qualquer uma das árvores de decisão é insatisfatório.

Em seguida as nomenclaturas entre o arquivo .PWF (fornecido pelo ONS) e a plataforma SAGE foram compatibilizadas, para fins de implantação da ferramenta em ambiente de operação. O arquivo .PWF (com os dados de entrada do sistema elétrico interligado nacional) pode ser acessado via www.ons.org.br. Essa compatibilização de códigos de nomenclatura entre o arquivo .PWF (oriundo do ONS) e a base de dados SAGE exige a necessidade de atualização periódica de dicionários e de tratamento de dados, o que a torna uma tarefa muito exaustiva, uma vez que periodicamente novos equipamentos são adicionados ao sistema elétrico e registrados com códigos distintos nas bases de dados do ONS e SAGE.

Por meio do acesso aos manuais do SAGE, no sentido de eliminar essa necessidade de compatibilização de nomenclaturas, constatou-se que a plataforma SAGE gera 01 arquivo .PWF a cada atualização do estimador de estado e do configurador de redes, já com a mesma nomenclatura da base de dados SAGE. Esse fato permitiu a simplificação da integração da ferramenta ao sistema SCADA, e a atualização periódica da ferramenta sem grandes esforços.

Em seguida, após a execução de estudos de fluxo de carga do sistema elétrico da Eletrobras Eletronorte (Sistema Pará), a partir do uso de arquivos .PWF (oriundos do SAGE) via ANAREDE, e posterior validação dos resultados referente à base de dados SAGE, optou-se pelo uso do histórico do SAGE para geração da base de dados, tendo em vista o grande potencial de aplicabilidade que o produto passou a ter.

Vale ressaltar que tanto a abordagem que utiliza os arquivos .PWF do ONS quanto a que usa os arquivos do SAGE constroem apenas 01 arquivo .PWF completo a partir da junção n arquivos .PWF. A diferença básica é que em caso de uso dos arquivos do ONS a ferramenta constrói primeiramente os n arquivos .PWF para posterior construção do arquivo .PWF completo, a partir da geração de diversos cenários operativos (em relação ao caso base fornecido pelo ONS) com diferentes níveis de patamares de carga em diversas configurações topológicas, que por vezes são cenários irreais. Já para o caso do uso de arquivos .PWF oriundos do SAGE a ferramenta constrói o arquivo .PWF completo a partir da junção de n arquivos gerados pela plataforma SAGE, que por sua vez representam o histórico operacional real do sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte. A figura 4.3 ilustra o esquema adotado na dissertação para criação do sistema inteligente baseado em árvore de decisão.

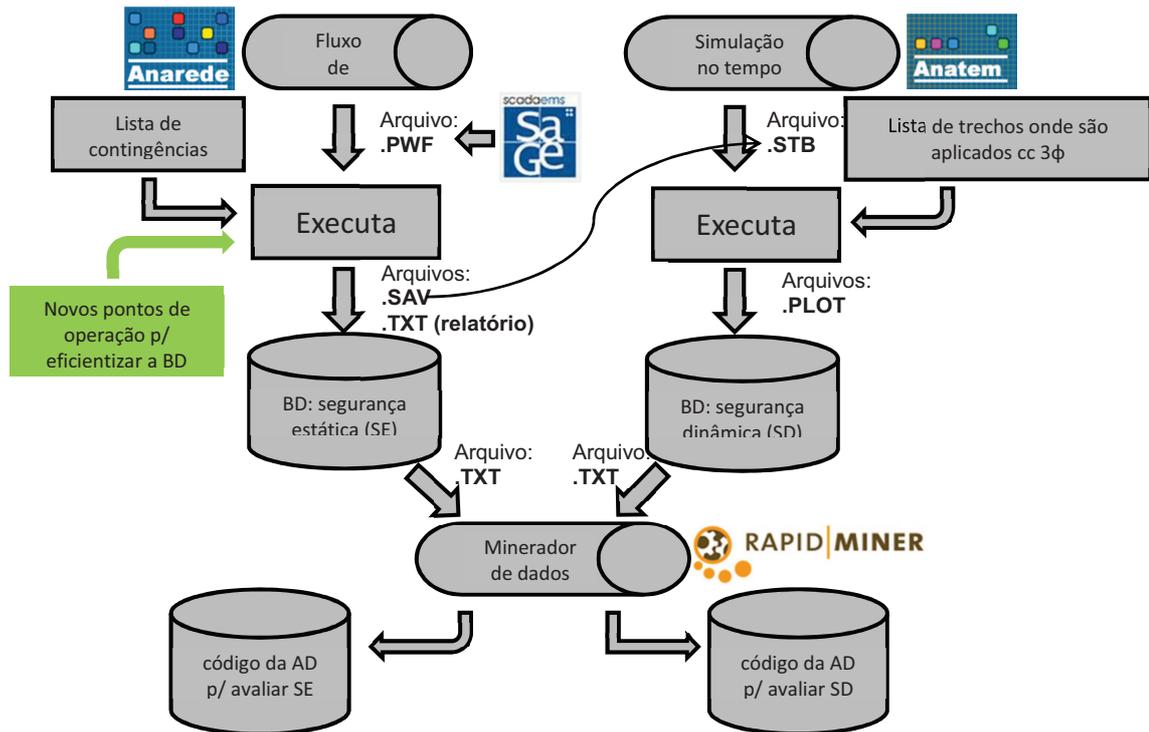


Figura 4.3 – Esquema de geração do código da árvore de decisão para fins de avaliação da segurança estática e dinâmica

A figura 4.4 ilustra o esquema do módulo de avaliação da segurança estática em tempo real. A partir dos dados adquiridos do configurador de redes e do estimador de estados, ambos integrados ao sistema SCADA/SAGE, do centro de controle do sistema, o modelo da árvore de decisão classifica de maneira rápida se o sistema é *seguro* ou *inseguro* do ponto de vista estático.

Após a classificação, realizada por este processo, caso o sistema esteja no estado *seguro*, é realizado o cálculo das margens de segurança do sistema para o ponto de operação em tempo real atual, indicando a robustez do sistema. O conhecimento dessas margens permitirá avaliar com maior precisão a habilidade do sistema elétrico para enfrentar possíveis situações de contingências futuras e continuar operando em um estado normal de operação.

Ações de controle preventivo podem ser implementadas de modo que consequências graves sejam evitadas antes que ocorram. A figura 4.5 ilustra o esquema adotado de ações de controle preventivo baseado em ADs, utilizando o programa FLUPOT (integrado ao SAGE) e rotinas computacionais em C++ Builder desenvolvidas para criação de arquivos .PWF. Cada arquivo .PWF criado consiste de restrições de segurança estática ou dinâmica ambas oriundas dos código das ADs, para posterior execução do fluxo de carga ótimo via FLUPOT, o qual consiste em modificar os níveis de geração entre os geradores.

Neste caso, as ações de controle preventivo serão realizadas somente quando o sistema elétrico ainda está em uma condição de operação normal. Caso alguma contingência crítica seja identificada por meio da avaliação da segurança baseado em ADs, as ações preventivas devem ser implementadas de tal forma que as restrições de segurança oriundas das ADs sejam atendidas.

