

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JONATHAN ALDORÍ ALVES DE OLIVEIRA

SISTEMAS DE SUPORTE À DECISÃO EM COGERAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO SETOR
SUCROALCOOLEIRO DE MATO GROSSO DO SUL

Campo Grande – MS

Novembro-2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JONATHAN ALDORÍ ALVES DE OLIVEIRA

**SISTEMAS DE SUPORTE À DECISÃO EM COGERAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO SETOR
SUCROALCOOLEIRO DE MATO GROSSO DO SUL**

Dissertação apresentada para obtenção do título de Mestre ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, sob a orientação do Prof. Dr. Jéferson Meneguín Ortega.

Área de Concentração: Energia.

.

Campo Grande – MS

Novembro-2011

SISTEMAS DE SUPORTE À DECISÃO EM COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SETOR SUCROALCOOLEIRO DE MATO GROSSO DO SUL

Jonathan Aldorí Alves de Oliveira

“Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Energia*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul-UFMS.”

Jéferson Meneguín Ortega, Prof. D. Eng.
Orientador

Luciana Cambraia Leite, Prof.^a Dra. Eng.
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Jéferson Meneguín Ortega, Prof. D. Eng.
Presidente

Luciana Cambraia Leite, Prof.^a D. Eng.

Paulo Irineu Koltermann, Prof. D. Eng.

Raimundo Celeste Ghizoni Teive, Prof. D. Eng.

*Dedico este trabalho
a minha esposa Maxilaine,
a minha irmã Jennyfer
e aos meus pais Elson e Ivanir.
Eu não teria feito isto sem vocês.*

AGRADECIMENTOS

À DEUS em primeiro lugar. Criador de todo o universo, Autor da minha vida, que, me deu a oportunidade de iniciar este curso e forças para concluí-lo.

Agradeço aos meus pais que me ensinaram os primeiros passos, deram seu exemplo e souberam cultivar os valores morais essenciais para o sucesso.

Agradeço a minha esposa, Maxilaine S. Barbosa, pelo tempo que lhe roubei, pela desatenção em tantos momentos em que estive dedicando a este trabalho.

Ao meu orientador, Prof. Jéferson M. Ortega, que confiou em mim, pela força, incentivo e paciência.

Aos meus colegas de trabalho da Superintendência de Gestão da Informação – SGI me ouviram e auxiliaram, em especial ao Alexandre Marini.

À todos meus amigos do Programa de Pós-Graduação da Engenharia Elétrica, em especial a Sibelis, Aarão e Carlos Vanti, nossa amizade e experiências serão sempre lembrados.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica (DEL), que direta ou indiretamente contribuíram para concretização deste trabalho e pela presteza que atenderam as minhas necessidades, em especial a professora Luciana e a Letícia.

Resumo da Dissertação apresentada à UFMS como parte dos requisitos necessários
para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

SISTEMAS DE SUPORTE À DECISÃO EM COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SETOR SUCROALCOOLEIRO DE MATO GROSSO DO SUL

JONATHAN ALDORÍ ALVES DE OLIVEIRA

Novembro/2011

Orientador: Jéferson Meneguín Ortega, Dr.

Área de Concentração: Energia.

Palavra Chave: Biomassa, Sistemas de Cogeração, Indústria Sucroalcooleira, Dinâmica de Sistemas, Rede Neural.

