

UNIVERSIDADE FEDERAL DO SUL E SUDESTE DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E ENGENHARIAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GEORGE LUCAS LUCENA DA SILVA

**APLICAÇÕES DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADAS EM ÁRVORE DE
DECISÃO COM FOCO NA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA CONSIDERANDO
A INTEGRAÇÃO DE AEROGERADORES À REDE ELÉTRICA**

UNIFESSPA / IGE / FAEEL
Marabá, PA.
2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DO SUL E SUDESTE DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E ENGENHARIAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GEORGE LUCAS LUCENA DA SILVA

**APLICAÇÕES DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADAS EM ÁRVORE DE
DECISÃO COM FOCO NA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA CONSIDERANDO
A INTEGRAÇÃO DE AEROGERADORES À REDE ELÉTRICA**

Monografia apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica do Instituto de Geociências e Engenharias da Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Dione José Abreu Vieira.

UNIFESSPA / IGE / FAEEL
Marabá, PA.
2023

GEORGE LUCAS LUCENA DA SILVA

**APLICAÇÕES DE CONTROLE PREVENTIVO BASEADAS EM ÁRVORE DE DECISÃO
COM FOCO NA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA CONSIDERANDO A INTEGRAÇÃO
DE AEROGERADORES À REDE ELÉTRICA**

Projeto Final de Curso apresentado como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, submetido a julgamento e aprovação na Faculdade de Engenharia Elétrica (FAEEL) do Instituto de Geociências e Engenharias (IGE) da Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará (Unifesspa).

Data de aprovação: Marabá (PA), _____ de _____ de 2023.

Banca Examinadora:

Prof. Dr¹. Dione José Abreu Vieira
Orientador

Prof. Dr². Diorge de Souza Lima
Examinador

Prof. Dr³. Haroldo Gomes Barroso Filho
Examinador

¹Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA). Professor Titular Adjunto na Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará (FAEEL/IGE/Unifesspa).

²Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA). Professor Titular Adjunto na Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará (FAEEL/IGE/Unifesspa).

³Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (UFPA). Professor Titular Adjunto na Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará (FEC/IGE/Unifesspa).

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que me encorajou a seguir sempre em frente diante das adversidades existentes na vida. Serei eternamente grato aos meus pais por serem as minhas principais referências em perseverança e dedicação, aos meus familiares pelas preocupações e apoio e a minha companheira pela parceria e incentivo constante no dia a dia. Agradeço aos mestres que serviram de inspiração para que eu me tornasse um profissional exemplar. Aos amigos meu muito obrigado, por torcerem e vibrarem com a minha conquista.

“Corrida hoje, vitória amanhã”.

(Racionais MC's)

RESUMO

Esta Monografia apresenta o desenvolvimento de uma metodologia de avaliação da segurança dinâmica do sistema elétrico de potência com foco na estabilidade transitória considerando a integração à rede elétrica de sistemas eólicos com geradores de indução duplamente excitados. A metodologia desenvolvida, baseada em mineração de dados, com abordagem em árvore de decisão, resultou em um conjunto de aplicativos para auxiliar na monitoração da segurança e no controle preventivo, visando garantir a segurança dinâmica de sistemas elétricos. A árvore de decisão contribui neste trabalho na classificação da condição operacional do sistema e na orientação ao controle preventivo fornecendo as variáveis críticas e seus limites relativos à estabilidade transitória. A base de dados necessária à árvore de decisão foi gerada a partir do sistema teste IEEE 39 Barras, modificado, considerando a integração de aerogeradores de indução duplamente excitados e dados complementares simulados em programas de fluxo de carga e simulações no domínio do tempo. A partir dos resultados obtidos é possível constatar que o uso da árvore de decisão, além de classificar com boa precisão o estado operacional do sistema, facilita de maneira significativa à tarefa do operador, já que ele ficará mais focado no acompanhamento das variáveis realmente críticas de operação para uma determinada configuração topológica do sistema.

Palavras-chave: Segurança dinâmica. Árvore de decisão. Sistemas eólicos.

ABSTRACT

This Monograph presents the development of a methodology for assessing the dynamic safety of the electrical power system with a focus on transient stability considering the integration of wind systems with doubly excited induction generators into the electrical grid. The developed methodology, based on data mining, with a decision tree approach, resulted in a set of applications to assist in safety monitoring and preventive control, aiming to guarantee the dynamic safety of electrical systems. The decision tree contributes to this work in classifying the operating condition of the system and in guiding preventive control by providing the critical variables and their limits related to transient stability. The database needed for the decision tree was generated from the IEEE 39 Barras test system, modified, considering the integration of doubly excited induction wind turbines and complementary data simulated in load flow programs and time domain simulations. Based on the results obtained, it is possible to verify that the use of the decision tree, in addition to classifying the operational state of the system with good precision, significantly facilitates the operator's task, since he will be more focused on monitoring the really critical variables of operation for a given system topological configuration.

Key words: Dynamic security. Decision tree. Wind systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema elétrico de um aerogerador com velocidade constante.	11
Figura 2 - Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável que usa um conversor de frequência para o controle da frequência da geração elétrica.....	12
Figura 3 - Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.	13
Figura 4 - Principais forças atuantes em uma pá de aerogerador.	14
Figura 5 - Gerador de indução duplamente excitado conectado à rede elétrica.	16
Figura 6 - Resposta do ângulo do rotor no tempo frente a um distúrbio transitório.	18
Figura 7 - Exemplo de uma árvore de decisão.	19
Figura 8 - Processo de criação da árvore de decisão pelo RapidMiner.....	21
Figura 9 - Etapa “off-line” para o processo de criação da árvore de decisão.....	23
Figura 10 - Módulo de avaliação de segurança dinâmica do esquema de etapas em tempo real com base na árvore de decisão.	26
Figura 11 - Módulo de Controle Preventivo otimizado baseado em árvore de decisão.....	27
Figura 12 - Esquema de controle preventivo para ações locais e sistêmicas.	28
Figura 13 - Sistema teste do IEEE 39 barras modificado.....	30
Figura 14 - Árvore de decisão para avaliar a estabilidade transitória e auxiliar o controle preventivo do sistema teste do IEEE 39 barras modificado.	31
Figura 15 - Ramo da árvore de decisão para a topologia completa.....	32
Figura 16 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas do sistema teste 39 barras modificado.	33
Figura 17 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado, após o ajuste nas regras da árvore de decisão.	33
Figura 18 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado, após o ajuste nas regras da árvore de decisão utilizando o fluxo de potência ótimo.	34
Figura 19 - Ramo da árvore de decisão da topologia N-1: LT 03-18.....	35
Figura 20 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado.	36
Figura 21 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado, após o ajuste com as regras da árvore de decisão. ...	36
Figura 22 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado, após o ajuste nas regras da árvore de decisão utilizando o fluxo de potência ótimo.	37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Estrutura da base de dados.....	29
Tabela 2 – Matriz confusão.	31

SUMÁRIO

1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.1	Objetivos	3
1.2	Justificativa.....	4
1.3	Revisão Bibliográfica	5
1.4	Estrutura do Trabalho	7
2	SISTEMAS EÓLICOS	9
2.1	Introdução	9
2.2	Aerogerador com Velocidade Fixa	10
2.3	Aerogerador com Velocidade Variável.....	11
2.4	Principais Componentes do Sistema Eólico.....	12
2.4.1	Aerogerador Vertical e Horizontal	13
2.4.2	Sistema de Engrenagens	15
2.4.3	Gerador	15
3	ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	17
4	INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL: ÁRVORE DE DECISÃO	19
4.1	Ferramenta de Análise	20
5	METODOLOGIA: CONTROLE PREVENTIVO	23
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	28
6.1	Processo de Construção.....	28
6.2	Base de Dados.....	28
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	38
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39

1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A busca constante pela consonância entre segurança e economia representa os desafios propostos aos engenheiros no estudo e viabilidade para aplicação de soluções que transformam a nível global o cenário dos Sistemas Elétricos de Potência – SEPs. O contexto da energia elétrica no mundo ao longo da história, apresentou avanços significativos no que se refere a melhorias de infraestrutura e segurança operacional, especificamente quando se trata do Brasil, pois para um Sistema Interligado Nacional (SIN) de alta complexidade torna-se imprescindível zelar por tais fatores.

Em contrapartida, os altos investimentos em equipamentos evidenciam o aumento gradativo dos custos operacionais, estes que são necessários para alcançar níveis elevados de confiabilidade e conseqüentemente da qualidade da energia elétrica. Sendo assim, para compatibilizar cenários de economia e segurança, os SEPs são projetados para operar com parâmetros de segurança aceitável e com menor custo para ocorrência de determinadas eventualidades, ressaltando o fato de não resultar em grandes transtornos aos clientes. Entretanto, em seu estado normal de operação, ocorrem mudanças topológicas, nas quais derivam em novas análises, que por sua vez, são objetos frequentes de estudo e monitoramento por parte dos responsáveis técnicos dos centros de operação [1], [2].

Paralelamente aos referidos desafios e suas respectivas considerações, o cenário da matriz energética brasileira apresenta uma forte vertente através da demanda exponencial em fontes renováveis de energia quando comparado aos últimos anos [3]. Os investimentos em fontes renováveis mais sustentáveis para atender a necessidade por energia elétrica estão acelerando a mudança de paradigma para longe de um mundo movido a combustíveis fósseis. Nesse cenário, garantir a robustez e segurança sistêmica mediante a constante expansão e integração de novas formas de geração nos sistemas elétricos requer investimentos em equipamentos e tecnologia para atender as exigências dos padrões de qualidade e confiabilidade [4].

A partir da desregulamentação do mercado energético, no Brasil, os SEPs ganharam um novo rumo através da promulgação da lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, na qual as concessões de serviços públicos passaram a ser outorgadas através de licitações públicas. Foi introduzida a livre concorrência, a qual criou um cenário favorável a novos investimentos em fontes alternativas, principalmente na figura do produtor independente e do autoprodutor de energia.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), conforme a lei nº. 10.238, de 26 de abril de 2002, foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica

produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no SIN. O objetivo era promover a diversificação da matriz energética brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais.

Para garantir a confiabilidade no fornecimento da energia elétrica, as concessionárias executam nos centros de operação várias funções de supervisão e controle em tempo real, que visam tornar o sistema elétrico mais seguro. Entre estas funções destacam-se: o controle automático da geração, a estimação de estado, a análise topológica e a análise de segurança. A análise de segurança é uma das principais aplicações de análise de rede em tempo real, concebida para ajudar os operadores na determinação do comportamento do sistema em condições de contingência, constituindo-se assim uma importante ferramenta para a avaliação da segurança estática, do inglês: “*Static Security Assessment*” (SSA) e avaliação da segurança dinâmica, do inglês: “*Dynamic Security Assessment*” (DSA) em operação normal e em situações de emergência.

Na avaliação da segurança estática monitoram-se as restrições operativas referentes a sobrecargas em equipamentos (transformadores, linhas de transmissão e geradores) e verificação de limites de tensão nos barramentos. A análise da segurança estática é realizada a partir de cálculos em regime permanente, onde as condições de regime pós-contingência são utilizadas para verificar possíveis violações de limites de fluxos ou tensões. Neste estudo, a dinâmica é ignorada. Logo, não permite saber se o estado pós-contingência será alcançado sem a perda de sincronismo do sistema. A ferramenta computacional utilizada para a avaliação da segurança estática normalmente é o programa de fluxo de potência.

Na avaliação da segurança dinâmica verifica-se se o sistema elétrico atingirá um ponto de operação aceitável após a ocorrência de uma perturbação (curto-circuito, perda de geração, desligamento de linha, etc.). Na estabilidade transitória monitora-se a capacidade dos geradores síncronos em se manterem em sincronismo após a ocorrência da perturbação, ou seja, se o sincronismo tende a ser mantido ou se o sistema ficará instável. Neste estudo, o sistema é representado por um conjunto de equações diferenciais e algébricas não lineares. A análise da estabilidade transitória é realizada tradicionalmente utilizando programas de simulação no domínio do tempo, os quais permitem a modelagem dos principais componentes do sistema elétrico.

A avaliação da segurança dos sistemas elétricos de potência, empregando ferramentas rápidas e automáticas, é uma das funções que se deve dispor nos centros de operação e controle para fazer o planejamento da operação, conforme as necessidades do momento. Esta preocupação

tem levado diversos pesquisadores a desenvolver novas metodologias computacionais para o suprimento de tais necessidades.

A implementação e melhoria de técnicas computacionais com ênfase em Mineração de Dados (*Data Mining*), baseadas na aprendizagem de máquinas, como por exemplo: árvores de decisão (AD), redes neurais, máquinas de vetor suporte (SVM) e os mapas auto-organizáveis, são estudadas com afinco e propõem soluções sólidas, conforme os resultados relatados em [5] - [11]. Os resultados obtidos através de simulações (estudos *off-line*) e/ou também de dados históricos possibilitam a criação da base de memorização para essas máquinas de aprendizagem, onde os atributos de grau crítico e característicos aos SEPs são relacionados e orientados à um objetivo ideal de resolução, denominado de atributo alvo.

O produto do conhecimento obtido mediante a utilização das máquinas de aprendizagem proporciona instruções e auxilia à tomada de ações de controle, visando garantir a manutenção e melhoria da segurança, além de fornecer um modelo de predição rápida para aplicações em tempo real [5]. Esses modelos de predição são alimentados por dados de mediação em tempo real, que podem ser provenientes de Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados, do inglês, “*Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System*” (SCADA/EMS).

O SCADA/EMS é um software de supervisão que permite monitorar e operar partes ou todo um processo. A sua utilização traduz-se em aumento da qualidade, redução de custos operacionais e aumento no desempenho da produção. Um dos seus objetivos na operação dos sistemas elétricos de potência é manter os fluxos de potência e as tensões dos barramentos dentro de limites aceitáveis, mesmo sob mudanças de carregamento ou alterações topológicas da rede elétrica. No entanto, a operação segura exige dos profissionais da operação a capacidade para a análise de inúmeras configurações do sistema elétrico e condições de operação dentro de um curto intervalo de tempo. Um trabalho minucioso que exige bastante conhecimento baseado na experiência e observação por parte dos operadores.