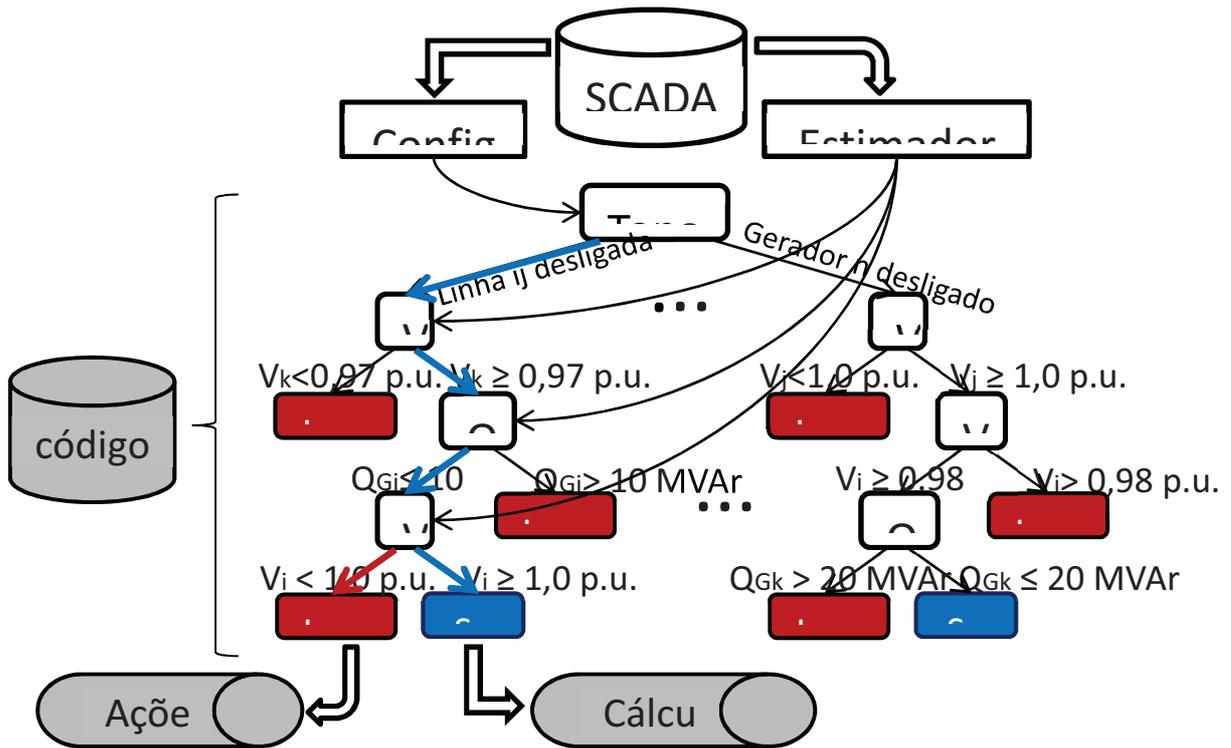
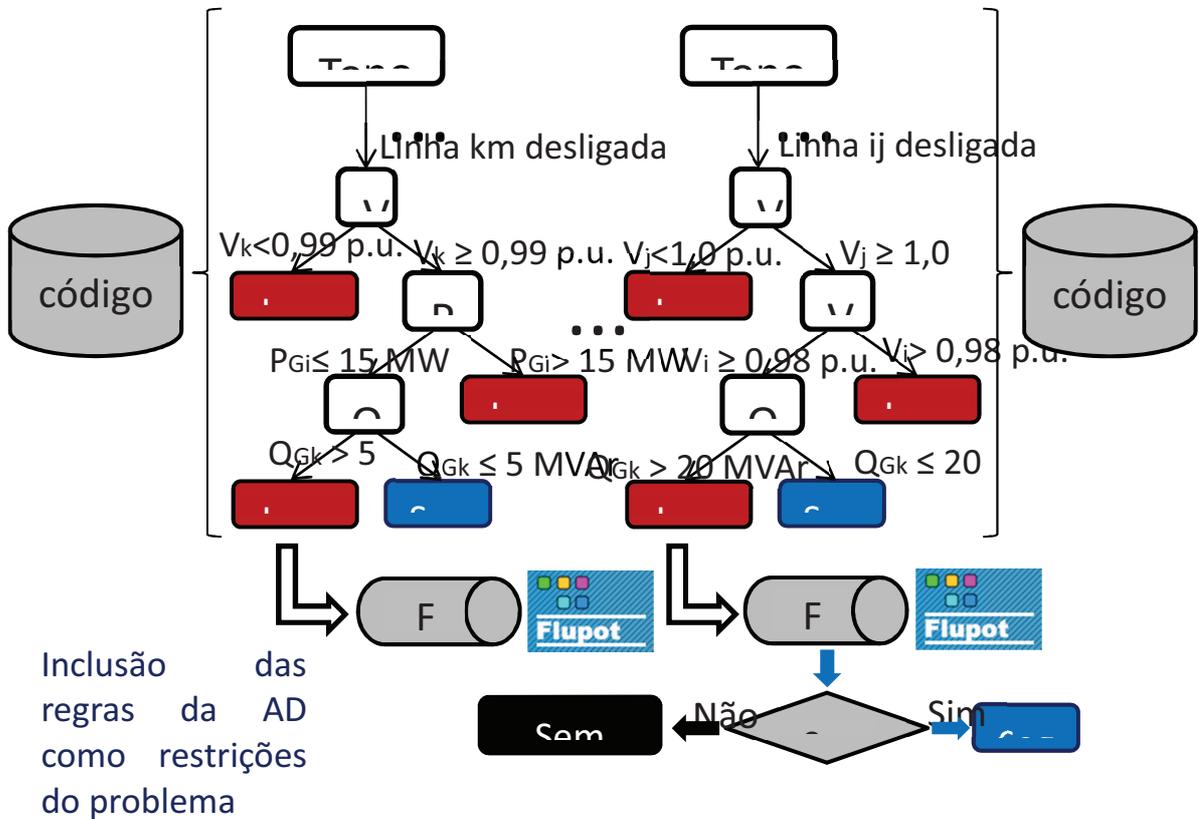


Figura 4.4 – Esquema do Módulo de Ações de Controle Preventivo “On-line” baseado em árvore de decisão



Inclusão das regras da AD como restrições do problema

Figura 4.5 – Esquema do Módulo de Ações de Controle Preventivo “Off-line” baseado em árvore de decisão

CAPÍTULO 05 – RESULTADOS

5.1 – Sistema Elétrico da Eletrobrás Eletronorte

Para fins de testes e validação das metodologias baseada em árvore de decisão são apresentados estudo de casos de avaliação da segurança estática e do controle preventivo para melhoria da segurança estática e dinâmica do Sistema Elétrico da Eletrobrás Eletronorte (regional Pará), ilustrado em azul na Figura 5.1. As análises apresentam as principais variáveis de controle e seus limites (extraídos das árvores de decisão) que afetam a segurança estática e dinâmica do sistema.