Número de Páginas: 123

RESUMO: A readequação dos sistemas produtivos e a prática do desenvolvimento sustentável, no que tange ao setor energético demandam mudanças na trinômia: geração, distribuição e uso de energia, apontando para o aumento do uso de recursos renováveis, em particular as biomassas que reduzam a emissão de CO₂, em detrimento aos combustíveis fósseis que constituem a matriz energética mundial. Neste contexto, este trabalho apresenta uma metodologia que permite simular e otimizar o processo de tomada de decisão em sistemas de cogeração que utilizem como combustível a biomassa, considerando os aspectos técnicos, econômicos e regulatórios. Adotou-se como estudo de caso o setor sucroalcooleiro, contextualizando as diversas características dos mecanismos de inserção incentivada para fontes de energia alternativa renovável atualmente em curso. Com a participação da iniciativa privada, as análises do investimento e das estratégias empresariais aplicadas em sistemas de geração distribuída tornam-se primordiais a esta readequação dos sistemas produtivos. A técnica de modelagem baseada em Dinâmica de Sistemas (DS) é utilizada para modelar e simular tanto o ambiente como as estratégias de negócio associadas a estas decisões de investimento. A otimização da viabilidade econômica é obtida através de um algoritmo de busca exaustiva associada com a aplicação de redes neurais artificiais na previsão de diferentes combinações de comercialização de Energia Elétrica (EE) entre os diferentes ambientes que não foram simuladas. A aplicação de uma meta-heurística (análise quantitativa) em substituição ao método de busca numérica tradicional permite criar uma ferramenta computacional capaz de analisar o ambiente de negócio considerando as influências regulatórias do setor elétrico brasileiro na

cogeração de EE através do uso de biomassa e, conseqüentemente, gerenciar os riscos e as oportunidades que maximizem ou viabilizem o investimento em sistemas de cogeração.

Abstract of dissertation presented to UFMS as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

DECISION SUPPORT SYSTEMS IN COGENERATION OF ELECTRIC ENERGY IN THE SUGARCANE SECTOR OF MATO GROSSO DO SUL

JONATHAN ALDORÍ ALVES DE OLIVEIRA

November/2011

Advisor: Jéferson Meneguín Ortega, Dr.

Area of Concentration (Research Line): Energy

Keywords: Biomass, Cogeneration Systems, Sugar and Alcohol Sector, System Dynamics, Neural Network.

Number of Pages: 123

ABSTRACT: The readjustment of production systems and the practice of sustainable development, in regards to the energy sector, demand changes to the triad: generation, distribution and use of energy, pointing to the increased use of renewable resources, particularly biomasses that reduce CO₂ emissions, rather than fossil fuels that constitute the global energy matrix. In this context, this dissertation presents a methodology to simulate and optimize the process of decision making in co-generation systems that use biomass as fuel, considering technical, economic and regulatory aspects. The sugarcane sector was adopted for the case study, contextualizing the various features of insertion mechanisms encouraged to alternative renewable energy sources currently in progress. With the participation of the private sector, investment analysis and business strategies applied to distributed generation systems are of prime importance to this readjustment of production systems. The modeling technique based on System Dynamics (SD) is used to model and simulate both the environment and business strategies associated with these investment decisions. The optimization of the economic feasibility is achieved through an exhaustive search algorithm associated with the application of artificial neural networks in prediction

of different marketing combinations of Electric Energy (EE) between the different environments that were not simulated. The application of a meta-heuristic (quantitative analysis) to replace the traditional numerical search method allows the creation of a computational tool capable of analyzing the business environment considering the regulatory influences in the Brazilian electric sector in the cogeneration of Electric Energy through the use of biomass and consequently, manage risks and opportunities that maximize or enable investment in cogeneration systems.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	19
1.1 Introdução.....	19
1.2 Motivação.....	21
1.3 Objetivos do Trabalho.....	21
1.3.1 Objetivo Geral.....	21
1.3.2 Objetivos Específicos	21
1.4 Revisão Bibliográfica.....	22
1.5 Estrutura do Trabalho	24
CAPÍTULO 2 – ASPECTOS REGULATÓRIOS E TECNOLÓGICOS	25
2.1 Introdução.....	25
2.2 O Setor Elétrico Brasileiro	25
2.3 Mercados de Comercialização de EE no Brasil	27
2.3.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	27
2.3.2 Ambiente de Contratação Regulada - Energia de Reserva (ACR-ER)	28
2.3.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL)	29
2.3.4 Mercado de Geração Distribuída (GD)	30
2.3.5 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	31
2.4 Tecnologia de Cogeração	32
2.4.1 Tecnologia de Cogeração	32
2.5 Considerações Preliminares	32
CAPÍTULO 3 - MODELAGEM	33
3.1 Introdução.....	33
3.2 Dinâmica de Sistemas (DS).....	33