Nesse contexto, é essencial para a segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica a abertura para novas tecnologias de apoio a tomadas de decisão que auxiliem o operador nas mais diversas condições de operação, ampliando a confiabilidade dos sistemas elétricos.

1.1 Objetivos

Esse trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia de avaliação da segurança dinâmica baseada em AD com foco na estabilidade transitória considerando a integração de aerogeradores de indução duplamente excitados à rede elétrica. A metodologia desenvolvida,

baseada em AD, resultará em um conjunto de aplicativos para auxiliar no monitoramento da segurança e no controle preventivo, visando garantir a segurança dinâmica de sistemas elétricos.

A base de dados necessária à árvore de decisão foi gerada a partir do sistema teste IEEE 39 Barras, modificado, considerando a integração de aerogeradores de indução duplamente excitados e dados complementares simulados em programas de fluxo de carga e simulações no domínio do tempo.

1.2 Justificativa

Ao longo dos anos, a energia eólica vem sendo uma aposta no setor elétrico: limpa, renovável, baixo impacto ambiental, independência aos combustíveis fósseis e maior diversificação da matriz energética. Nesse contexto, dentre as diversas fontes alternativas, a energia eólica vem se destacando no cenário energético mundial.

Em tempos de racionamento, reservatórios baixos e cobranças de bandeiras tarifárias, a geração eólica vem ajudando o Brasil. De acordo com o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, as usinas eólicas abasteceram em julho de 2017 mais de 64,2% da demanda média do Nordeste. A região nordestina possui ventos com velocidade média boa e razoavelmente constante, o que proporciona uma capacidade de geração que se situa entre as melhores do mundo. Além desses dados, a geração eólica também traz outras vantagens: tem um dos melhores custos benefícios na tarifa de energia, gera emprego, renda e o desenvolvimento regional.

Neste cenário de progressiva expansão e diversificação da matriz energética, é essencial para a segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica a abertura para novas tecnologias de apoio a tomadas de decisão que auxiliem o operador nas mais diversas condições de operação, ampliando a confiabilidade dos sistemas.

O uso da árvore de decisão surge como alternativa de apoio nos centros de operação, pois reduz significativamente o conjunto de opções a serem usadas nas ações de controle preventivo, permitindo que os operadores permaneçam mais focados nas variáveis realmente críticas relacionadas à segurança. Outro aspecto significativo da AD é o fato de apresentar uma descrição das variáveis críticas que afetam o sistema elétrico. Esta característica sistêmica é importante porque o conjunto de variáveis críticas para cada configuração topológica da rede pode ser distribuído por várias partes do sistema elétrico, muitas vezes em locais que não seriam necessariamente tão aparentes para o operador.

Dentro deste contexto, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia de avaliação da segurança dinâmica baseada em árvore de decisão com foco na estabilidade transitória considerando a integração de aerogeradores de indução duplamente

excitados à rede elétrica. A metodologia, baseada em árvore de decisão, resultará em um conjunto de aplicativos para auxiliar na monitoração da segurança e no controle preventivo, visando garantir a segurança dinâmica de sistemas elétricos.

1.3 Revisão Bibliográfica

Neste subitem encontra-se o levantamento de algumas referências pontuais e significativas sobre o referido tema de estudo em termos de publicação de trabalhos em congressos, simpósios, periódicos e teses que tratam em seus respectivos âmbitos e ênfases sobre a avaliação da segurança dinâmica e/ou controle preventivo baseado em AD aplicado aos SEPs.

Em 1986, Quilan, J. R. [15], propôs a aplicação de uma metodologia de controle preventivo na qual se tornaria referência por contemplar outros aspectos de utilização da AD. Quilan identificou como tal metodologia poderia ser flexível ao ponto de se adequar em qualquer estudo que objetivasse lidar com uma infinidade de informações e filtrá-las para facilitar a compreensão e análise sobre as mesmas. Em seus resultados obtidos, constatou como a árvore de decisão de um sistema pode ser relacionada de maneira direta ou indireta a árvore de decisão de outro sistema, em outras palavras, uma AD é constituída de raiz, nós, ramos e folhas; e pode ser relacionada à outra AD de forma que esta flexibilidade só é possível e permitida mediante a construção de um algoritmo específico. Quilan também ressalta que tratar de uma abordagem de multi-árvores têm seus pontos negativos, sendo a duplicidade de resultados ou resultados incoerentes não esperados serem atribuídos como ideal. Contudo, ressalta que o treinamento constante das árvores de decisão resulta em uma técnica confiável.

Em 1992, Balu, N. *et al.* [2], apresentaram uma metodologia na qual conciliava questões econômicas no ponto de vista do investimento a ser aplicado em soluções flexíveis para atender o mercado de energia elétrica; e a segurança deste mercado, entretanto, permitindo que o uso de técnicas a serem desenvolvidas devem fornecer planos de ações de contingências mais práticos, que incluam considerações do mundo real e usem um número razoável de ações de controle. Os resultados apresentados evidenciam que as aplicações de técnicas de controle preventivo para segurança dinâmica dos SEPs estão sendo aplicadas e aprimoradas constantemente.

Em 1998, Srinivasan, D. *et al.* [8], percorreram um viés de estudo no qual tem como um dos focos a avaliação de segurança nos SEPs. Sabendo-se que o tempo crítico de compensação é uma função complexa de muitas variáveis, conforme definem em sua metodologia, entendem-se que a sua determinação baseada em métodos convencionais como integração numérica é geralmente uma tarefa demorada e do ponto de vista computacional bastante intensiva. O processo de determinação da estabilidade do sistema após os distúrbios é conhecido como

avaliação de segurança, pois um SEPs está sujeito a perturbações internas e externas que são capazes de causar instabilidade no próprio sistema. Os resultados apresentados, como uma abordagem alternativa diante dos pontos negativos relatados, apresentam a utilização da técnica de redes neurais, onde a sua aplicabilidade é orientada para prever o referido tempo crítico de compensação em dois sistemas distintos, sendo o primeiro com 5 (cinco) barras e 2 (duas) máquinas; e outro com 8 (barras) e 3 (três) máquinas, respectivamente. Tal metodologia ressalta o estudo sobre a segurança de sistemas elétricos; e apresenta uma vertente de controle preventivo baseada em redes neurais para prever o tempo de compensação crítica, onde constataram-se um percentual de confiabilidade médio de aproximadamente 98%.

Em 2010, Genc, I. *et al.* [6], semelhante ao objetivo de estudo de Quilan [15] no qual integrava duas árvores de decisão e ao Srinivasan [8], que por sua vez, propôs uma forma de controle preventivo para avaliação de segurança dos SEPs baseado em redes neurais para aplicação em dois sistemas de energia distintos, desta vez, a metodologia proposta integra 5 (cinco) regiões de operações ou plantas de sistemas de energia elétrica, que possibilitam a criação de uma AD por região de operação ou recorrer a uma única AD que integre as parametrizações das 5 (cinco) regiões de forma interdependente, visando assim o controle preventivo de operação para uma planta de alta complexidade. Em seus resultados, identificaram a importância sobre as condições dos limites operacionais por zona (ou região) de atuação e proteção. A otimização dos parâmetros inerentes aos SEPs caracteriza-se como a manutenção do perfil ideal do nível de tensão nos barramentos, despacho de potência, baixo corte de carga, dentre outras variáveis existentes, contudo, deve-se obedecer ou respeitar todos os limites de operação previstos na interligação entre sistemas de energia elétrico, sendo estes referentes ao grupo base dos limites de tensão e/ou de potência. Logo, constataram que as restrições de operações obtidas no estudo do comportamento de resposta dos SEPs não são denominadas como pontos negativos, mas sim parâmetros que precisam ser levados em consideração para que a metodologia proposta alcance o devido êxito.

Em 2010, Diao, R. *et al.* [5], tendo em vista da grande carga computacional para processamentos de dados, desenvolveram uma ferramenta de avaliação da segurança dinâmica em tempo real aproveitando as unidades de medição fasorial e as árvores de decisão para avaliar 4 (quatro) importantes problemas de segurança pós-contingência, incluindo violação de magnitude da tensão, violação de limite térmico, estabilidade de tensão e estabilidade transitória. As árvores de decisão devidamente treinadas demonstraram excelente desempenho de previsão.

Em 2014, Liu, C. *et al.* [4], aprimoraram a metodologia de controle preventivo baseado na aplicação de árvore de decisão que prioriza a segurança dinâmica dos SEPs, sendo o

diferencial constatado no estudo e nos resultados obtidos o processo de criação da AD, pois identificaram a possibilidade de construir duas árvores de decisão conectadas em paralelo, sendo a primeira com o intuito de processar os dados “*off-line*” através de treinamentos e simulações, aprimorá-los e orientá-los para a segunda AD, esta que por sua vez, encontra-se “*on-line*”. A segunda AD possui duas formas de receber informações: por estar conectada paralelamente à AD de operação “*off-line*”, trabalha com uma base de dados que contempla diversos cenários possíveis, por exemplo, o desligamento planejado de uma linha entre barras de cargas. No entanto, o diferencial está na obtenção prévia de dados em tempo real, pois tal possibilidade permite que um possível cenário novo ou problema à vista não mapeado seja orientado e comparado com os dados coletados existentes provenientes de simulações ou treinamento da primeira AD ou já coletados e armazenados pela própria segunda árvore. Os resultados verificados mostraram que do ponto de vista do redespacho de geração, guiado por duas árvores de decisão, torna-se capaz controlar de forma confiável através da redundância de informações obtidas a segurança de operação e controle dos SEPs, assim evitando possíveis perturbações inesperadas que resultem em ações de controle ineficazes.

Em 2018, Gaia, D. S. *et al.* [18], desenvolveram uma metodologia de avaliação da segurança dinâmica em tempo real com foco na estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência utilizando árvore de decisão. A metodologia proposta utiliza uma nova abordagem de geração da base de dados, considerando todas as contingências em operação N-1 (um elemento do sistema elétrico por vez); e a aplicação de curto-circuito em todos os trechos da rede elétrica, em ambas as extremidades da linha de transmissão, para fins de rótulo da base de dados via cálculo do desempenho dinâmico. Para tanto, a metodologia proposta utiliza um algoritmo rápido para identificação de ilhas em sistemas de potência, de modo a filtrar da base de dados casos que provocam ilhamentos. Os resultados mostraram que a metodologia proposta possui grande potencial como ferramenta de DSA em tempo real de sistemas elétricos, permitindo ao operador a tomada de decisões a partir de um modelo de conhecimento compreensível baseado em árvore de decisão, com elevada precisão de classificação.

1.4 Estrutura do Trabalho

Esta proposta monografia está dividida da seguinte forma:

O Capítulo 1 apresenta uma breve descrição sobre o sistema elétrico de potência no contexto nacional, abordando sobre a matriz energética brasileira e os desafios enfrentados no que diz respeito ao fator operacional e econômico, levantando alguns aspectos relevantes sobre a integração de fontes renováveis na rede elétrica. São discutidas questões relacionadas à

segurança da operação diante do novo cenário energético. É apresentado o objetivo e a justificativa do trabalho; e realizada uma breve revisão bibliográfica dos principais autores na área.

No capítulo 2 são apresentados os sistemas eólicos e sua inserção no contexto internacional e nacional desde a sua criação até os dias atuais. Logo em seguida são apresentadas as duas formas de operação dos aerogeradores, sendo a velocidade fixa e velocidade variável, as vantagens e desvantagens para conexão à rede elétrica. Em seguida, são apresentados os principais componentes de um sistema eólico e suas principais particularidades.

No capítulo 3 são apresentadas a definição, conceito e classificação de estabilidade em sistemas elétricos de potência, enfatizando o estudo de estabilidade transitória.

No capítulo 4 é apresentada a técnica computacional utilizada na metodologia em desenvolvimento deste trabalho a árvore de decisão, sua construção e critério para seleção de atributos.

No capítulo 5, são apresentados o desenvolvimento da metodologia e os resultados prévios da avaliação da segurança dinâmica com foco na estabilidade transitória considerando a integração de aerogeradores à rede elétrica.

No capítulo 6, é apresentado os resultados obtidos e as discussões tratadas sobre os mesmos mediante a cada etapa de implementação no desenvolvimento da metodologia aplicada.

Por fim, no capítulo 7, são apresentadas as conclusões sobre o estudo proposto no trabalho e uma sucinta explanação sobre os aspectos constatados nos resultados obtidos.

2 SISTEMAS EÓLICOS

2.1 Introdução

O surgimento ou a criação do sistema eólico é tratado em diversos contextos para cada momento histórico. Os historiadores, por exemplo, relatam em diversas literaturas que a partir do avanço da agricultura, mediante a necessidade da diminuição do esforço braçal e animal, levou o homem a construção dos chamados moinho de vento, porém, ressaltam que o mesmo não apresentava condições para geração de energia elétrica e sim como uma importante ferramenta para ser utilizada no bombeamento de água e moagem de grãos, por volta de 200 A.C.. Deste então, séculos se passaram, outros contextos ou momentos históricos eram criados e vivenciados, contudo, foi na Dinamarca, no período da 2ª Guerra Mundial, o início do primeiro sistema eólico gerador de energia elétrica.

Logo, o sistema eólico evoluiu consideravelmente do ponto de vista tecnológico, aplicabilidade, operacional e de segurança, para que pudesse ser integrado à malha de geração na qual engloba outras formas de geração de energia elétrica. Em 2021, no Brasil, a energia eólica atingiu a geração total de 72.286 GWh (Gigawatt-hora), apresentando um crescimento aproximado de 26,7% comparado ao ano anterior [3]. A utilização de tal forma de energia na matriz energética demonstra que a mesma além de ser uma forma de energia limpa e sustentável, contribui diretamente para o balanço energético quando se tem a predominância de outras formas de geração (Usinas Hidrelétricas – UHE's, Usinas Fotovoltaicas – UFV's, Usinas Termoelétricas – UTE's, etc.) e também garante uma melhor qualidade de vida para a sociedade.