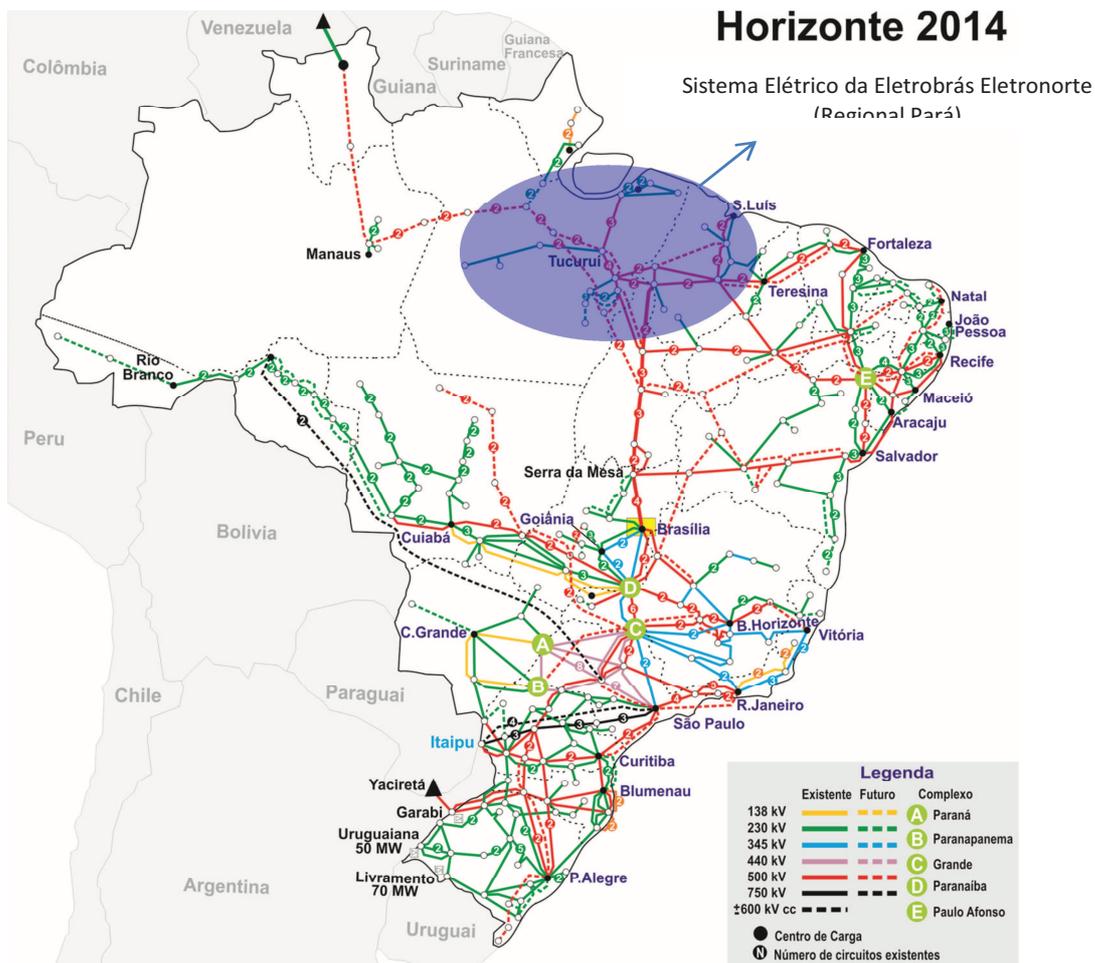


Figura 5.1 - Sistema Elétrico da Eletrobrás Eletronorte (Regional Pará) marcado em azul

5.2 – Estudo de Casos

5.2.1 - Avaliação da Segurança Estática com Foco na Tensão Operativa

5.2.1.1 – Treino e teste da árvore de decisão com dados do dia 08/11/2013

Primeiramente, foi realizado um download de arquivos .PWF correspondentes à operação do dia 08/11/2013. Em seguida, uma base de dados foi gerada para posterior criação

da árvore de decisão. Foram utilizados 70% dos dados para treino e 30% para teste. Na figura 5.2 é ilustrado um ramo da árvore da decisão referente à configuração topológica A01. O sistema elétrico operou com essa topologia A01 nos horários de (00:02hs as 02:34hs) e de (09:32hs as 13:27 hs). Para essa topologia A01 foram armazenados 66 arquivos .PWF (dados reais) correspondentes ao dia 08/11. Posteriormente, foram simulados 434 casos complementares (novas condições de carregamento em torno dos 66 pontos de operação reais) a fim de totalizar os 500 casos para a topologia A01, bem como para todas as 11 topologias do dia 08/11.

Os atributos selecionados para constar na base de dados fornecida ao Rapidminer (programa minerador de dados) foram os módulos das tensões nas barras que possuem controle de tensão, as potências ativa e reativa das barras PV, a configuração topológica, e o rótulo (seguro ou inseguro). Como pode ser observado na Figura 5.2, o nó raiz da árvore de decisão é a configuração topologia do sistema. Essa informação é extremamente útil para o operador, de forma a se ater apenas a referida topologia.

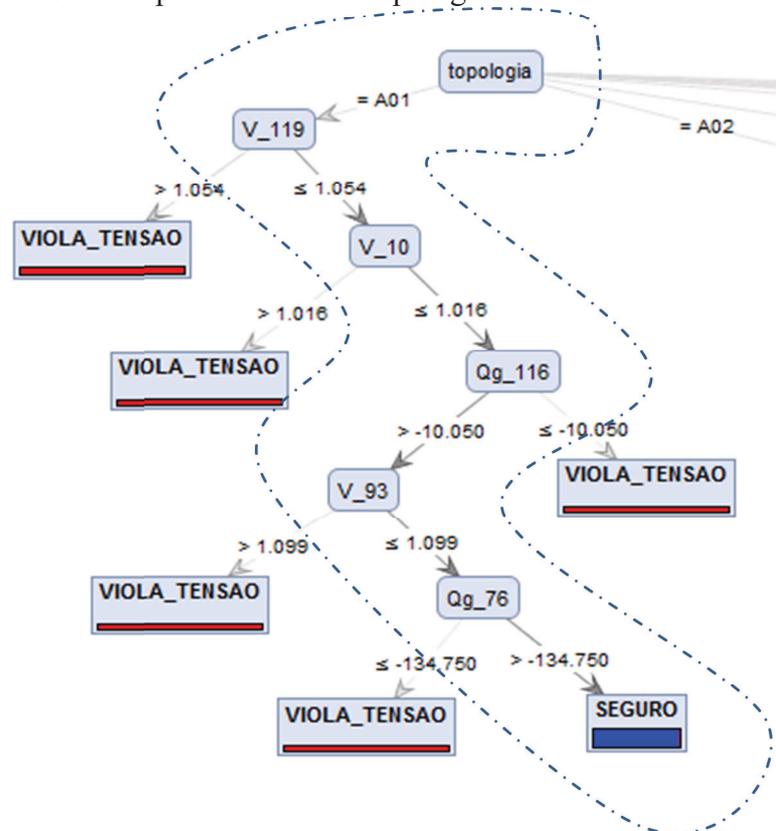


Figura 5.2 - Ramo da árvore de decisão que se refere à topologia A01 do dia 08/11/2013

Pode-se observar na figura 5.2 que as regras da árvore de decisão circulas pelo caminho tracejado em azul, se adotadas, tornam o sistema seguro para a topologia A01. As regras encontradas pelo algoritmo que possuem maior influência com relação à segurança de tensão são por ordem hierárquica: Se $V_{119} \leq 1,054$ p.u., e $V_{10} \leq 1,016$ p.u., e $Qg_{116} > -10$ MVar, e $V_{93} \leq 1,099$ p.u., e $Qg_{76} > -134,750$ MVAR, então o sistema é seguro. Pode-se notar que esse ramo da árvore de decisão indica um caminho cujas regras devem ser respeitadas para garantir o sistema em um ponto de operação seguro do ponto de vista dos módulos das tensões em todas as barras. Esse aspecto é muito importante, pois essa nova informação referente à topologia A01 do sistema, só propiciada pelo uso da árvore de decisão,

facilitará significativamente a tarefa do operador, que por sua vez poderá ficar mais focado no acompanhamento das variáveis realmente críticas de operação.