3.2.1	Pensamento Sistêmico	34
3.2.2	Diagrama de Laço Causal (DLC).....	34
3.2.3	Diagrama de Estoque e Fluxo (DEF)	35
3.2.4	Vantagens da simulação	38
3.3	Simulador OSCOB	38
3.4	Modelagem do Problema de Tomada de Decisão	39
3.5	Evolução do Simulador	43
3.6	Estrutura do Simulador OSCOB.....	43
3.6.1	Módulo Técnico	43
3.6.1.1	Energia de Referência (ER).....	49
3.6.1.2	Potência do Gerador.....	50
3.6.1.3	Simulação do Processo Produtivo	50
3.6.1.4	Opções Tecnológicas	51
3.6.1.5	Sazonalização	52
3.6.2	Módulo de Comercialização e Mercados	54
3.6.2.1	Precipitação Sazonalizada	58
3.6.3	Módulo Regulatório	60
3.6.4	Módulo Econômico	63
3.6.4.1	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	65
3.6.4.2	Avaliação de Projetos pelo Método do VPL.....	66
3.6.4.3	Avaliação de Projetos pelo Método da TIR	67
3.6.4.4	Avaliação de Projetos pelo Método de Payback	67
3.6.5	Módulo Otimização	68
3.6.5.1	Escolha do algoritmo de pesquisa	69
3.6.5.2	Algoritmo de pesquisa exaustiva	70
3.6.5.3	DLC do Módulo de Otimização	70
3.7	Interface gráfica do OSCOB	72

3.8	Interface gráfica do OSCOBRNA	75
3.9	Conclusão do Capítulo	77
CAPÍTULO 4 - REDES NEURAIS ARTIFICIAIS		79
4.1	Introdução.....	79
4.2	Redes Neurais Artificiais (RNA's)	79
4.2.1	Surgimento.....	80
4.2.2	O neurônio natural.....	81
4.2.3	O neurônio artificial	82
4.2.4	Estudo do problema.....	83
4.2.5	Escolha de uma arquitetura – Tipos de Redes	83
4.2.5.1	Redes MLP	84
4.2.5.2	Redes RBF.....	84
4.2.5.3	Comparativo entre MLP e RBF.....	85
4.2.6	Escolha de uma arquitetura – Número de Entradas/Saídas	86
4.2.7	Escolha de uma arquitetura – Número de camadas/neurônios	86
4.2.8	Construção de um conjunto de treinamento	90
4.2.9	Treinamento da rede.....	91
4.2.9.1	Normalização dos dados	92
4.2.9.2	Parametrizações da rede.....	92
4.2.9.3	Parametrizações da rede MLP.....	92
4.2.9.4	Parametrizações da rede RBF.....	93
4.2.10	Resultado dos Testes (Validação)	93
4.2.10.1	Redes MLP.....	93
4.2.10.2	Redes RBF.....	94
4.2.10.3	Comparação MLP x RBF.....	96
4.3	Considerações Preliminares	96
CAPÍTULO 5 – METODOLOGIA E RESULTADOS.....		97

5.1	Introdução.....	97
5.2	Metodologia de Análise	97
5.3	Metodologia de Obtenção dos Dados	98
5.3.1	Dados de Contratos	99
5.3.2	Dados de Conexão.....	99
5.3.3	Dados da Central Termelétrica	99
5.3.4	Montagem dos Cenários de Comercialização de EE	100
5.4	Simulação e resultados.....	101
5.4.1	Simulação e resultados dos aspectos regulatórios.....	112
5.5	Considerações Preliminares	116
CAPÍTULO 6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS		117
6.1	Considerações Finais	117
6.2	Proposta de Trabalhos Futuros	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Modelo de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil.

Figura 3.1: Diagrama de funcionamento do OSCOB.