Atualmente, os aerogeradores apresentam particularidades pontuais (características construtivas) que variam dependendo do fabricante. Se o principal objetivo dos laboratórios de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) é aumentar o fator de capacidade médio de geração, sendo de 32% [3], os aerogeradores que dominam o mercado por causa da sua ótima performance são os que apresentam velocidade variável, pois operam suavemente nas redes elétricas, acompanhando as variações de velocidade dos ventos, sistema de engrenagens que permitem melhor ângulo de ataque para obter o melhor aproveitamento de geração, dentre outras funções.

Neste capítulo, serão apresentadas as duas formas de velocidade dos aerogeradores e suas respectivas vantagens e desvantagens. Por fim, serão apresentados os principais componentes do sistema eólico.

2.2 Aerogerador com Velocidade Fixa

O gerador encontra-se conectado diretamente à rede elétrica, onde tal fator determina a operação em velocidade constante do aerogerador, independente da velocidade do vento, tal que, por consequência, a frequência seja também estabelecida e mantida pela referida rede. Por se tratar de um motor de indução, o rotor gira em uma velocidade nominal no limite abaixo da velocidade síncrona, por mais que o torque gerado proporcione uma pequena variação inicial devido ao escorregamento máquina [20]. As constantes variações na velocidade dos ventos não comprometem a velocidade do rotor, entretanto, provocam flutuações no torque eletromagnético, o que compromete a qualidade da energia gerada, principalmente em redes elétricas que apresentam limites operacionais de infraestrutura abaixo do padrão de qualidade exigido [21].

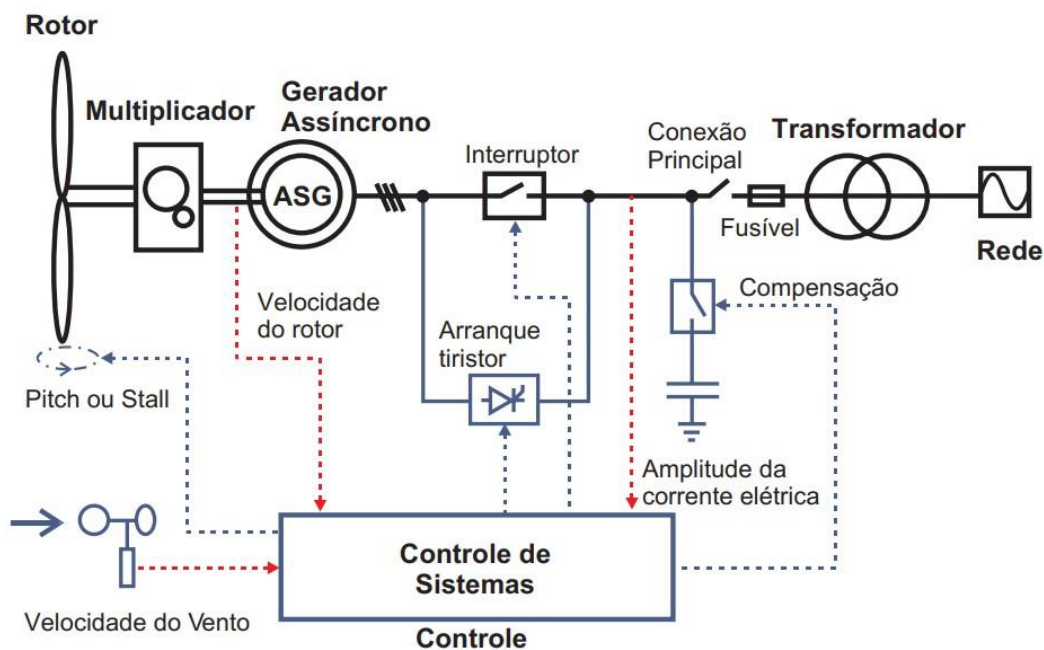
Neste sistema, aonde o gerador opera com velocidade constante, a conexão direta do estator com a rede elétrica condiciona a não utilização de circuitos provenientes da eletrônica de potência, proporcionando assim baixo custo no ponto de vista instalação do sistema e facilitando a operação do mesmo [22]. Contudo, a inexistência de controles do consumo de potência reativa atrelado à necessidade de maior manutenção pelo esforço ou estresse dinâmico existentes nas partes mecânicas da caixa de transmissão (sistema de engrenagens), possibilitou as pesquisas e desenvolvimentos para que atualmente os aerogeradores mais utilizados nos parques eólicos sejam com velocidade variável.

O gerador de indução em gaiola, do inglês “*Squirrel Cage Induction Generator*” (SCIG), é o gerador mais adotado dos sistemas eólicos de velocidade fixa, porque possui velocidade constante o que o torna mais atraente para carregamento variável [17]. O seu comportamento elétrico é semelhante ao de um transformador, mas inerente ao seu processo de conversão está a transformação de frequência produzida pelo movimento relativo entre os enrolamentos do estator e do rotor [20]. A sobrecarga de operação e conversão está condicionada as altas velocidades dos ventos, aonde o SCIG apresenta proporcionalmente uma instabilidade dinâmica para a velocidade do rotor, de modo que, a potência mecânica extraída da turbina seja limitada através do controle estol.

Por sua vez, o controle estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal, ou seja, quando a velocidade do vento ultrapassa a velocidade nominal de trabalho, o fluxo de ar montante em torno do perfil da pá do rotor escoar da superfície da pá aumentando a força de arrasto, assim as pás entram automaticamente em “*stall*” até o momento de estar

novamente posicionada para um ângulo de ataque ideal. A Figura 1 ilustra um esquema elétrico de um aerogerador com velocidade fixa (ou constante).

Figura 1 - Esquema elétrico de um aerogerador com velocidade constante.



Fonte: Dutra, 2008, p. 42.

2.3 Aerogerador com Velocidade Variável

Os aerogeradores que operam com velocidade variável apresentam vantagens e/ou melhorias significativas em comparação aos aerogeradores que atuam com velocidade constante. Primeiramente, torna-se possível gerir e controlar o desempenho do sistema mediante a potência ativa e reativa fornecida para a rede elétrica. Ressaltando-se também a queda na periodicidade das manutenções, tendo em vista da redução do estresse dinâmico na caixa de transmissão (sistema de engrenagens). As melhorias empregadas neste tipo de aerogerador também apresentam uma melhor regulação da potência fornecida para a rede, para velocidades de vento acima da velocidade nominal [22].

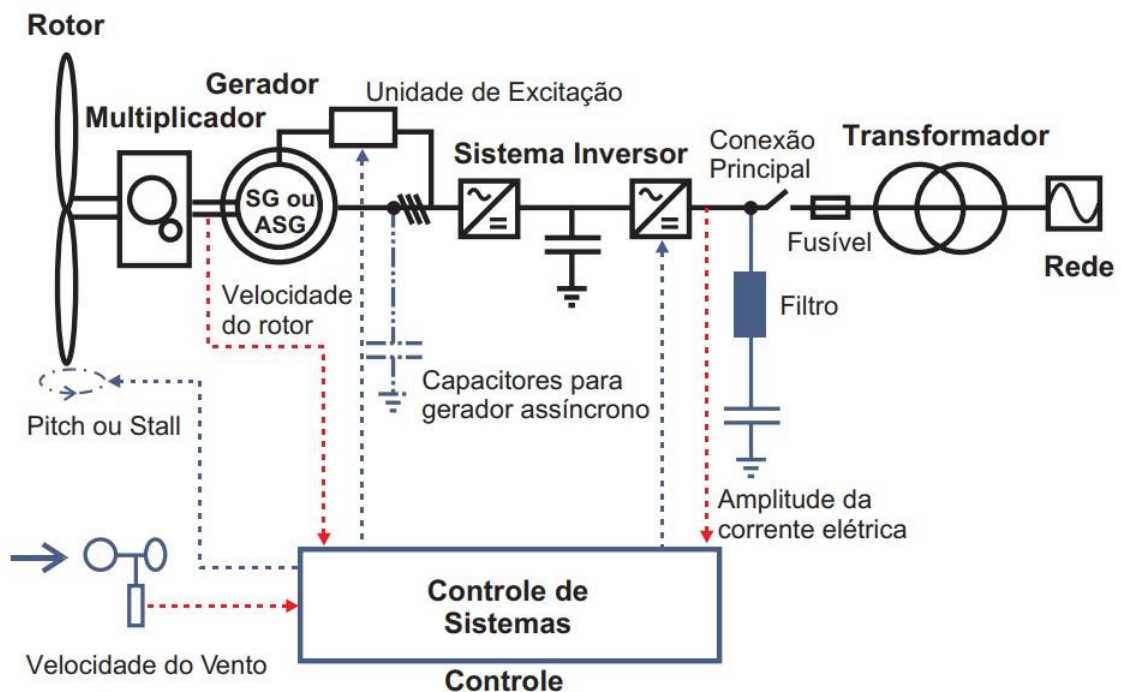
Os sistemas eólicos de velocidade variável estão diretamente associados a conversores eletrônicos, que asseguram ao conjunto de todo o sistema um elevado desempenho e grande flexibilidade operativa. Os conversores estáticos, por exemplo, são interconectados ao estator e/ou rotor do gerador, fazendo com que a frequência da rede elétrica seja desacoplada da frequência do rotor. Os conversores estáticos baseados na eletrônica de potência associados a sistemas de controle proporcionam a operação em velocidade variável do rotor da turbina desta tecnologia [17]. Os aerogeradores de velocidade variável são assim denominados em função

deste desacoplamento de frequência. Os modelos de aerogeradores que se destacam na atualidade são os geradores de indução duplamente excitados e o gerador síncrono diretamente conectado (*Direct Drive*). A Figura 2 ilustra um esquema elétrico de um aerogerador com velocidade variável.

A operação em velocidade variável apresenta vantagens em relação aos sistemas eólicos de velocidade constante, como [17]:

- A redução da fadiga e da carga em altas velocidades de vento;
- Melhor aproveitamento da energia eólica;
- Diminuição do nível de ruído aerodinâmico;
- Diminuição no custo de manutenção; e
- Melhora na qualidade de energia elétrica, dependendo das características dos conversores eletrônicos utilizados.

Figura 2 - Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável que usa um conversor de frequência para o controle da frequência da geração elétrica.



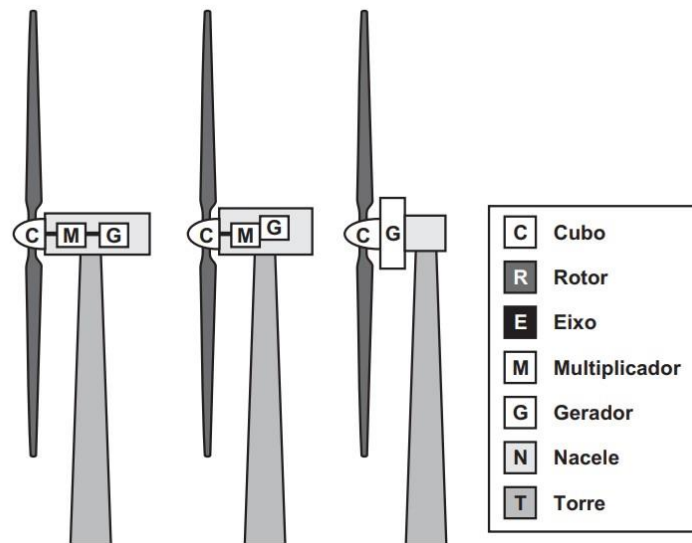
Fonte: Dutra, 2008, p. 43.

2.4 Principais Componentes do Sistema Eólico

As principais configurações de um aerogerador de eixo horizontal podem ser vistas na Figura 3. As vantagens desta configuração são: a diminuição da influência da sombra aerodinâmica da torre, um menor esforço de fadiga, um par aerodinâmico mais estável e pouca emissão de ruídos.

Estes aerogeradores são diferenciados pelo tamanho e formato da nacele, pela presença ou não de uma caixa multiplicadora e pelo tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos).

Figura 3 - Componentes de um aerogerador de eixo horizontal.



Fonte: Dutra, 2008, p. 31.

Para efeito do estudo de estabilidade, devem ser considerados os seguintes componentes [17]:

- **Aerogerador Vertical e Horizontal:** É responsável por transformar a energia cinética do vento em energia rotacional no eixo do rotor;
- **Sistema de Engrenagens:** É responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até o gerador. Alguns geradores não utilizam este componente, e neste caso o eixo do rotor acopla diretamente a turbina ao gerador. Estes sistemas são conhecidos como de acoplamento direto “*Direct Drive*”; e
- **Gerador Elétrico:** Os geradores mais utilizados para aplicações em sistemas eólicos são as máquinas de indução com rotor em gaiola, em esquemas eólicos de velocidade fixa, as máquinas assíncronas duplamente excitadas, em esquemas de velocidade variável, e finalmente as síncronas com rotor bobinado e a ímã permanente, nos sistemas de velocidade variável. Para efeito de estudo e o foco no objetivo deste trabalho, apenas as máquinas assíncronas duplamente excitadas serão abordadas logo a seguir.

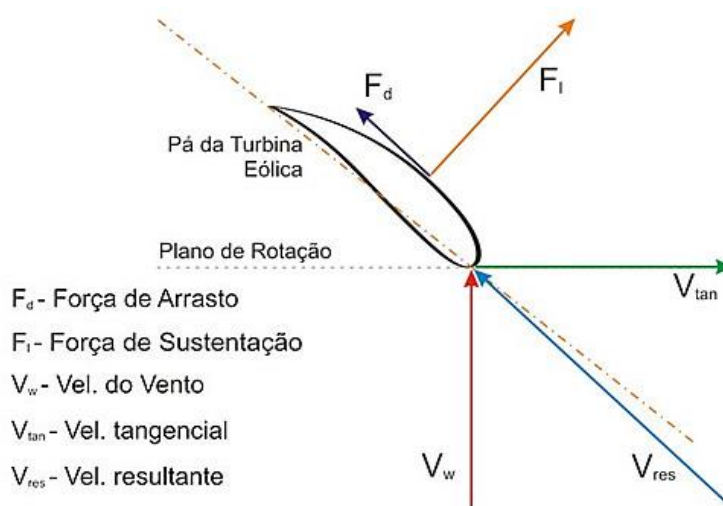
2.4.1 Aerogerador Vertical e Horizontal

Os aerogeradores apresentam duas topologias aonde a turbina eólica, assim denominada, pode ser com eixo vertical ou horizontal. As turbinas eólicas são os principais componentes de

um sistema eólico, sendo responsáveis pela conversão da energia cinética dos ventos para a energia mecânica de rotação, por esta razão exercem influência no rendimento global do sistema [23]. Os rotores com eixo vertical têm como diferencial positivo a não necessidade de sistemas integrados que realizam o acompanhamento do fluxo e direção do vento, permitindo que a partir de suas características construtivas os esforços mecânicos sejam menores. As forças atuantes neste tipo de sistema são a de sustentação e arrasto. Por sua vez, turbinas eólicas com eixo horizontal também são movidas por forças aerodinâmicas conhecidas como forças de sustentação e de arrasto. A força de sustentação atua na direção tangencial à trajetória circular descrita por cada ponto superficial da pá e em favor do sentido de rotação desejado para o eixo principal. Já a componente de arrasto atua na direção tangencial ao perfil da pá, sendo responsável pelas principais solicitações mecânicas impostas ao equipamento como um todo [17].