Outro aspecto importante a ser destacado é o número muito menor de variáveis indicadas pelo ramo da árvore de decisão quando comparado ao número de atributos que pertencem à base de dados que foi fornecida ao software Rapidminer para a construção da árvore de decisão. Isso se deve a uma das características da árvore de decisão que é reduzir dimensionalidade devido ao índice que correlaciona os atributos críticos a segurança de tensão do sistema.

A inteligência contida nas regras desse ramo específico da árvore de decisão pode ser diretamente utilizada para cálculo de margens de segurança de tensão, bem como em tomada de ações corretivas locais e remotas.

A tabela 5.1 apresenta a matriz confusão correspondente à árvore de decisão, a qual foi construída com a finalidade de avaliar a segurança de tensão do sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte (Regional Pará). A base de dados de treino e teste foi obtida a partir de dados relativos à operação do dia 08/11/2013. Pode se observar que a taxa de acerto (*acurácia*) foi de 97,58%, ocorrendo apenas 18 casos que foram preditos como seguro, enquanto que na realidade, trata-se de casos inseguros, ficando a predição da classe seguro com uma precisão de classe de 98,14%. A predição da classe inseguro ficou com uma precisão de 96,76%. Ambas as classes apresentaram excelentes desempenhos de classificação.

Tabela 5.1 - Matriz confusão da árvore de decisão para fins de avaliação da segurança estática

Acurácia: 97,58%	Classe Real			
	Seguro	Inseguro	Classe de Precisão	
Classe Predita	Seguro	952	18	98,14%
	Inseguro	22	658	96,76%
Classe Recall		97,74%	97,34%	

Após a criação da árvore de decisão, um arquivo .PWF do dia 08/11/2013 no instante 01:18hs foi selecionado para teste e validação das regras determinadas pela árvore de decisão. No referido horário (01:18hs) do dia 08/11/2013 duas violações de tensão foram detectadas nas barras 93 ($V_{93}=1,102$ p.u.) e ($V_{118}=1,052$ p.u.), de acordo com o relatório de monitoração de tensão mostrado na figura 5.3.

```

08-11-13 01:18 - Dados de entrada do Anarede (BASE colbe_ems - CONTEXTO tr)
MONITORACAO DE TENSAO

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
NUM.      BARRA      ARE  TENSÃO      VIOLACAO SHUNTBAR SHUNTLIN  SEVERIDADE
-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
          NOME      ARE  MIN  MOD.  MAX  (PU)  (Mvar)  (Mvar)
-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
          93 TUBR2G23    1  0.900  1.102  1.100  0.002          *
          118 VCBR6      1  0.950  1.052  1.050  0.002  111.00        *

----- IND SEVER.      0.1 -----

```

Figura 5.3 - Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 01:18hs)

Para corrigir os módulos das tensões nas barras 93 e 118, ajustou-se o reativo absorvido na barra 119 de -163 MVar para -180 MVar, a fim de reduzir o módulo da tensão na barra 119 para um valor menor que 1,054 p.u. de acordo com a informação contida na primeira variável crítica da árvore de decisão. Em seguida, tanto o módulo da tensão na barra 10 ($V_{10}=1.012$) como potência reativa absorvida na barra 116 ($Q_{g_{116}}=25.87$) não foram ajustados, pois ambos atenderam as regras da árvore. Posteriormente, pela hierarquia das regras, foi realizado um ajuste no módulo da tensão na barra 93 de 1,102 p.u. para 1,08 p.u., atendendo a regra estabelecida pela árvore de decisão. Por fim, não foi necessário ajustar a potência reativa na barra 76 ($Q_{g_{76}}=-132$ MVar), de acordo com a última regra da árvore de decisão. Após os ajustes baseados nas regras da árvore de decisão, um fluxo de carga foi executado e o relatório de monitoração de tensão não detectou violações como mostrado na figura 5.4.

MONITORACAO DE TENSÃO

Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

Figura 5.4 - Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 01:18hs) após ajustes baseados nas regras da árvore de decisão

5.2.1.2 – Treinamento com dados do dia 08/11/2013 e teste com dados reais do dia 09/11/2013

A base de dados relativa aos cenários operativos (dados reais e dados simulados) do dia 08/11/2013 foi utilizada para treinamento da árvore de decisão. Dados reais do SAGE do dia seguinte 09/11/2013 foram utilizados na etapa de teste. A figura 5.5 apresenta um ramo da árvore da decisão referente à configuração topológica A11. O sistema elétrico operou com essa topologia A11 nos horários de (23:09hs as 23:55hs). Para a referida foram armazenados 10 arquivos .PWF (dados reais) correspondentes ao dia 08/11. Posteriormente, foram simulados 490 casos complementares (novas condições de carregamento em torno dos 10 pontos de operação reais) a fim de totalizar os 500 casos para a topologia A11, bem como para todas as 11 topologias em operação no dia 08/11.

Os atributos selecionados para constar na base de dados foram os módulos das tensões nas barras de geração, as potências ativa e reativa injetadas em barras do tipo PV, a configuração topológica, e o rótulo (seguro ou inseguro). Nota-se na figura 5.4 que a árvore de decisão é orientada por topologia. As regras da árvore de decisão circuladas pelo caminho tracejado em azul, se adotadas, tornam o sistema seguro para a topologia A11. As regras encontradas pelo algoritmo que possuem maior influência com relação à segurança de tensão são por ordem hierárquica: Se $Q_{g_{115}} > 6,55$ MVar e $V_{116} \leq 1,022$ p.u., então o sistema é seguro. Caso as duas regras sejam respeitadas, não haverá violação de tensão no sistema da Eletrobrás Eletronorte (Regional Pará). Essa característica da árvore de decisão de fornecer somente poucas variáveis que são realmente críticas (em uma determinada topologia) para a manutenção de níveis adequados de tensão em todo o sistema elétrico é de fato muito relevante para o suporte à operação.