Figura 3.2 – DLC do Problema de Tomada de Decisão associado ao setor sucroalcooleiro (Adaptado de SILVA [4]).

Figura 3.3 - Influência do investimento em tecnologia no VPL detalhados por laços de realimentação (Adaptado de SILVA [4]).

Figura 3.4 - DLC demonstrando a realimentação do VPL a partir das diferentes combinações dos cenários de comercialização (Adaptado de SILVA [4]).

Figura 3.5 – DEF da Ótica do gestor sobre o rendimento do processo produtivo.

Figura 3.6 – DEF da simulação operacional do processo produtivo.

Figura 3.7 – DEF da simulação da tecnologia escolhida para aplicação processo produtivo.

Figura 3.8 - Curva do rendimento total do processo produtivo usada no simulador OSCOB.

Figura 3.9 - Garantias físicas das usinas participantes do Leilão de Energia de Reserva – 2008.

Figura 3.10 – Tipos de sazonalização do Estado de Mato Grosso do Sul.

Figura 3.11 – Diagrama de Estoque e Fluxo do artigo 6º da Resolução ANEEL nº 109.

Figura 3.12 – Tipos de sazonalização da precipitação dos estados escolhidos.

Figura 3.13 – DEF do modelo regulatório que representa o sistema de transmissão.

Figura 3.14 – DEF do modelo regulatório que representa o sistema de distribuição.

Figura 3.15 – DEF do modelo econômico.

Figura 3.16 – Curva TMA x VPL.

Figura 3.17 – Exemplo do algoritmo de pesquisa exaustiva.

Figura 3.18 – DEF do modelo de otimização.

Figura 3.19 - Definição da Safra, da tecnologia, opções de conexão da planta.

Figura 3.20 - Definição das opções de sazonalização de EE e exibição dos parâmetros de EE disponível para exportação, da garantia física e do investimento previsto.

Figura 3.21 - Definição das opções de sazonalização de precipitação.

Figura 3.22 - Valores médios de referência para venda de EE a partir da biomassa dos diferentes mercados, definição de preços comercializados nos diferentes mercados do módulo de comercialização, comportamento do modelo e os índices que serão aplicados.

Figura 3.23 – Definição da Safra Operacional, das taxas e dos índices requeridos.

Figura 3.24 – Apresentação dos percentuais a serem comercializados nos diferentes mercado de comercialização de EE e os demais resultados da simulação (TIR, VPL e PBD).

Figura 3.25 - Definição do indicador econômico da simulação das RNA's.

Figura 3.26 - Definição do tipo de RNA que será utilizada.

Figura 3.27 - Percentual de comercialização de EE que será vendido em cada mercado.

Figura 3.28 - Valor da TIR ou VPL para o percentual de comercialização de EE escolhido.

Figura 3.29 – Escolha da nova simulação dos percentuais de comercialização de EE.

Figura 4.1 - Estrutura Biológica de um Neurônio [36].

Figura 4.2 - Representação de um neurônio artificial [34].

Figura 4.3 - Topologia típica para uma rede MLP de três camadas.

Figura 4.4 – Diagrama do funcionamento das redes.

Figura 4.5 - Exemplo de um spread de 0.83 para RBF.

Figura 4.6 - Exemplo de um spread alto.

Figura 4.7 - Exemplo de um spread baixo.

Figura 5.1 – Metodologia de Análise do Simulador.

Figura 5.2 – Diagrama de funcionamento do OSCOB.

Figura 5.3 – Evolução do Preço da EE nos diferentes mercados.

Figura 5.4 - Evolução da TIR do Caso I.

Figura 5.5 - Evolução da TIR do Caso II.

Figura 5.6 - Evolução da TIR do Caso III.

Figura 5.7 - Evolução da TIR do Caso IV.

Figura 5.8 - Evolução da TIR do Caso V.

Figura 5.9 – Gráfico para análise de risco.

Figura 5.10 – Gráfico para análise de risco para potência de 70 MW.