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação (escoamento) permitem liberar mais potência do que aqueles sob o efeito de forças de arrasto (forças que atuam na direção do escoamento), para uma mesma velocidade de vento. Os rotores de eixo horizontal ao longo do vento (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidos por forças de sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento, ou seja, em posição do melhor ângulo de ataque. Nestes sistemas, o ângulo de ataque em qualquer ponto da pá é aproximadamente constante para uma dada velocidade do vento. A Figura 4 ilustra as principais forças atuantes em uma pá de aerogerador, notando-se que a força de arrasto é produzida na mesma direção da velocidade resultante. Logo, a resultante das componentes da força de sustentação e de arrasto na direção velocidade tangencial, produz o torque do aerogerador.

Figura 4 - Principais forças atuantes em uma pá de aerogerador.



Fonte: Dutra, 2008, p. 26.

2.4.2 Sistema de Engrenagens

O sistema de engrenagem ou caixa multiplicadora, tem como objetivo a multiplicação da velocidade da turbina pela relação de engrenagens para que a velocidade do eixo do gerador seja alta. A rotação da turbina encontra-se na faixa de 20 a 150 rpm, enquanto que no eixo do gerador a rotação é na faixa de 1200 a 1800 rpm, tornando necessária a instalação de um sistema de freio e caixa multiplicadora entre eixos. É o equipamento mecânico que mais apresenta falhas, necessitando de mais manutenções. Alguns fabricantes de aerogeradores já desenvolvem os sistemas eólicos sem a caixa de engrenagem, ou seja, com acoplamento direto entre turbina e o gerador, como no caso das máquinas síncronas [17].

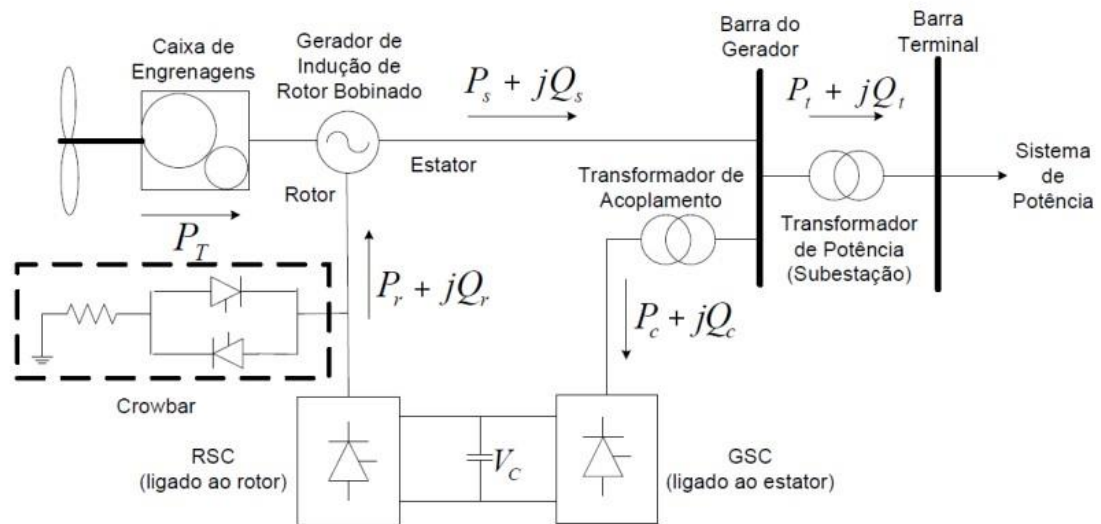
2.4.3 Gerador

O gerador é o elemento que transforma a energia mecânica de rotação existente do eixo de alta velocidade em energia elétrica, baseando no princípio da indução eletromagnética de Faraday [24]. Existem dois tipos de geradores: o gerador síncrono, o menos utilizado, e o gerador assíncrono, que devido à elevada robustez e simplicidade de seus componentes é o mais utilizado nos sistemas eólicos [17].

2.4.3.1 Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG)

O gerador de indução duplamente excitado apresenta como configuração mais comum adotada pelos fabricantes um esquema com dois conversores estáticos com modulação PWM interligados ao circuito do rotor e à rede elétrica, permitindo ao gerador operar com valores de velocidade do eixo do rotor acima e abaixo da velocidade síncrona, desacoplando a frequência do sistema da rotação do gerador [17]. O conversor RSC controla, a partir das correntes e potências injetadas no rotor, a potência ativa e reativa que circulam pelo estator, conforme ilustra a Figura 5. Durante as altas velocidades de vento, a sobrecarga nos geradores e conversores é evitada a partir do controle do ângulo de passo.

Figura 5 - Gerador de indução duplamente excitado conectado à rede elétrica.



Fonte: Vieira, 2018, p. 20.

A geração de potência ocorre tanto em operação acima da velocidade síncrona quanto abaixo da velocidade síncrona. Acima da velocidade síncrona, o estator e o rotor fornecem potência ativa à rede elétrica, enquanto que abaixo da velocidade síncrona, o rotor consome potência ativa, porém, apesar do estator sempre fornecer potência ativa através dos conversores estáticos, o sistema de controle e monitoramento inibe a geração momentaneamente até a velocidade nominal mínima do vento ser atingida e assim o rotor não se tornar uma carga direta do ponto de vista da rede elétrica.

Os primeiros aerogeradores de indução duplamente alimentados adotavam controle por fator de potência (FP) constante, geralmente próximo do valor unitário, fornecendo assim o máximo de potência ativa. O aumento gradativo dos sistemas eólicos na matriz energética mundial, o DFIG, obrigatoriamente, passou a fornecer potência reativa em condições de falta [25]. O DFIG fornece potência reativa tanto pelo estator quanto pelo conversor GSC. No entanto, geralmente o GSC opera com fator de potência unitário, não fornecendo potência reativa à rede elétrica, controlando somente a tensão do link CC.

3 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

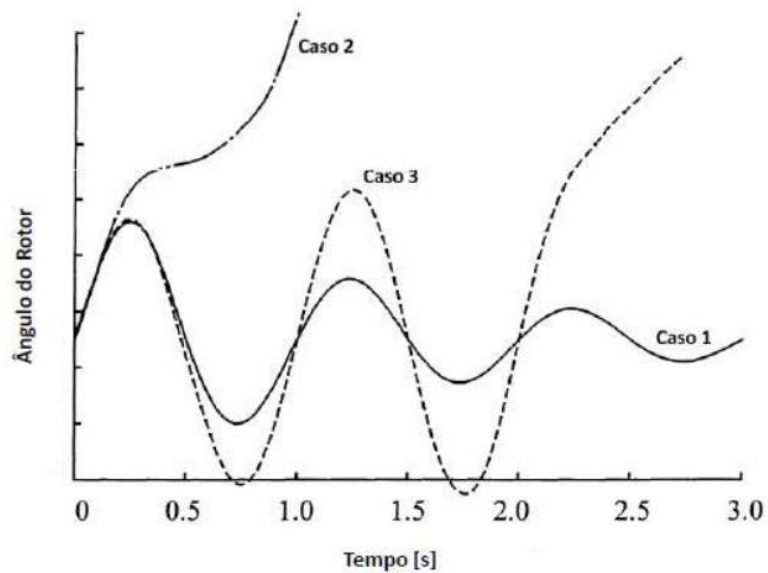
Estabilidade é a habilidade de um sistema elétrico de potência, para uma determinada condição de operação, de atingir um estado de equilíbrio depois de estar sujeito a alguma perturbação física com a maioria de suas variáveis limitadas (dentro dos limites operacionais) de tal forma que praticamente quase todo o sistema permanece intacto [26]. A integridade é mantida quando praticamente todo o sistema elétrico permanece intacto, ou seja, sem perda de geração, sem violações de despacho de potência nas linhas de transmissão, sem cortes de cargas e sem abertura de linhas, exceto quando estes últimos são desconectados pela isolação de uma falta, ou de modo intencional a fim de preservar a continuidade de operação do restante da rede elétrica [17].

Por estar sujeito a uma perturbação, de pequena ou grande magnitude, a estabilidade do sistema elétrico depende da natureza da perturbação e da condição de operação inicial [26]. As pequenas perturbações ocorrem nas variações constantes de carga e as grandes perturbações, de natureza mais severa, são os curtos-circuitos em linhas de transmissão ou corte de geração de grande porte. Sendo assim, o problema da estabilidade para os sistemas elétricos de potência pode ser classificado como sendo de estabilidade angular, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão [27]. A estabilidade transitória é uma vertente da estabilidade angular, esta que por sua vez, consiste na capacidade dos geradores síncronos se manterem em sincronismo após a ocorrência de uma perturbação.

A estabilidade transitória pode ser definida como sendo a capacidade dos geradores síncronos em se manter em sincronismo após a ocorrência de uma grande perturbação. Diante de grandes distúrbios, o comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência é essencialmente não linear. Desta forma, para a realização de estudos de estabilidade, não é possível linearizar o conjunto de equações algébricas e diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, pois grandes perturbações se traduzem por grandes excursões nas variáveis [17]. A avaliação da estabilidade transitória é realizada normalmente através da obtenção da solução ponto a ponto desse sistema utilizando métodos numéricos de integração.

A estabilidade transitória depende do ponto de operação pré-falta, do ponto de operação pós-falta e da severidade da perturbação. Geralmente, o tempo de simulação para a análise da estabilidade transitória é de 3 a 5 segundos após a ocorrência do distúrbio [17]. A Figura 6 ilustra o ângulo do rotor no tempo em uma situação de estabilidade e em duas situações de instabilidade.

Figura 6 - Resposta do ângulo do rotor no tempo frente a um distúrbio transitório.



Fonte: Kundur, 1994, p. 26.

No primeiro caso, o ângulo do rotor atinge um valor máximo e então oscila com amplitude decrescente até atingir o seu estado de equilíbrio. No segundo caso, o ângulo do rotor cresce continuamente até a perda do sincronismo. Este tipo de instabilidade é conhecido como instabilidade de primeira oscilação devido à falta de suficiente torque de mesma sincronia. Por fim, no terceiro caso, o sistema é estável na primeira oscilação, entretanto se torna instável devido ao crescimento das oscilações no decorrer do tempo.

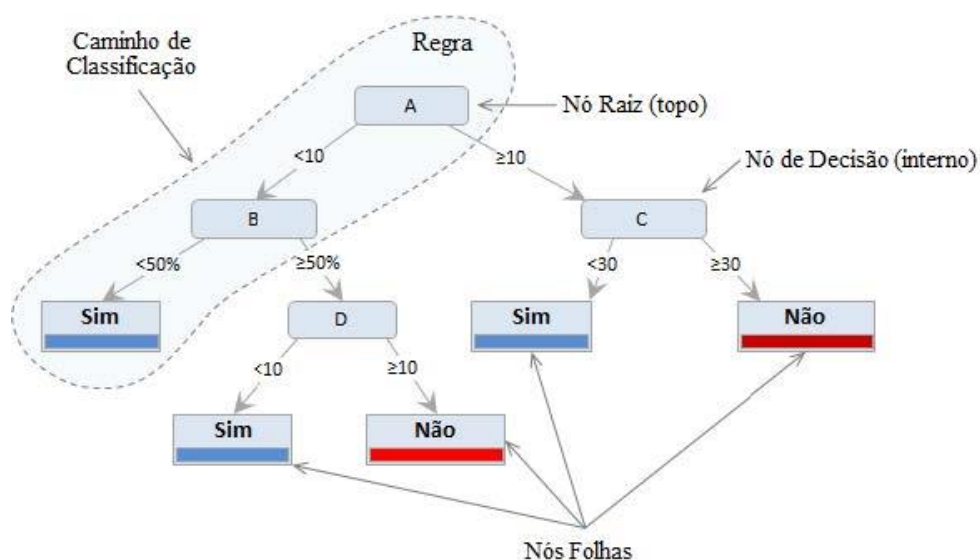
4 INTELIGÊNCIA COMPUTACIONAL: ÁRVORE DE DECISÃO

A implementação do uso de técnicas de Mineração de Dados (*Data Mining*) é definida mediante à complexidade do problema. As árvores de decisão (são construídas baseadas no modelo hierárquico “*top-down*”, em outras palavras, do nó raiz em direção às folhas), como exemplo e estudo de aplicação, são algoritmos de classificação de dados e possuem como relevante característica a função de dividir (ou particionar), de modo recursivo e interdependente, um conjunto de dados, de modo que cada subconjunto do processo resulte somente os casos de uma única classe, permitindo uma análise com maior assertividade [14] - [16].

A base de dados construída determina o grau para um bom desempenho da AD, onde uma quantidade significativa de casos consiste em sucessivos treinos de operação, nos quais determinam os procedimentos de correção, denominados como ação de controle, que por sua vez, deverão ser seguidos conforme os ajustes de parâmetros indicados como resultado final e ideal. Cada caso é representado por um objetivo (seja seguro ou inseguro), juntamente com os atributos, como por exemplo, potência ativa dos geradores, fase da tensão na barra, etc.