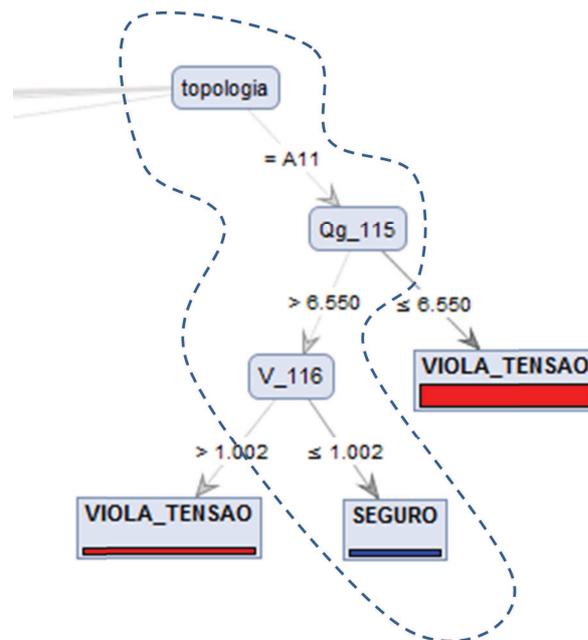


Figura 5.5 - Ramo da árvore de decisão que se refere à topologia A11 do dia 08/11/2013

A tabela 5.2 apresenta a matriz confusão referente ao ramo da árvore de decisão ilustrada na figura 5.5, onde pode se observar uma taxa de acerto (*acurácia*) foi de 69,57%. Nota-se que os desempenhos de classificação das duas classes são de baixa precisão. Esse aspecto pode ser melhorado pelo enriquecimento da base de dados, considerando o uso de métodos probabilísticos para simulações de condições operacionais mais realísticas (completares aos dados reais).

Tabela 5.2 - Matriz confusão da árvore de decisão treinada com dados do dia 08/11/2013 e testada com dados do dia 09/11/2013

Acurácia: 69,57%		Classe Real		Classe de Precisão
		Seguro	Inseguro	
Classe Predita	Seguro	6	3	66,67%
	Inseguro	11	26	70,27%
Classe Recall		35,29%	89,66%	

Após a criação da árvore de decisão, um arquivo .PWF do dia 09/11/2013 no instante 00:05hs foi selecionado para teste e validação das regras determinadas pela árvore de decisão. No referido horário (00:05hs) do dia 09/11/2013 uma violação de tensão foi detectada na barra 118 ($V_{118}=1,051$ p.u.), de acordo com o relatório de monitoração de tensão mostrado na figura 5.6.

```

09-11-13 00:05 - Dados de entrada do Anarede (BASE colbe_ems - CONTEXTO tr)
MONITORACAO DE TENSAO

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      BARRA          TENSÃO          VIOLACAO SHUNTBAR SHUNT LIN   SEVERIDADE
      NUM.    NOME      ARE  MIN  MOD.  MAX  (PU)  (Mvar)  (Mvar)
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      118 VCBR6          1  0.950  1.051  1.050  0.001  222.00
----- IND SEVER.          0.0 -----

```

Figura 5.6 - Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 09/11/2013 as 00:05hs)

Com a finalidade de corrigir o módulo da tensão na barra 118, ajustou-se o reativo na barra 115 de 5,233 MVAR para 7,0 MVAR, de acordo com a informação contida na primeira variável crítica da árvore de decisão. Em seguida, o módulo da tensão na barra 116 ($V_{116}=1.002$) foi ajustado de 1,002 p.u. para 0,99 p.u. para atender a segunda e última regra do ramo da árvore de decisão. Após os ajustes baseados nas regras da árvore de decisão, um fluxo de carga foi executado e o relatório de monitoração de tensão não detectou violações como mostrado na figura 5.7.

```

MONITORACAO DE TENSAO

Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

```

Figura 5.7 - Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 01:18hs) após ajustes baseados nas regras da árvore de decisão

5.2.2 - Controle Preventivo com Foco na Melhoria da Segurança de Tensão

5.2.2.1 - Treino e teste da árvore de decisão com dados do dia 08/11/2013: Saída da linha de transmissão IZCO-LT7-0101 (circuito 2) entre as barras 126 e 140

Os arquivos .PWF correspondentes à operação do dia 08/11/2013 também foram utilizados para gerar a base de dados, porém nesse caso considerando a saída da linha de transmissão (IZCO-LT7-0101) entre as barras 126 e 140 do sistema elétrico da Eletronorte Eletrobrás (Regional Pará). Em seguida, uma base de dados foi gerada para posterior criação da árvore de decisão. Foram utilizados 70% dos dados para treino e 30% para teste.

A figura 5.8 ilustra um ramo da árvore da decisão referente à configuração topológica A03 (considerando a saída da linha IZCO-LT7-0101) para fins de controle preventivo, ou seja, caso a linha IZCO-LT7-0101 seja desligada para manutenção ou mesmo intempestivamente, as regras da árvore de decisão podem ser utilizadas para evitar que violações de tensão possam ocorrer em função do desligamento da referida linha. O sistema elétrico operou com a topologia A03 (com a linha IZCO-LT7-0101 em operação) nos horários de (02:26hs as 08:04hs), totalizando o armazenamento 67 arquivos .PWF (dados reais). Esses 67 arquivos foram modificados considerando o desligamento da linha IZCO-LT7-0101. Posteriormente, foram simulados 433 casos complementares (novas condições de carregamento em torno dos 67 pontos de operação modificados com o desligamento da linha IZCO-LT7-0101) a fim de totalizar os 500 casos para a topologia A03, bem como para todas as 11 topologias do dia 08/11.

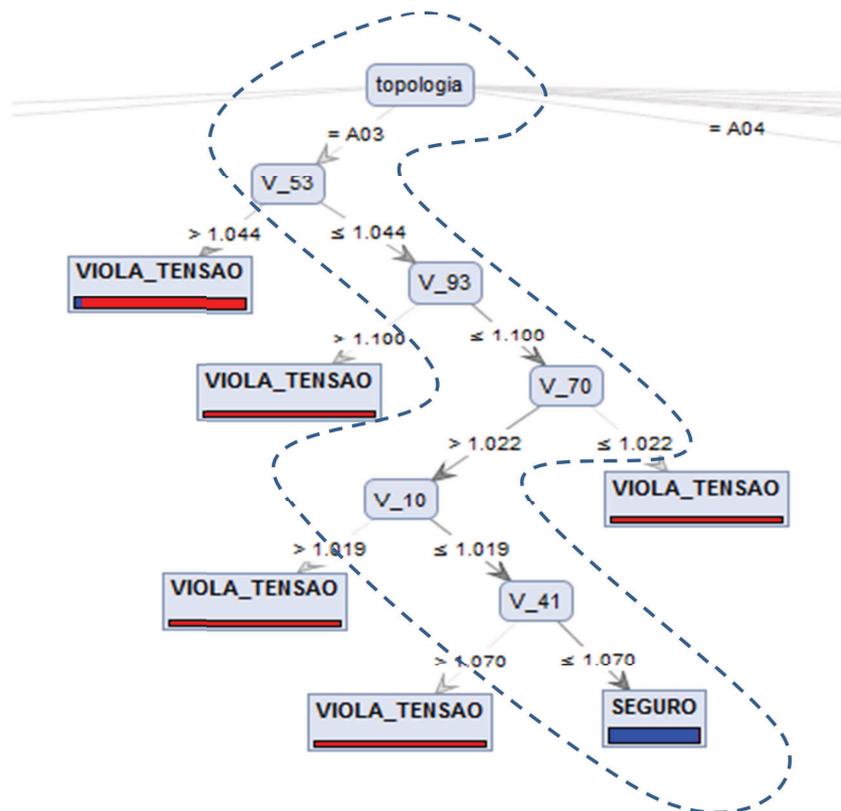


Figura 5.8 - Ramo da árvore de decisão que se refere à topologia A03 do dia 08/11/2013, considerando a saída da linha de transmissão IZCO-LT7-0101

Os atributos escolhidos para constar na base de dados foram os módulos das tensões nas barras que possuem controle de tensão, as potências ativa e reativa das barras PV, a configuração topológica, e o rótulo (seguro ou inseguro). Assim como nos estudos de casos anteriores, o nó raiz da árvore de decisão é a configuração topologia do sistema, como pode ser observado na figura 5.8.