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Simbologia da representação dos DEF no PowerSim
Tabela 3.1 - Hipóteses adotadas para a simulação de diferentes tecnologias
Tabela 3.2 - Opções de local e tensão de ligação
Tabela 3.3 - Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE
Tabela 4.1 - Número de Camadas Ocultas, Neurônios e Função Utilizada
Tabela 4.2 - Número de Neurônios e Spread Utilizados
Tabela 4.3 - Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE.
Tabela 4.4 - Resultados da Simulação das Redes MLP
Tabela 4.5 - Resultados da Simulação das Redes RBF
Tabela 5.1: Resultado da simulação das diferentes opções de tecnologia.
Tabela 5.2: Resultado do Caso I usando RNA
Tabela 5.3: Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE do Caso II
Tabela 5.4: Resultado do Caso II usando RNA
Tabela 5.5: Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE do Caso III
Tabela 5.6: Resultado do Caso III usando RNA
Tabela 5.7: Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE do Caso IV
Tabela 5.8: Resultado do Caso IV usando RNA
Tabela 5.9: Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE do Caso V
Tabela 5.10: Resultado do Caso V usando RNA
Tabela 5.11: Resultado da simulação das diferentes opções de tecnologia para potência de 50 MW
Tabela 5.12: Resultado da simulação das diferentes opções de tecnologia para potência de 70 MW
Tabela 5.13: Resultado da simulação com desconto de 100% da TUST
Tabela 5.14: Resultado da simulação com COFINS em 4%
Tabela 5.15: Resultado da simulação com IRPJ em 15%
Tabela 5.16: Resultado da simulação com os preços mínimos de cada mercado para caso III

ÍNDICE DE SÍMBOLOS

ACEP - Agente Comercializador da Energia do PROINFA
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
ACR-ER - Ambiente de Contratação Regulada – Energia de Reserva
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BD – Banco de Dados
CCD - Contratos de Conexão à Distribuição
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT - Contratos Conexão à Transmissão
CD – Central Distribuição
CER - Contratos de Energia de Reserva
CUSD - Contratos de Uso do Sistema de Distribuição
CUST - Contratos de Uso do Sistema de Transmissão
DEF - Diagramas de Estoque e Fluxo
DIT - Demais Instalações de Transmissão
DLC - Diagrama de Laço Causal
DS – Dinâmica de Sistemas
EE – Energia Elétrica
ER - Energia de Reserva
FA – Fontes Alternativas
FC – Fluxo de Caixa
GD - Mercado de Geração Distribuída
GO – Goiás
ICG - Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para
Conexão Compartilhada
IP - Taxa de Indisponibilidade Programada
MLP - *Multi-Layer Perceptron*
MS – Mato Grosso do Sul
MT - Mato Grosso
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSCOB – Otimização da Simulação de Cogeração de Biomassa

PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas
PCI – Poder Calorífico Inferior
PLD - Payback Descontado
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RB - Rede Básica
RBF - *Radial Basis Function*
RNA – Rede Neural Artificial
RNA's - Redes Neurais Artificiais
SEB - Setor Elétrico Brasileiro
SEPROTUR - Secretaria de Produção e Turismo do MS
SICOG – Simulador de Cogeração
SIN - Sistema Interligado Nacional
SP - São Paulo
TEIF - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TIR – Taxa Interna de Retorno
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
UTE - Usina Termoelétrica de Energia
VPL - Valor Presente Líquido do Investimento

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

A maior parte do sistema de geração e distribuição de energia elétrica no Brasil é interligada, isto é, uma demanda de energia (em termos contratuais) é atendida pelo aumento da oferta em qualquer ponto do sistema. Dessa forma, o sistema é composto por longas linhas de transmissão e de distribuição de energia que acarretam elevadas perdas ao sistema elétrico como um todo. Consequentemente, a busca pela minimização nas perdas de energia pode ser alcançada através da descentralização da geração de energia, permitindo assim que a energia possa ser consumida próxima aos locais de geração.