Os resultados obtidos, após a construção da AD, são formados por uma série de dados organizados de fácil interpretação, sendo o produto final para tomada de decisão do operador. Isto é, o referido produto final é proveniente de uma série de declarações “*if-then*”, que, quando aplicadas a um registro de uma base de dados, resultam na classificação daquele registro, ou seja, podendo ser seguro ou inseguro. A Figura 7 representa um exemplo de uma árvore hipotética; sendo constituída dos seguintes elementos:

Figura 7 - Exemplo de uma árvore de decisão.



Fonte: Vieira, 2018, p. 40.

- 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.

Nota-se na Fig. 7, 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 os parâmetros pré-estabelecidos mediante uma possível contingência. O percurso segue do nó raiz, apresentando outros ramos e valores; por sua vez, os nós de decisão norteiam qual operação seguir e o status ao optar por tal escolha (nós folhas); em alguns casos as regras substituem as árvores de decisão. Sendo assim, (1) pode ser derivada para o exemplo em questão:

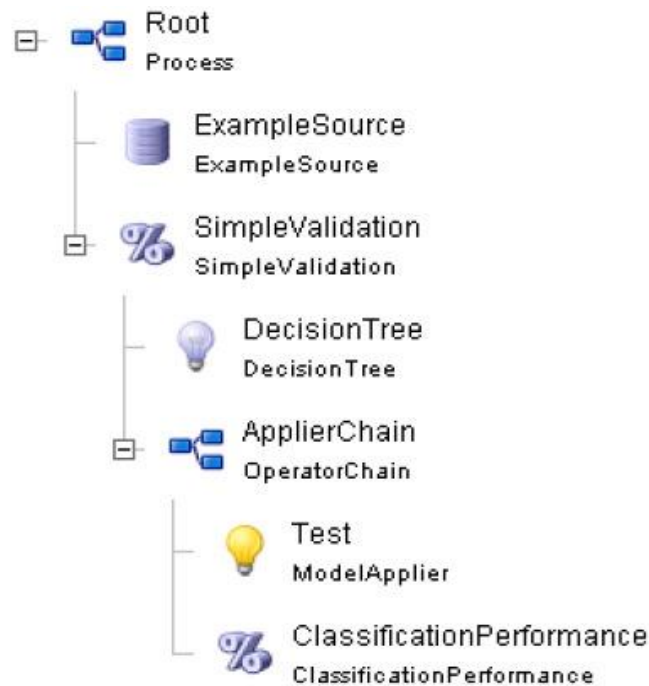
$$\begin{aligned} & \textit{If } A < 10 \textit{ e } B < 50\% \textit{ Then Sim.} & (1) \\ & \textit{If } A < 10 \textit{ e } B \geq 50\% \textit{ e } D < 10 \textit{ Then Sim.} \end{aligned}$$

4.1 Ferramenta de Análise

O *RapidMiner* é uma ferramenta de mineração de dados que dentre as suas principais funções tem por objetivo a associação, grupamento e classificação. Neste trabalho, o *RapidMiner* é devidamente utilizado para realizar a tarefa de classificação por meio do aprendizado automático de máquina, árvores de decisão.

O processo de criação e avaliação de resultados da árvore de decisão procedem com a seleção ou configuração de alguns dos operados internos inerentes ao *software*, tais como: *Root*, *Example Source*, *Simple Validation*, *Decision Tree*, *Applier Chain*, *Test* e *Classification Performance*, conforme apresentado na Figura 9, onde cada um desses operadores possui uma função específica dentro do processo [18]:

Figura 8 - Processo de criação da árvore de decisão pelo *RapidMiner*.



Fonte: Gaia, 2012, p. 5.

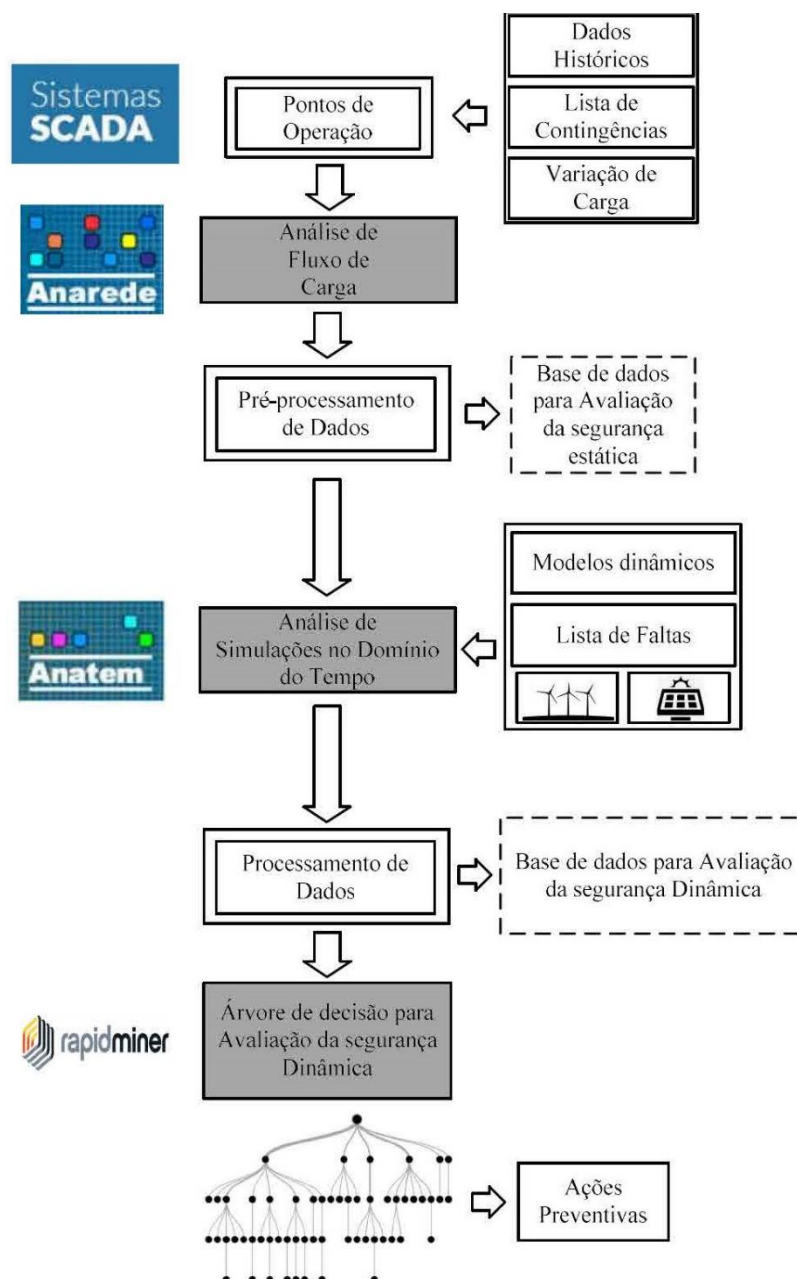
- *Root*: Este operador é o corpo principal dos processos que serão realizados;
- *Example Source*: Neste operador é definido o banco de dados de entrada com suas características, tais como a forma como os atributos estão separados (por vírgula, ponto-e-vírgula, espaço ou por tabulação), se a primeira linha do banco de dados é o nome dos atributos, o tipo de cada atributo (nominal, numérico, inteiro, real, *string*, binominal ou polinomial) e qual desses atributos será o atributo alvo (para o *RapidMiner* criar a árvore é obrigatório que o atributo alvo seja do tipo nominal, quando a tarefa é classificação);
- *Simple Validation*: Esse operador divide o banco de dados de entrada em duas partes, uma que será usada para treinar a árvore e outra que será usada para testar a árvore. Essa quebra é feita uniformemente. No caso do banco de dados do sistema em estudo, essa quebra foi de 70% do banco de dados para treino e 30% do banco para teste. Assim, se o estado do sistema for seguro, este operador conta todos os registros que contêm esta variável e separa 70% das mesmas, ou algo em torno disso, para treinar essa condição, e validar o restante;
- *Decision Tree*: Esse é o operador que ensina a árvore de decisão. Para tanto utiliza um algoritmo semelhante ao C4.5 ou CART, que são algoritmos baseados no algoritmo de Hunt. Como já citado, esse operador exige que o atributo alvo seja do tipo nominal.

- *Applier Chain*: Esse é o operador que funciona como uma sub-rotina, ou um subprocesso dentro do processo principal;
- *Test*: Esse operador utiliza o restante do banco de dados, neste caso, os 30% que não foram utilizados na etapa de treino da árvore de decisão criada;
- *Classification Performance*: Esse operador apresenta a matriz de confusão, resultante da aplicação de um banco de dados no modelo da árvore criada, com seus respectivos erros de classificação.

5 METODOLOGIA: CONTROLE PREVENTIVO

A metodologia desenvolvida se aplica na operação em tempo real e em estudos de planejamento de curtíssimo prazo, com foco na avaliação da segurança dinâmica de sistemas eólicos integrados à rede elétrica. O procedimento proposto envolverá uma etapa “*off-line*” e outra etapa em tempo real. A criação da base de dados será realizada “*off-line*”, como a etapa de integração da metodologia com o Sistema SCADA/EMS. A Figura 8 mostra o fluxograma dos procedimentos “*off-line*” usados para estabelecer o banco de dados.

Figura 9 - Etapa “*off-line*” para o processo de criação da árvore de decisão.



Fonte: Vieira, 2018, p. 50.

Tal metodologia também permitirá a realização de uma avaliação preventiva do estado operacional futuro com alterações topológicas, como interrupções não planejadas de linhas de transmissão, unidades geradoras e a comutação de bancos de capacitores e reatores, entre outras contingências. Esse recurso permitirá que os operadores analisem as ações preventivas a serem tomadas se essas contingências ocorrerem em operações futuras.

A base de dados será formada a partir da informação de cada ponto de operação fornecido pelo estimador de estado e para cada configuração topológica determinada pelo configurador de rede. A partir dos dados de operação, dados de planejamento e variações de carga em torno de cada ponto de operação, novos casos serão criados para compor a base de dados da AD. Inicialmente, o sistema SCADA exportará os dados históricos em arquivos com extensão .PWF, que representam a história do estado operacional do sistema elétrico. Uma lista das contingências (ou eventualidades) mais críticas ou com maior probabilidade de ocorrência será acrescentada a esses dados. Com a finalidade de enriquecer a base de dados, serão acrescentados ainda novos casos com incremento de $\pm 5\%$ nas barras de carga.

Os arquivos com extensão .PWF serão simulados no programa de computador de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE), Versão Acadêmica 11.5.5, software de análise de redes elétrica do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para a obtenção dos arquivos com extensões .SAV (condições iniciais) e .TXT (relatórios de fluxo de carga, monitoração da tensão, monitoração de carregamento e monitoração da potência reativa gerada) [12], [13].

Na etapa de pré-processamento de dados, ou construção da base de dados estática, os relatórios com extensão .TXT serão tratados e então será gerada a base de dados estática com os atributos simbólicos: assinatura topológica; e numéricos: V_i (módulo da tensão), θ_i (fase), P_{gi} (potência ativa gerada), Q_{gi} (potência reativa gerada), constituem as condições pré-falta; e serão acrescentados do atributo alvo “Seguro” ou “Inseguro”, que pode ser voltado para a segurança da tensão das barras, segurança de carregamento das linhas de transmissão e segurança na geração de potência reativa.

A base de dados construída para avaliação da segurança estática será parcialmente aproveitada para a formação da base de dados da avaliação da segurança dinâmica. Os arquivos com extensão .SAV serão utilizados como condições iniciais na ferramenta computacional de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM), Versão Acadêmica 12.0.3, software do CEPEL.

Posteriormente, com a finalidade de realizar simulações dinâmicas simultâneas, será criado o arquivo com extensão .STB, executável no ANATEM, que deve ser associado aos arquivos com extensão .CDU (dados dos controladores e conversores), arquivos com extensão

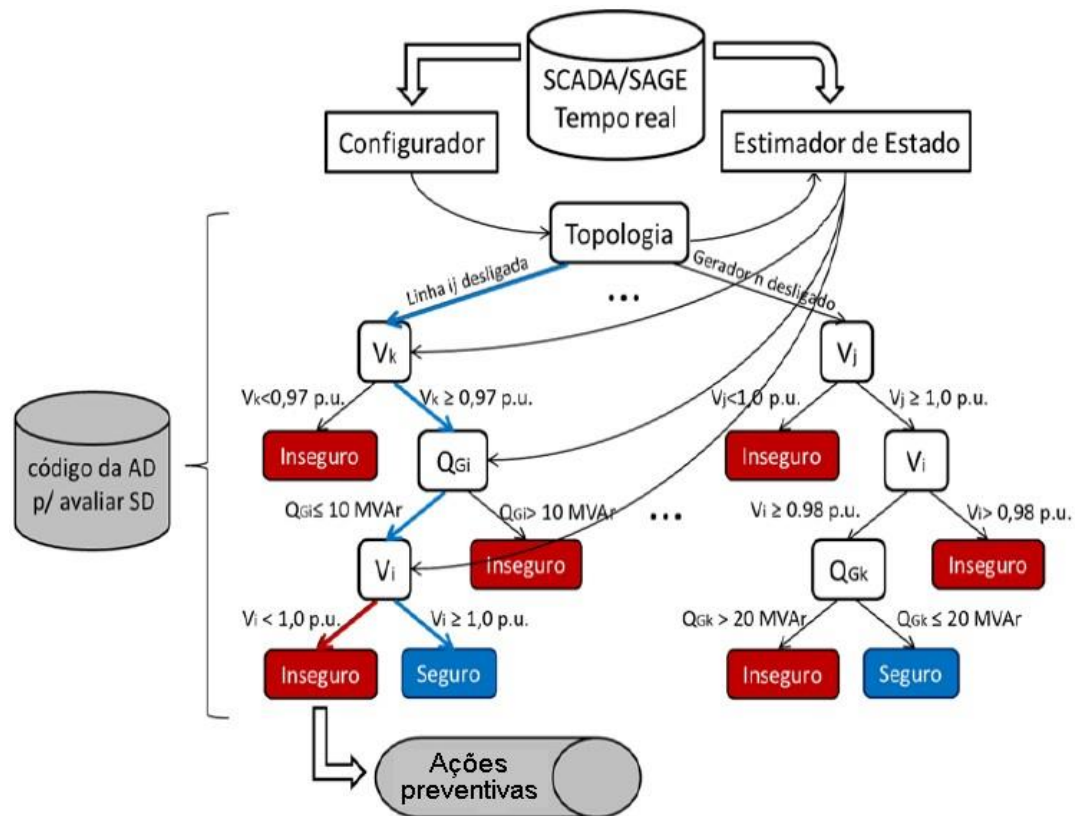
.BLT (dados das máquinas) e arquivos com extensão .SAV (condições iniciais). Para tanto, o usuário deverá antes definir os trechos críticos do sistema elétrico onde deverão ser aplicados os curtos-circuitos trifásicos de 100 ms (simulando a abertura das linhas de transmissão pela atuação da proteção sem religamento das linhas). Após a execução da simulação no domínio do tempo para todos os casos, o usuário terá acesso, por meio do programa ANATEM, aos arquivos com extensão .PLT, que consistem das respostas dinâmicas do ângulo do rotor dos geradores síncronos.