Caso as regras da árvore de decisão circulas pelo caminho tracejado em azul da figura 5.8 sejam adotadas quando a linha IZCO-LT7-0101 for desligada, o sistema evitará tensões inaceitáveis. As regras encontradas pelo algoritmo que possuem maior influência com relação à segurança de tensão são por ordem hierárquica: Se $V_{53} \leq 1,044$ p.u., e $V_{93} \leq 1,10$ p.u., e $V_{70} > 1,022$ p.u., e $V_{10} \leq 1,019$ p.u., e $V_{41} \leq 1,07$ p.u., então o sistema é seguro.

A inteligência contida nas regras desse ramo específico da árvore de decisão pode ser diretamente utilizada em tomada de ações preventivas como o ajuste da injeção/absorção de reativos, utilizando por exemplo um fluxo de carga ótimo com as variáveis críticas da árvore como as variáveis de controle.

A tabela 5.3 mostra a matriz confusão correspondente à árvore de decisão, a qual foi construída para fins de auxílio ao controle preventivo, quando a linha IZCO-LT7-0101 for desligada. Os dados utilizados nas etapas de treino e teste correspondem à operação do dia 08/11/2013. Ambas as classes apresentaram excelentes desempenhos de classificação.

Tabela 5.3 - Matriz confusão da árvore de decisão para fins de auxílio ao controle preventivo, em caso de desligamento da saída da linha IZCO-LT7-0101

Acurácia: 97,33%	Classe Real		
	Seguro	Inseguro	Classe de Precisão
Classe Predita Seguro	1303	29	97,82%
Inseguro	15	303	95,28%
Classe Recall	98,86%	91,27%	

Após a criação da árvore de decisão, um arquivo .PWF do dia 08/11/2013 no horário 05:15hs foi selecionado, e posteriormente modificado com o desligamento da linha IZCO-LT7-0101, para teste e validação das regras determinadas pela árvore de decisão. Para esse caso três violações de tensão foram detectadas nas barras 128 ($V_{128}=1,106$ p.u.), 93 ($V_{93}=1,102$ p.u.), e 45 ($V_{45}=1,051$ p.u.), de acordo com o relatório de monitoração de tensão mostrado na figura 5.9.

Com a finalidade de corrigir as violações de tensão apresentadas na figura 5.9, primeiramente, foi realizado um aumento na absorção de reativo na barra 53 de -540 MVar para -565 MVar, de acordo com a informação contida na primeira variável crítica da árvore de decisão. Esse ajuste foi necessário para reduzir a tensão na barra 53. Em seguida, o módulo da tensão na barra 93 ($V_{93}=1.102$) foi ajustado de 1,102 p.u. para 1,08 p.u. para atender a segunda regra do ramo da árvore de decisão. Após o atendimento da segunda regra, não houve mais necessidade de ajustes, pois as últimas três regras já estavam sendo atendidas. Após os ajustes baseados nas regras da árvore de decisão, um fluxo de carga foi executado e o relatório de monitoração de tensão não detectou violações como mostrado na figura 5.10.

```

08-11-13 05:15 - Dados de entrada do Anarede (BASE colbe_ems - CONTEXTO tr)
MONITORACAO DE TENSÃO

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      BARRA          TENSÃO          VIOLAÇÃO SHUNTBAR SHUNTLIN          SEVERIDADE
      NUM.          NOME          ARE  MIN  MOD.  MAX  (PU)  (Mvar)  (Mvar)
X---X-----X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      128 COCL7-03          3  0.950  1.106  1.100  0.006          -272.70 *
      93  TUBR2G23          1  0.900  1.102  1.100  0.002          *
      45  ONBR6            1  0.950  1.051  1.050  0.001          *

----- IND SEVER.          0.4 -----

```

Figura 5.9 - Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 05:15hs, com o desligamento da linha IZCO-LT7-0101)

MONITORACAO DE TENSÃO

Não foram encontradas violações de tensão entre as barras monitoradas.

Figura 5.10 - Relatório de monitoração de tensão fornecido pelo ANAREDE (arquivo .PWF do dia 08/11/2013 as 05:15hs, com o desligamento da linha IZCO-LT7-0101) após ajustes baseados nas regras da árvore de decisão

É importante destacar que dentre as barras que apresentaram violação de tensão, somente a barra 93 apresenta uma variável crítica (módulo da tensão na própria barra) contida no ramo da árvore de decisão ilustrada na figura 5.8. As barras 128 e 45 que também

apresentaram valores inaceitáveis de tensão não possuem variáveis que compõem as regras da árvore de decisão. Esse aspecto é interessante, pois a priori, sem o auxílio da árvore de decisão, o operador certamente realizaria o ajuste local de reativo em cada barra para corrigir a tensão. Porém, as barras 128 e 45 são do tipo PQ (barra de carga) e não possuem equipamentos com controle de tensão. Nesse caso, o operador teria que tomar outra ação (remota, por exemplo) para corrigir os módulos das tensões nas barras 128 e 45. Supondo ainda que existissem equipamentos com controle de tensão nas barras 128 e 45, seriam necessários três ajustes locais. Porém, com o auxílio da árvore de decisão foi necessário o ajuste de somente duas variáveis (V_{53} e V_{93}), apesar do número de variáveis críticas da árvore ser maior que o número de barras com tensões violadas.

Outro aspecto interessante, é que o caso do dia 08/11 as 05:15hs (com o desligamento da linha IZCO-LT7-0101) representa um cenário de carga leve, com violação de tensão em três barras por sobretensão. Porém, a terceira regra da árvore de decisão, por ordem hierárquica, impõe que o módulo da tensão na barra 70 seja maior que 1,022 p.u. A princípio, aumentar o módulo da tensão em uma barra que possui controle seria uma medida controversa para reduzir a tensão em outras barras, o que não ocorre com o uso de tal regra.

5.2.3 - Controle Preventivo com foco na Melhoria da Estabilidade Transitória

5.2.3.1 - Treino e teste da árvore de decisão com dados do dia 08/11/2013: Curto-circuito de 100ms próxima à linha de transmissão TUVCLT

Os arquivos .PWF correspondentes à operação do dia 08/11/2013 e o arquivo .STB (dados dinâmicos) foram utilizados para gerar a base de dados para fins de auxílio ao controle preventivo contra perturbações que possam levar o sistema para a instabilidade transitória. Em seguida, uma base de dados foi gerada para posterior criação da árvore de decisão. Foram utilizados 70% dos dados para treino e 30% para teste.