Em seguida, na etapa de processamento de dados, ou construção da base de dados dinâmica, o atributo alvo da base de dados estática será substituído pelos rótulos “estável” (para casos de manutenção da estabilidade transitória) ou “instável” (para casos instabilidade transitória) formando assim a base de dados para avaliação da segurança dinâmica. Finalmente, utilizando o software livre de mineração de dados *RapidMiner*, Versão 5.3, as árvores de decisão serão construídas para avaliação da segurança dinâmica e auxílio ao controle preventivo.

As árvores de decisão criadas avaliam a segurança dinâmica em tempo real, destacando somente as variáveis que têm maior influência em cada configuração topológica do sistema elétrico, gerando um conjunto menor de variáveis que merecem a atenção dos operadores no ponto de operação do sistema de potência. A Figura 10 demonstra esquematicamente um possível cenário de operação em tempo real.

Observa-se na Fig. 10 que o sistema de gerenciamento SCADA, através do configurador de rede e do estimador de estado, fornece a orientação topológica e as variáveis de controle de cada configuração topologia do sistema.

Figura 10 - Módulo de avaliação de segurança dinâmica do esquema de etapas em tempo real com base na árvore de decisão.



Fonte: Vieira, 2018, p. 51.

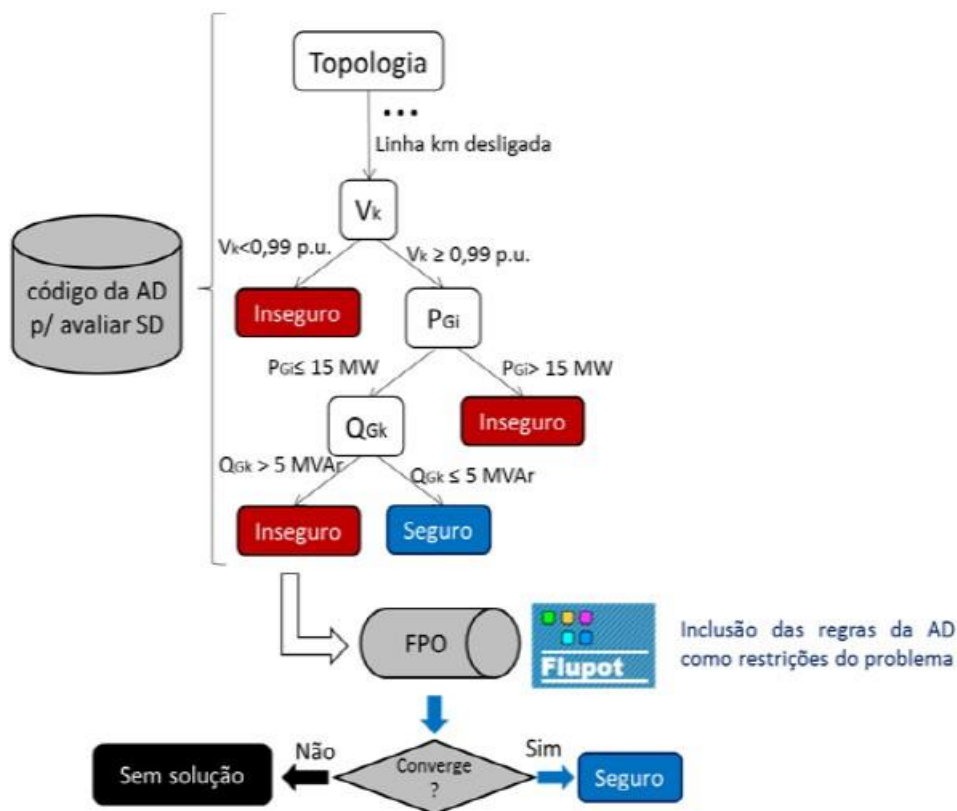
A árvore de decisão construída está orientada por topologia, sendo que cada ramo da AD representa uma regra que deve ser seguida pelo operador para garantir que o sistema permaneça seguro após a ocorrência de uma perturbação na rede elétrica.

Ainda na Fig. 10, verifica-se no primeiro ramo, com orientação topológica “linha ij desligada”, que se $V_k \geq 0,97$ pu, $Q_{Gi} \leq 10$ MVar e $V_i \geq 1,0$ pu, então o sistema permanecerá seguro após a ocorrência de uma perturbação. No segundo ramo, com orientação topológica “gerador n desligado”, verifica-se que se $V_j \geq 1,0$ pu, $V_i \geq 0,98$ pu e $Q_{Gk} \leq 20$ MVar, então o sistema permanecerá seguro após a ocorrência de um distúrbio. Após a classificação do estado operacional do sistema, ações preventivas podem ser executadas se o sistema elétrico apresentar qualquer violação de limite de operação, conforme indicado pela AD.

Ações preventivas de controle podem ser tomadas para evitar a ocorrência de sérias consequências ao sistema elétrico. Neste caso, as variáveis de decisão apresentadas pela AD indicam o caminho para manter a segurança dinâmica dentro de cada topologia do sistema de potência. O aplicativo FLUPOT, uma ferramenta para otimização do sistema de potência, será utilizado para obtenção das melhores soluções para a operação do sistema de potência usando as

restrições de segurança de tensão indicadas pela solução da árvore de decisão. A Figura 11 demonstra o esquema de operação envolvendo ações de controle preventivo otimizado.

Figura 11 - Módulo de Controle Preventivo otimizado baseado em árvore de decisão.



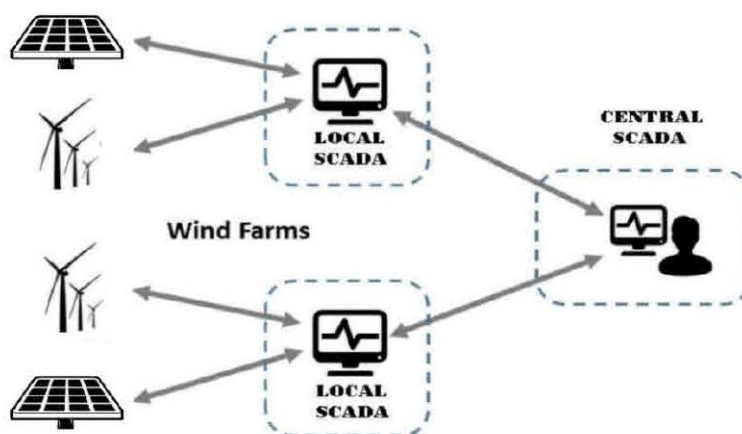
Fonte: Vieira, 2018, p. 52.

Na Fig. 11, o ramo com orientação topológica “linha km desligada” indica que, se $V_k \geq 0,99$ pu, $P_{Gi} \leq 15$ MW e $P_{Gk} \leq 5,0$ pu, então o sistema permanecerá seguro após a ocorrência de uma perturbação. Caso a classificação do estado operacional apresente violação de limite de operação, ações preventivas devem ser tomadas utilizando somente as variáveis indicadas pela árvore de decisão no FLUPOT para garantir a segurança do sistema. As variáveis críticas, após a otimização, passam a assumir melhores soluções para a operação do sistema de potência usando as restrições de segurança de tensão indicadas pela solução da AD.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A metodologia desenvolvida poderá ser aplicada a cenários locais e sistêmicos, conforme ilustrado na Figura 12. Em cenários sistêmicos, variáveis relacionadas ao sistema elétrico como um todo são escolhidas como atributos, enquanto que em cenários locais, apenas os atributos controláveis dos sistemas eólico ou fotovoltaico locais são escolhidos para participar das ações preventivas a serem implementadas pela AD.

Figura 12 - Esquema de controle preventivo para ações locais e sistêmicas.



Fonte: Autor.

6.1 Processo de Construção

O processo de construção das árvores de decisão é denominado de indução. A abordagem mais comum para indução é particionar recursivamente, conjuntos de exemplos, classificados até que seja encontrado um critério de parada. O particionamento define-se pela relação de um teste que apresente 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 sub-árvore é construída recursivamente. Como critério de parada é comum adotar quando todos os exemplos de uma ligação pertencem a uma mesma classe [19].

6.2 Base de Dados

Para criar a AD em estudos de casos locais e sistêmicos na aplicação do controle preventivo, uma grande base de dados deve ser gerada com um grande número de objetos. A Tabela 1 apresenta a estrutura da base de dados sistêmica e a Tabela 2 apresenta a estrutura da base de dados local.

Cada linha representa uma condição de pré-contingência estática do sistema de energia com atributos simbólicos: assinatura topológica; e numéricos: V_i (módulo da tensão), P_{gi} (potência ativa gerada), Q_{gi} (potência reativa gerada), constituem as condições pré-falta; e são acrescidos dos rótulos de classe (estável e instável) de uma simulação dinâmica no domínio do tempo.

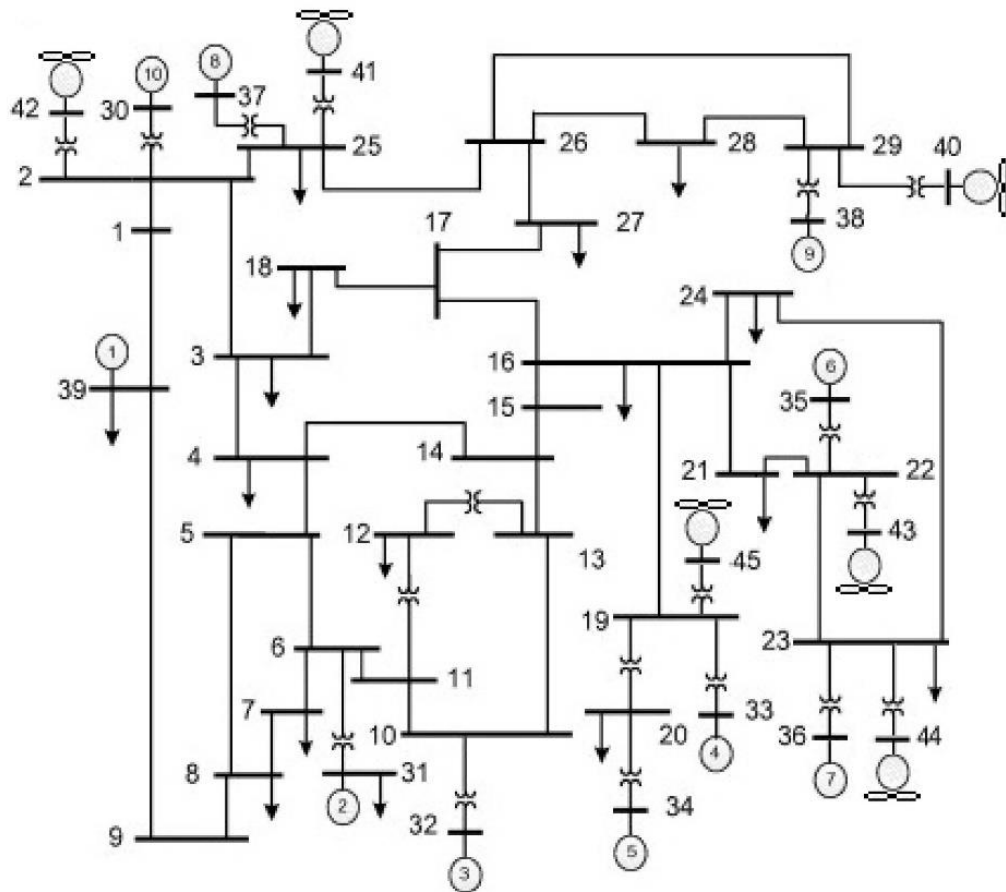
Tabela 1 – Estrutura da base de dados.

Topologia	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	Atributo
Completa	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Estável</i>
Completa	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Instável</i>
N-1	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Instável</i>
N-1	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Instável</i>
N-1	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Estável</i>
N-1	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Estável</i>
N-1	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Instável</i>
N-1	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Estável</i>
N-1	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Estável</i>
N-1	V1	V2	V_i	P_{g1}	P_{g2}	P_{gi}	Q_{g1}	Q_{g2}	Q_{gi}	<i>Instável</i>

Fonte: Autor.

Para fins de testes e validação da metodologia desenvolvida serão apresentados os resultados do estudo de caso, considerando a integração de aerogeradores de indução duplamente excitados ao sistema teste do IEEE de 39 Barras modificado. A Figura 13 ilustra o diagrama unifilar do sistema adotado para teste da metodologia.

Figura 13 - Sistema teste do IEEE 39 barras modificado.



Fonte: Autor.

Para o estudo de caso com foco na estabilidade transitória, as etapas para a formação da base de dados, treino e testes da AD são:

1ª Etapa: Sistema teste IEEE 39 barras modificado acrescido de sistemas eólicos de velocidade variável representando 30% da potência total gerada;

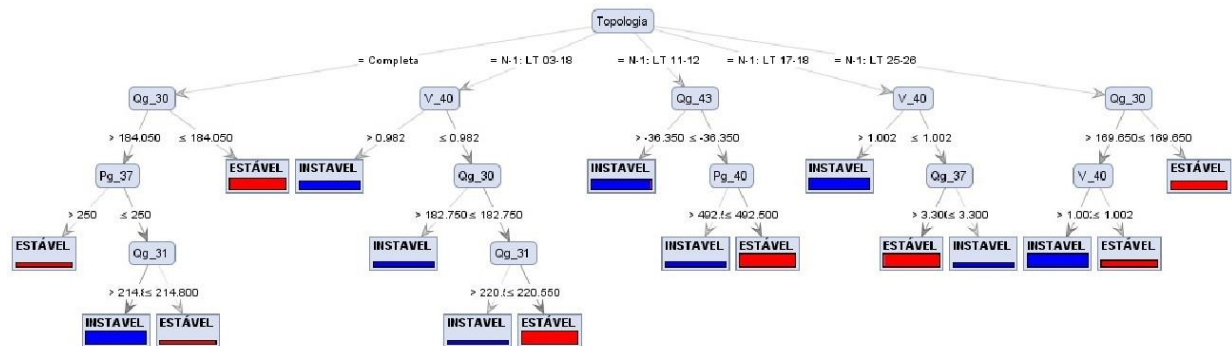
2ª Etapa: Para cada topologia foram simulados 200 casos (Variações nas tensões, potências ativa e reativa das barras de geração; variações de carga); Totalizando 05 topologias e 1000 casos simulados;

3ª Etapa: Foi aplicado curto-circuito de 100ms na linha LT 05-06 (simulando o tempo de abertura de linha pela atuação da proteção);

4ª Etapa: Por fim, treino e teste da árvore de decisão.

A Figura 14 apresenta o modelo da árvore de decisão gerada com orientação topológica para avaliação da segurança dinâmica e para fins de auxílio ao controle preventivo, de forma a garantir a estabilidade transitória do sistema elétrico.

Figura 14 - Árvore de decisão para avaliar a estabilidade transitória e auxiliar o controle preventivo do sistema teste do IEEE 39 barras modificado.



Fonte: Autor.

Na Tabela 3 é apresentada a matriz confusão correspondente à AD, a qual foi construída com a finalidade de avaliar a estabilidade transitória do sistema teste do IEEE de 39 barras modificado, considerando a integração de sistemas eólicos. Pode-se observar que a taxa de acerto foi de 98,33%, ocorrendo apenas 05 casos que foram preditos como “Inseguro”, enquanto que na realidade, trata-se de casos “Seguro”, ficando a predição da classe “Insegura” com uma precisão de classe de 100%. A predição da classe “Seguro” ficou com uma precisão de 96,53%. Ambas as classes apresentaram bons desempenhos de classificação.

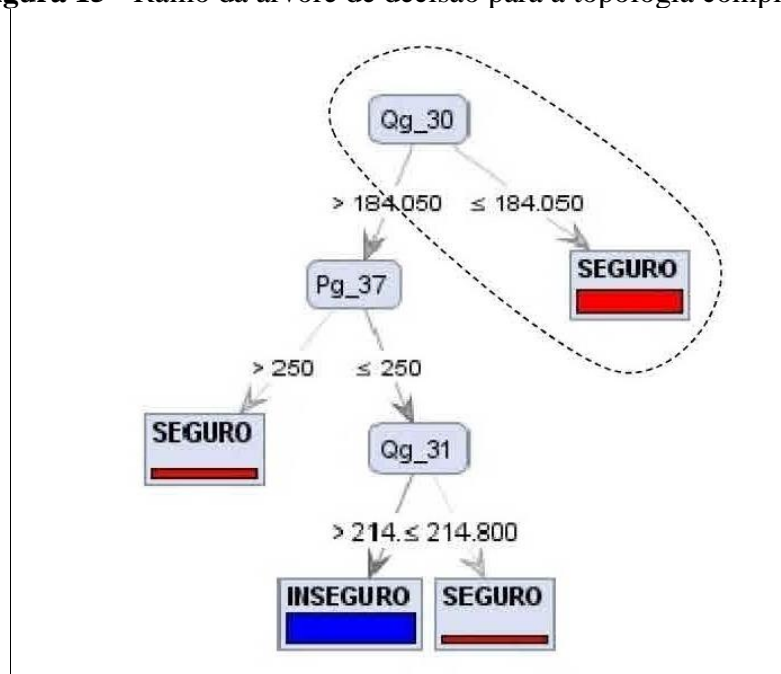
Tabela 2 – Matriz confusão.

Acurácia: 98,33%		Classe Real		
		Inseguro	Seguro	Precisão de Classe
Classe Predita	Inseguro	156	00	100,00%
	Seguro	05	139	96,53%
Classe Recall		96,89%	100,00%	

Fonte: Autor.

Analisando o modelo fornecido pela AD, o primeiro ramo à esquerda representa o caminho que garantirá a segurança do sistema elétrico para a topologia completa. O operador, ao observar a topologia em que o sistema se encontra, precisa somente considerar neste caso as variáveis e orientações estabelecidas pela AD para garantir o sistema seguro. Na Figura 15 é apresentado o ramo da árvore da decisão referente à configuração topológica completa.

Figura 15 - Ramo da árvore de decisão para a topologia completa.

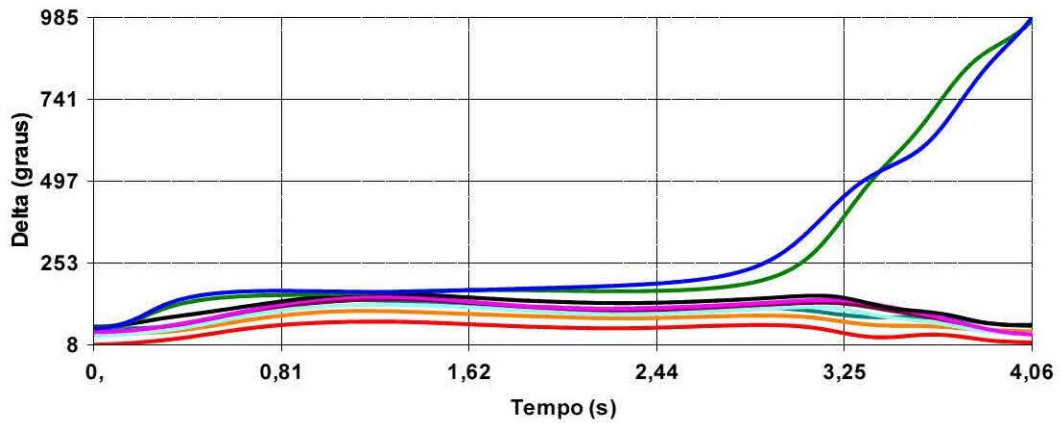


Fonte: Autor.

As regras da AD circuladas pelo caminho destacado, se adotadas, tornam o sistema seguro para a topologia completa. A regra encontrada pelo algoritmo que possui maior influência com relação à segurança é: Se $Qg_{30} \leq 184,05$ MVar, então o sistema se manterá seguro do ponto de vista da estabilidade transitória.

Na Figura 16 é apresentado o comportamento dinâmico do sistema elétrico com topologia completa quando um curto-circuito é aplicado próximo à linha LT 05-06. O resultado mostra que, em função da perturbação, dois geradores síncronos perdem o sincronismo levando o sistema a instabilidade transitória. As curvas em azul e verde indicam que os ângulos dos rotores de dois geradores crescem continuamente até a perda do sincronismo, característica da instabilidade de primeira oscilação devido à falta de suficiente torque sincronizado.

Figura 16 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas do sistema teste 39 barras modificado.

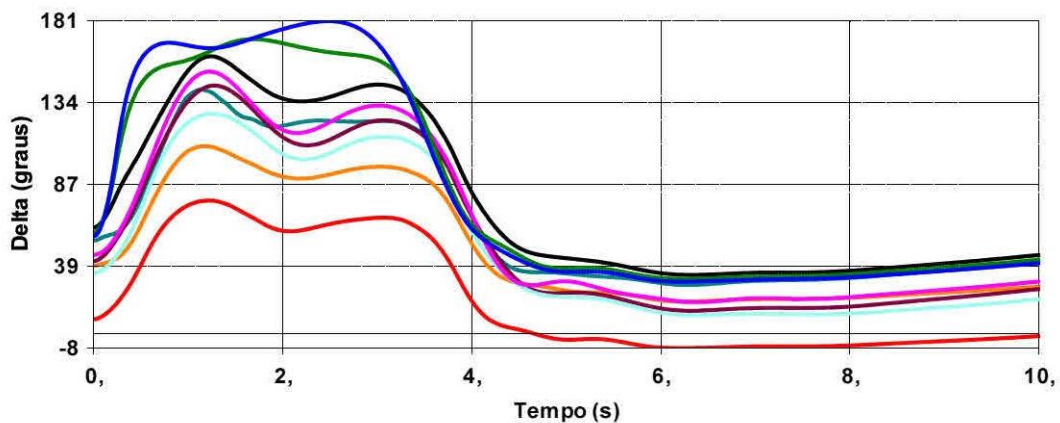


Fonte: Autor.

Com a finalidade de prevenir contra a instabilidade transitória, tomou-se um caso operativo inseguro, com $Qg_{30} = 185,9$ MVar, $Pg_{37} = 240$ MW e $Qg_{31} = 218,5$ MVar. Verificou-se que as regras da AD não estavam sendo atendidas, logo o sistema estava sendo levado a instabilidade. Portanto, como solução, foi realizada uma redução na injeção de potência reativa da barra B_30 de 185,9 MVar para 180 MVar, de acordo com a regra estabelecida pela árvore. Após os ajustes baseados nas regras da AD, uma simulação no domínio do tempo foi realizada no programa ANATEM.

Na Figura 17 é mostrado que o ajuste apresentado pela AD proporcionaria a manutenção da estabilidade transitória, caso ocorresse um curto-circuito próximo à linha LT 05-06 na topologia completa. Observa-se que os ângulos dos rotores dos geradores síncronos atingem um valor máximo e então oscilam com amplitudes decrescentes até atingirem o estado de equilíbrio.

Figura 17 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado, após o ajuste nas regras da árvore de decisão.

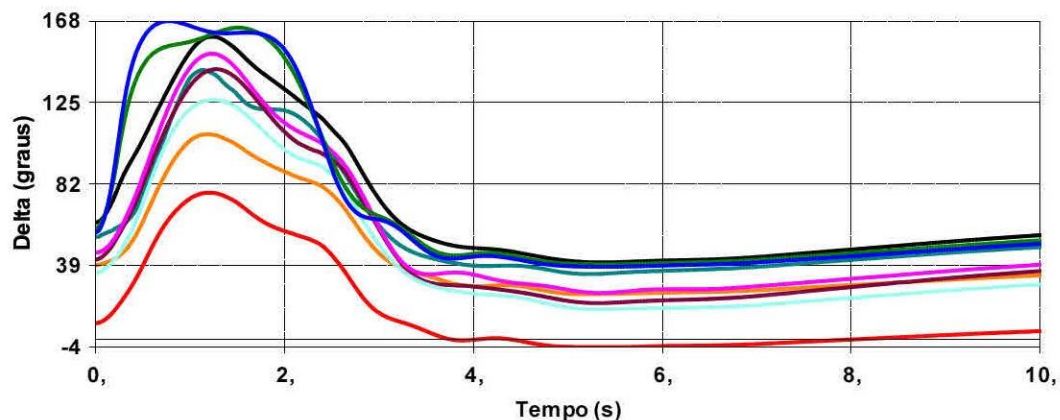


Fonte: Autor.

Verificou-se, na Fig. 17, que o valor da $Q_{g_30} \leq 185,9$ MVar garante a estabilidade transitória do sistema elétrico na topologia completa, no entanto não se sabe qual o valor ótimo a ser adotado. Nesse contexto, utilizando o FLUPOT, adotando como função objetivo a minimização do custo da geração e as variáveis indicadas pela AD, obteve-se o seguinte resultado, conforme a Figura 18.

Reduzindo a tensão V_{30} de 1.048 pu para 1.040 pu, obteve-se uma redução na injeção de potência reativa da barra B_30 de 185,9 MVar para 151 MVar. Observa-se, ainda na Fig. 18, que o ajuste otimizado além de garantir a manutenção da estabilidade transitória, proporcionou uma diminuição na excursão dos ângulos das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico, aumentando a margem de estabilidade transitória.

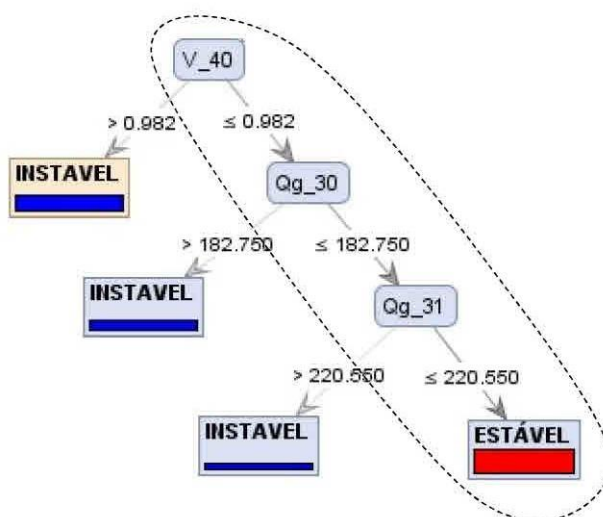
Figura 18 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado, após o ajuste nas regras da árvore de decisão utilizando o fluxo de potência ótimo.



Fonte: Autor.

Analisando novamente o modelo fornecido pela AD, o segundo ramo à esquerda representa o caminho que garantirá a segurança do sistema elétrico para a topologia N 1: LT 03-18. O operador, ao observar a topologia em que o sistema se encontra, precisa apenas se atentar as variáveis e orientações estabelecidas pela AD para garantir a segurança do sistema. A Figura 19 apresenta o ramo da árvore da decisão referente à configuração topológica N-1: LT 03-18.

Figura 19 - Ramo da árvore de decisão da topologia N-1: LT 03-18.