A figura 5.11 ilustra um ramo da árvore da decisão referente à configuração topológica A03 para fins de controle preventivo, ou seja, se um curto-circuito de 100ms ocorrer próximo à linha IZPD-LT7-201, as regras da árvore de decisão podem ser utilizadas para evitar que o sistema seja levado para uma instabilidade, caso a perturbação ocorra. O sistema elétrico operou com a topologia A03 nos horários de (02:26hs as 08:04hs), totalizando o armazenamento 67 arquivos .PWF (dados reais). Posteriormente, foram simulados 433 casos complementares (novas condições de carregamento em torno dos 67 pontos de operação), totalizando os 500 casos para a topologia A03, bem como para todas as 11 topologias do dia 08/11.

Os atributos escolhidos para constar na base de dados foram os módulos das tensões nas barras de geração, as potências ativa e reativa das barras de geração, a configuração topológica, e o rótulo (seguro ou inseguro, do ponto de vista da estabilidade transitória). Assim como nos estudos de casos anteriores, o nó raiz da árvore de decisão é a configuração topologia do sistema, como pode ser observado na figura 5.11.

Caso as regras da árvore de decisão circuladas pelo caminho tracejado em azul da figura 5.11 sejam adotadas para aumentar a margem de estabilidade transitória do sistema, em caso de ocorrência de curto-circuito próximo à linha IZPD-LT7-201, a estabilidade do sistema será mantida. As regras encontradas pelo algoritmo que possuem maior influência com relação à segurança de dinâmica com foco na estabilidade transitória são por ordem hierárquica: Se $Qg_{31} > 64,95$ MVar, e $Qg_{116} \leq 46,2$ MVar, então o sistema é seguro.

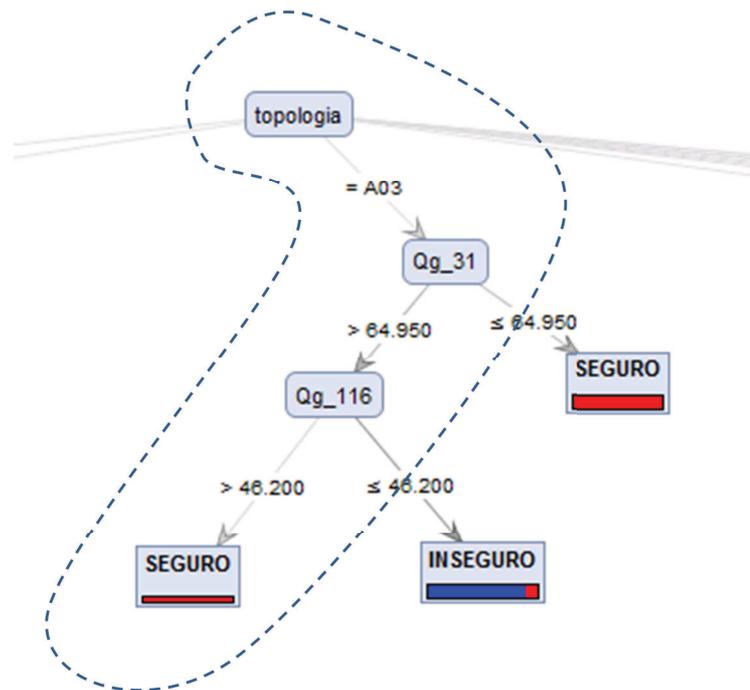


Figura 5.11 - Ramo da árvore de decisão que se refere à topologia A03 do dia 08/11/2013, para fins de auxílio ao controle preventivo para garantir a estabilidade transitória

A inteligência contida nas regras desse ramo específico da árvore de decisão pode ser diretamente utilizada em tomada de ações preventivas como o ajuste da injeção/absorção de reativos ou re-despacho da geração, utilizando por exemplo um fluxo de carga ótimo com as variáveis críticas da árvore como as variáveis de controle.

A tabela 5.4 mostra a matriz confusão correspondente à árvore de decisão, a qual foi construída para fins de auxílio ao controle preventivo contra o fenômeno da instabilidade transitória no sistema em caso de ocorrência de um curto-circuito de 100ms próximo à linha IZPD-LT7-201. Os dados utilizados nas etapas de treino e teste correspondem à operação do dia 08/11/2013. Ambas as classes apresentaram excelentes desempenhos de classificação.

Tabela 5.4 - Matriz confusão da árvore de decisão para fins de auxílio ao controle preventivo, em caso de desligamento da saída da linha IZCO-LT7-0101

Acurácia: 97,70%		Classe Real		
		Seguro	Inseguro	Classe de Precisão
Classe Predita	Seguro	1308	22	98,35%
	Inseguro	16	304	95,00%
Classe Recall		98,79%	93,25%	

A figura 5.12 mostra o comportamento dinâmico do sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte (Regional Pará) quando um curto circuito de 100 ms ocorre próximo a linha IZPD-LT7-201, na topologia A03 do dia 08/11. Os resultados da figura 5.12 mostram que o sistema seria levado para uma instabilidade transitória, caso estivesse operando em tal cenário operativo.

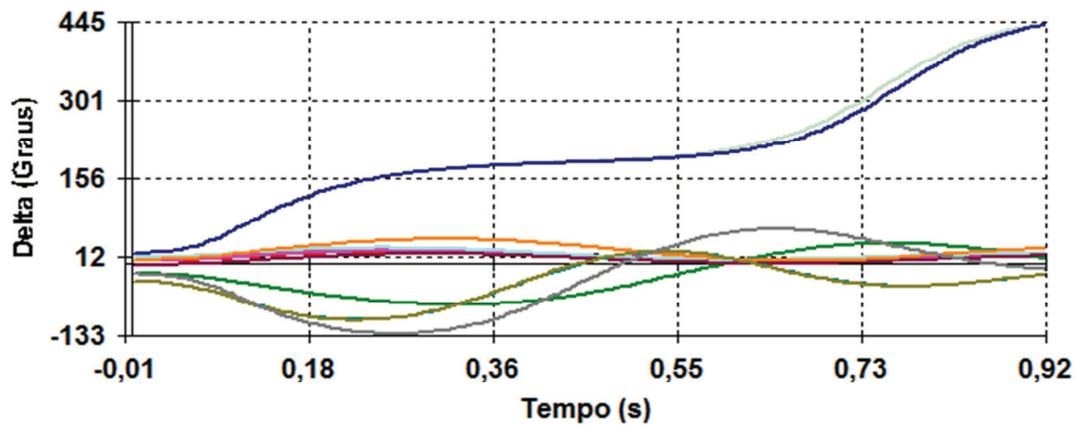


Figura 5.12 – Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte

Com a finalidade de prevenção contra a instabilidade transitória, verificou-se que a primeira regra da árvore de decisão estava sendo atendida, porém a segunda regra não, por isso o sistema foi levado à instabilidade. Portanto, um aumento na injeção de reativo na barra 116 de 39,1 MVAR para 59,58 MVAR foi efetuado, de acordo com a segunda da regra da árvore de decisão. Esse ajuste foi necessário para aumentar a tensão na barra 116. Após os ajustes baseados nas regras da árvore de decisão, uma simulação no domínio do tempo foi realizada no programa ANATEM. A figura 5.13 mostra que o ajuste solicitado pela árvore de decisão iria propiciar a manutenção da estabilidade transitória do sistema, caso ocorresse um curto-circuito próximo à linha IZPD-LT7-201 em determinado patamar de carga da topologia A03 do dia 08/11/2013.