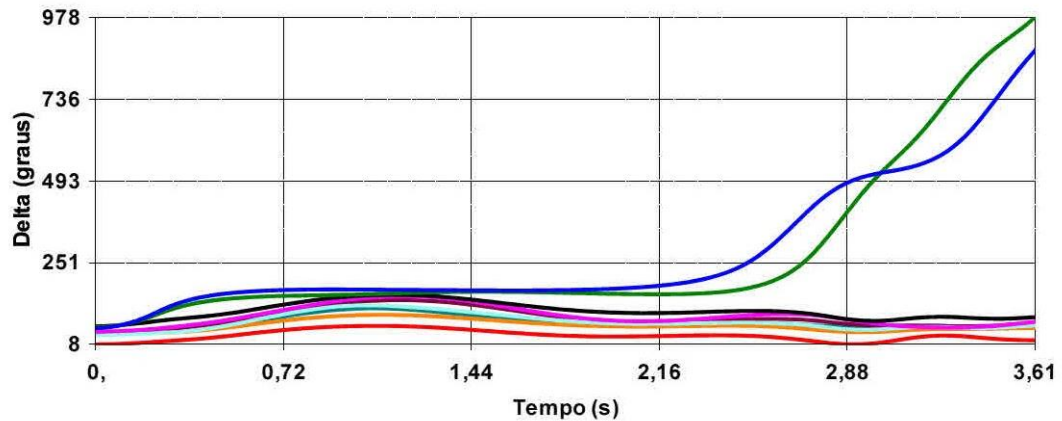


Fonte: Autor.

Observa-se que as regras da árvore de decisão circuladas pelo caminho destacado, se adotadas, tornam o sistema seguro para a topologia N-1: LT 03-18. As regras encontradas pelo algoritmo que possuem maior influência com relação à segurança são por ordem hierárquica: Se $V_{40} \leq 0.982$ pu, $Qg_{30} \leq 182,750$ MVar e $Qg_{31} \leq 220.55$ MVar, então o sistema se manterá seguro do ponto de vista da estabilidade transitória.

Na Figura 20 é apresentado o comportamento dinâmico do sistema elétrico com a topologia N-1:LT 03-18, quando um curto-circuito é aplicado na linha LT 05-06. O resultado mostra que, em função da perturbação, dois geradores síncronos perdem o sincronismo levando o sistema a uma condição de instabilidade transitória. As curvas em azul e verde representam a perda de sincronismo dos dois geradores síncronos caracterizando a condição de instabilidade transitória.

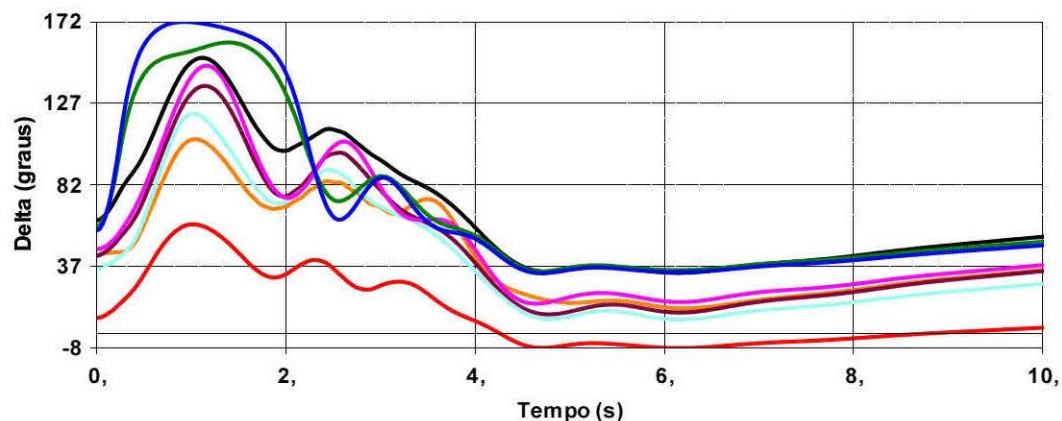
Figura 20 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado.



Fonte: Autor.

Com a finalidade de prevenir contra a instabilidade transitória, tomou-se um caso operativo inseguro, com $V_{40} = 0.985$ pu, $Q_{g_30} = 173,4$ MVar e $Q_{g_31} = 218,8$ MVar. Verificou-se que parte das regras da árvore da decisão não estava sendo atendida, logo o sistema estava sendo levado a instabilidade. Portanto, como solução, foi feita uma redução na tensão B_{40} de 0.985 pu para 0.975 pu, de acordo com a regra estabelecida pela árvore. Após o ajuste baseado nas regras da AD, uma simulação no domínio do tempo foi realizada no programa ANATEM. Na Figura 21 é mostrado que o ajuste apresentado pela AD foi efetivo e proporcionaria a manutenção da estabilidade transitória, caso ocorresse um curto circuito próximo à linha LT 05-06 na topologia N-1: LT 03-18.

Figura 21 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado, após o ajuste com as regras da árvore de decisão.



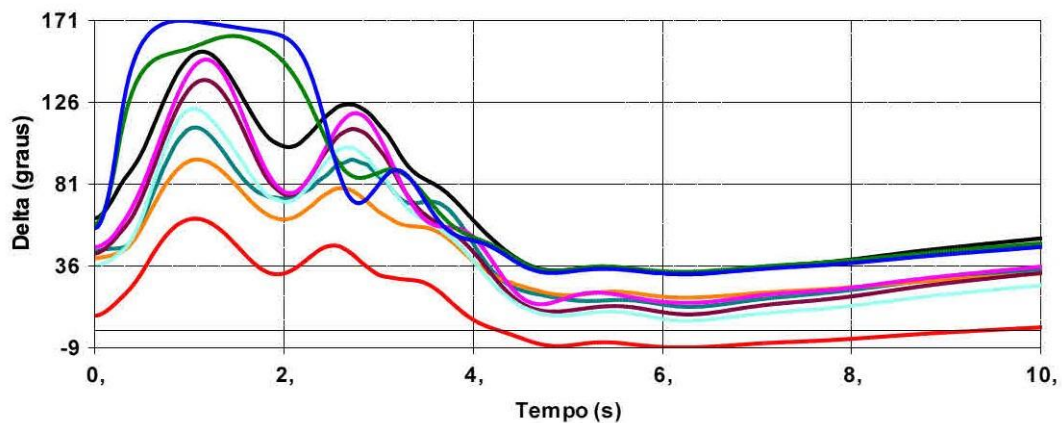
Fonte: Autor.

Verificou-se, na Fig. 21, que o ajuste da tensão $V_{40} \leq 0.982$ pu, garantiu a estabilidade do sistema, uma vez que a potência reativa dos geradores síncronos $Q_{g_30} \leq 182,50$ MVar e

$Q_{g_31} \leq 220.55$ MVar já atendiam as regras da AD para a topologia N-1: LT 03-18, entretanto não são os melhores valores a serem adotados, logo podem ser otimizados. Sendo assim, utilizando o FLUPOT, adotando como função objetivo a minimização do custo da geração e somente a variável que não era atendida pela regra da AD, reduzindo a tensão V_40 de 0.985 pu para 0.979 pu, obteve-se o seguinte resultado, conforme a Figura 22.

Observa-se, na Fig. 22, que o ajuste otimizado além de garantir a manutenção da estabilidade transitória, proporcionou uma pequena diminuição na excursão dos ângulos das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico, aumentando a margem de estabilidade transitória. A partir dos resultados obtidos, é possível também verificar que a integração de sistemas eólicos de velocidade variável pode contribuir para a segurança dinâmica transitória através da disponibilidade do módulo da tensão.

Figura 22 - Comportamento dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de 39 barras modificado, após o ajuste nas regras da árvore de decisão utilizando o fluxo de potência ótimo.



Fonte: Autor.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi apresentado o desenvolvimento de uma metodologia de avaliação da segurança dinâmica baseada em árvore de decisão com foco na estabilidade transitória considerando a integração de sistemas eólicos em esquema de velocidade variável à rede elétrica. Os estudos iniciais foram realizados utilizando o sistema teste IEEE 39 barras, modificado, considerando a integração de aerogeradores de indução duplamente excitados e dados complementares simulados em programas de fluxo de carga e simulações no domínio do tempo.

A partir dos resultados prévios obtidos, foi possível verificar que a integração de aerogeradores contribui para a segurança da operação através da disponibilidade de despacho de potência e participação no controle de tensão. Verificou-se ainda que o uso da AD, além de classificar com boa precisão o estado operacional do sistema, indica também o caminho para a segurança dinâmica do sistema elétrico dentro de cada topologia. Ações de controle preventivo podem ser tomadas evitando que graves consequências ocorram ao sistema elétrico. A utilização de uma ferramenta de otimização garante ao sistema uma condição operacional ótima, utilizando apenas as variáveis indicadas pela AD, diminuindo significativamente a tarefa do operador que poderá ficar focado somente nas variáveis realmente críticas de cada topologia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MORISON, K.; WANG, L.; KUNDUR, P. “**Power System Security Assessment**”. IEEE Power & Energy Magazine, September/October, 2004.
- [2] BALU, N.; BERTRAM, T.; BOSE, A.; *et al.* “**On-line power system security analysis**”. Proceedings of the IEEE, Volume: 80. 1992.
- [3] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2022**. Ministério de Minas e Energia. 2022.
- [4] LIU, C.; SUN, K.; RATHER, Z. H.; *et al.* “**A Systematic Approach for Dynamic Security Assessment and the Corresponding Preventive Control Scheme Based on Decision Trees**”. IEEE Transactions on Power Systems, v. 29, n. 2, p. 717-730, 2014.
- [5] 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 Systems, v. 25, n. 2, p. 957–965, 2010.
- [6] GENC, I.; DIAO, R.; VITTAL, V., *et al.* “**Decision Tree-Based Preventive and Corrective Control Applications for Dynamic Security Enhancement in Power Systems**”. IEEE Trans. Power Systems, vol. 25, no. 3, pp. 1611–1619, Aug. 2010.
- [7] WEHENKEL, L. A. “**Automatic Learning Techniques in Power Systems**”. Springer Science & Business Media, 1998.
- [8] SRINIVASAN, D.; CHANG, C. S.; LIEW, A. C.; *et al.* “**POWER SYSTEM SECURITY ASSESSMENT AND ENHANCEMENT USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORK**”. IEEE Catalogue No: 98EX137, 1998.
- [9] SUN, K.; LIKHATE, S.; VITTAL, V.; *et al.* “**An Online Dynamic Security Assessment Scheme Using Phasor Measurements and Decision Trees**”. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 4, NOVEMBER. 2007.
- [10] LIN, Yu-Jen. “**Prevention of transient instability employing rules based on back propagation based ANN for series compensation**”. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 33, p. 1776-1783, 2011.
- [11] LIN, Yu-Jen. “**Comparison of CART- and MLP-based power system transient stability preventive control**”. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 45, n. 1, p. 129-136, 2013.
- [12] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL. **Programas Computacionais: Análise de Redes Elétricas**. Disponível em: < <http://www.cepel.br/produtos/#secao> >. Acesso em: 03 mar. 2022.
- [13] MOURA, A. P. de; MOURA, A. A. F. de; ROCHA, E. P. da. **ANÁLISE DE FLUXO DE CARGA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**. Artilber Editora Ltda, São Paulo. 2018.
- [14] BREIMAN, L.; FRIEDMAN, R.; STONE, C.; *et al.* “**Classification and Regression Trees**”. London, U.K.: Chapman and Hall/CRC, 1984.
- [15] QUINLAN, J. R. “**Induction of Decision Trees**”. Machine Learning. Kluwer Academic Publishers, Boston. 1986.
- [16] QUINLAN, J. R. “**Learning Logical Definitions from Relations**”. Machine Learning. Kluwer Academic Publishers, Boston. 1990.
- [17] VIEIRA, D. J. A. **Metodologia de Avaliação da Segurança Dinâmica Baseada em Árvore de Decisão com Foco na Estabilidade Transitória e Capacidade de Sobrevivência a**

Afundamentos de Tensão Considerando a Integração de Aerogeradores à Rede Elétrica. UFPA / ITEC / PPGEE, BÉLEM-PA. 2018.

[18] GAIA, D. S.; BERNADES, B. C.; VIEIRA, J. P. A. **Uma Metodologia para Avaliação da Estabilidade Transitória em Tempo Real de Sistemas Elétricos de Potência Usando Árvore de Decisão.** UFPA, BÉLEM-PA. 2012.

[19] HALMENSCHLAGER, C. **Um algoritmo para indução de árvores e regras de decisão.** Dissertação Mestrado, Ciência da Computação, PPGC da UFRGS. 2002.

[20] Umans, S. D. **MÁQUINAS ELÉTRICAS DE FITZGERALD E KINGSLEY.** 7ª Ed. AMGH Editora Ltda. 2014.

[21] Nunes, M. V. A.; Peças Lopes, J. A.; Zurn, H. H.; *et al.* **“Influence of the Variable-Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids”.** IEEE Transactions on Energy Conversion, 19(4), 692–701. 2004.

[22] Abreu Vieira, J. P.; Alves Nunes, M. V.; Holanda Bezerra, U.; *et al.* **“New Fuzzy Control Strategies Applied to the DFIG Converter in Wind Generation Systems”.** IEEE Latin America Transactions, 5(3), 142–149. 2007.

[23] Dutra, R. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologia.** Cresesb. Cepel. Ministério de Minas e Energia.

[24] SADIKU, M. N. O. **ELEMENTOS DE ELETROMAGNETISMO.** 5ª Ed. Bookman Editora. 2012.

[25] Ullah, N.R.; Thiringer, T.; Karlsson, D. **“Voltage and Transient Stability Support by Wind Farms Complying With the E.ON Netz Grid Code”.** IEEE Transactions on Power Systems, 22(4), 1647–1656. 2007.

[26] Kundur, P.; Paserba, J.; Vitet, S. **“Overview on Definition and Classification of Power System Stability”.** IEEE. 2004.

[27] Klein, M.; Rogers, G.J.; Kundur, P. **“A fundamental study of inter-area oscillations in power systems”.** IEEE Transactions on Power Systems, 6(3), 914–921. 1991.

[28] Kundur, P. **“Power System Stability and Control”.** McGraw-Hill, Inc. 1994.