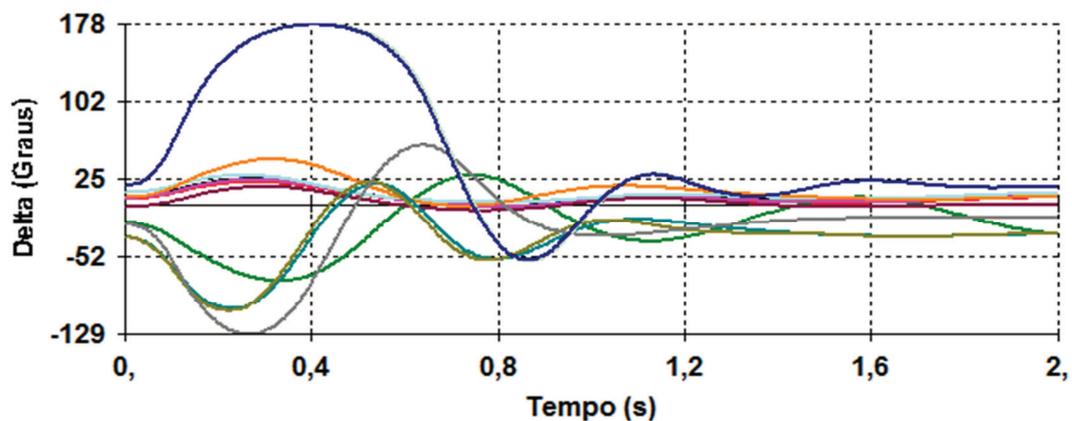


Figura 5.13 – Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte, após o ajuste baseado nas regras da árvore de decisão

CAPÍTULO 06 – CONCLUSÕES

6.1 – Considerações Finais

Este trabalho apresentou os desenvolvimentos com validação dos métodos baseados em árvore de decisão para suporte à operação em tempo real e ao controle preventivo para melhoria da segurança estática e dinâmica. Os testes foram realizados no sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte (Regional Pará) a partir de dados reais da base de dados do SAGE. Os resultados alcançados até então validam completamente os aplicativos e ferramentas desenvolvidos, e indicam um grande potencial para a aplicação no ambiente de operação em tempo real.

Um aspecto marcante que esta abordagem exhibe como ferramenta de auxílio a operação em tempo real dos sistemas elétricos, é que ela apresenta uma descrição sistêmica, com relação às variáveis críticas que afetam a segurança do sistema elétrico, para cada configuração topológica de operação. Ou seja, estando o sistema operando com uma dada configuração de rede e geração, a ferramenta exhibe para o operador as variáveis críticas, cujos limites devem ser respeitados para que o sistema se mantenha seguro. O caráter sistêmico aqui é importante, pois, como ocorreu em muitos dos exemplos testados, o conjunto de variáveis críticas pode estar distribuído por diversos pontos do sistema elétrico, muitas vezes em locais do sistema que não necessariamente seriam tão evidentes para a operação.

Outro aspecto de destaque é que em um sistema real tem-se um conjunto grande de variáveis a ser analisado simultaneamente para caracterizar a segurança do sistema, o que torna esta tarefa difícil e estressante para o operador. Com a ferramenta aqui proposta este conjunto se reduz significativamente e o operador pode ficar mais focado no acompanhamento das variáveis realmente críticas para a operação.

6.2 – Propostas de Trabalhos Futuros

Considerando estes aspectos que mostram o grande potencial da ferramenta como auxílio a operação do sistema elétrico da Eletrobrás Eletronorte; considerando que a sua integração com o ambiente de tempo real, envolvendo o configurador de rede, o estimador de estado (via SAGE) é uma tarefa possível, porém não trivial; a seguir são listadas as propostas de trabalho futuro:

- Integração da ferramenta no ambiente de operação da empresa
- Refinamento da metodologia a partir de uso de dados de previsão de carga, da programação da geração e das topologias previstas nas 24 horas futuras.
- Desenvolvimento de método de atualização da árvore de decisão para aumentar a robustez da avaliação da segurança estática e dinâmica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BALU, N.; et al. **On-line power system security analysis**. Proceedings of the IEEE, Volume: 80. 1992.
- BREIMAN, L.; FRIEDMAN, J.; OLSHEN, R.; STONE, C. **Classification and Regression Trees**. London, U.K.: Chapman and Hall/CRC, 1984.
- CARPENTIER, J. **Static Security Assessment and Control: a Short Survey**. Athens Power Tech, 1993. APT 93. Proceedings. Joint International Power Conference.
- CIHLAR, T. C.; et al. **Electric Utility System Security**. In: Proceedings of the American Power Conference, Vol. 31, pp. 891-908, 1969.
- DIAO, R.; VITTAL, V.; LOGIC, N. **Design of a real-time security assessment tool for situational Awareness Enhancement in Modern Power Systems**. IEEE Trans. Power Syst., vol. 25, no. 2, pp. 957–965, May 2010.
- DY LIACCO, T. E. **Real-Time Computer Control of Power Systems**. Proceedings of the IEEE, Vol. 62, nº 7, July 1974, pp.884-891.
- FINK, L. H.; CARLSEN, K. **Operating under stress and strain**. IEEE Spectrum, Vol. 15, March 1978, pp. 48-53.
- GENC, I.; DIAO, R.; VITTAL, V. **Computation of Transient Stability Related Security Regions and Generation Rescheduling Based on Decision Trees**. 07/2010, IEEE PES General Meeting, Minneapolis, Minnesota, 25.07.2010 - 29.07.2010
- KRISHNAN, V. K. **Efficient Database Generation for Decision Tree based Power System Security Assessment**. *IEEE Transactions on Power Systems* 26.4 (2011): 2319-2327.
- KUNDUR, P., et al. **Definition and classification of power system stability**. IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. 2004.
- MONTICCELI, A. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. Edgard Blücher Ltda, 1a Edição, São Paulo, 1983.
- MORISON, K.; WANG, L.; KUNDUR, P. **Power System Security Assessment**. IEEE Power & Energy Magazine, September/October, 2004.
- PAL, J. **Power System Static Security Analysis and Control: Use of hybrid expert system for MW and voltage security assessment of power system in an on-line environment**. LAP Lambert Academic Publishing AG & Co. KG, 2010.
- QUINLAN, J. R. **Machine Learning**. Springer, Vol.01, Issue 01, 1986.
- ROVNYAK, S.; et al. **Decision Trees for Real-Time Transient Stability Prediction**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, August 1994, pp. 1417-1426.

ROVNYAK, S.; TAYLOR, C.; SHENG, Y. **Decision Trees Using Apparent Resistance to Detect Impending Loss of Synchronism.** IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No.4, October 2000, pp. 1157 - 1162.

SUN, K.; et al. **An online dynamic security assessment scheme using phasor measurements and decision trees.** IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 4, pp. 1935–1943, Nov. 2007.

WEHENKEL, L.; et al. **Decision tree based transient stability method - A case study.** IEEE Trans. on PS, Vol. 9, No. 1, 1994, pp. 459-469.