Este tipo de sistema de geração, denominado de Geração Distribuída (GD), pode contribuir para desobstruir as linhas de transmissão existentes e garantir uma maior confiabilidade no transporte de grandes blocos de energia entre as regiões. Além de permitir, segundo RODRIGUES, BORGES e FALCÃO [1], uma diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia e a escolha pode ser feita em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais, podendo levar à postergação de investimentos.

A cogeração é um processo de Geração Distribuída (que é a produção de forma sequenciada e simultânea de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível). O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica a partir do uso de gás natural e/ou da biomassa.

Atualmente existem vinte e três usinas termoelétricas movidas à biomassa em operação no Mato Grosso do Sul (MS), cinco estão em fase de instalação e doze com projetos de incentivos fiscais já aprovados [2], mas devido a incentivos governamentais e a oferta de terras altamente produtivas para a plantação de cana-de-açúcar em substituição a pecuária há uma grande perspectiva de utilização dos recursos excedentes dos insumos resultantes do processo de produção de álcool e/ou açúcar destas indústrias para a produção de energia elétrica através da cogeração com a queima do bagaço de cana em suas caldeiras.

Segundo SILVA e ORTEGA [3], as características regionais podem inviabilizar os investimentos na cogeração de energia elétrica a partir do bagaço de cana, se nos programas de incentivos os valores estabelecidos para a energia da biomassa não forem acrescidos dos custos diferenciados no investimento da conexão. Em MS, o custo de

conexão é comparável ao custo de investimento na planta. Isto inviabilizou os contratos assinados pelos agentes na primeira fase e na segunda fase do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Eles sugerem que uma solução seria a reavaliação da base de incentivos, considerando as diferenças geográficas entre os Estados de uma mesma região.

Neste contexto, o desenvolvimento de um modelo que permita otimizar o processo de gestão em sistemas de cogeração que utilizem como combustível a biomassa, justifica-se por resultar em um ambiente computacional que permita avaliar a influência dos aspectos técnicos, econômicos e regulatórios no processo de tomada de decisão dos agentes do setor sucroalcooleiro e, conseqüentemente, no desenvolvimento de uma indústria de cogeração, ainda incipiente no Estado, com uma expansão que atenda às projeções do mercado, segundo critérios do desenvolvimento sustentável.

Na criação do modelo de simulação denominado SICOG [4] foi aplicada a técnica Dinâmica de Sistemas (DS), por permitir desenvolver um ambiente capaz de simular e analisar o processo de tomada de decisão, considerando a influência tanto de aspectos regulatórios do setor elétrico como aspectos tecnológicos associados ao investimento.

A proposta deste trabalho é desenvolver um modelo de simulação OSCOB fundamentado no pensamento sistêmico que permita a construção de um banco de dados (BD) que descreva a evolução de indicadores econômicos (Taxa Interna de Retorno e do Valor Presente Líquido) para diferentes participações nos mercados de comercialização de EE.

Com base neste BD, redes neurais artificiais podem ser aplicadas para simular e verificar a possibilidade de utilização no auxílio para escolha de diferentes combinações de comercialização de EE entre os diferentes ambientes.

Esta meta-heurística (algoritmo de busca exaustiva associada com a aplicação de redes neurais artificiais) (análise quantitativa) em conjunto com o modelo de simulação OSCOB permitem a identificação e o equacionamento das diversas influências de aspectos regulatórios na tomada de decisão relacionada ao investimento e, conseqüentemente, gerenciar as ameaças e as oportunidades que viabilizem o investimento em sistemas de cogeração pela indústria sucroalcooleira que atualmente estão se instalando na região.

1.2 Motivação

Com a implantação do novo modelo institucional no setor elétrico, incentivando às atividades de geração e comercialização de energia elétrica, em que geradores podem vender livremente sua energia e tem sua quantidade, qualidade e preço regulados pelas leis do mercado, ou seja, o preço varia de acordo com a oferta, demanda e o ambiente no qual a EE é comercializada. Consequentemente, verifica-se a necessidade de desenvolvimento de novos enfoques analíticos e modelos computacionais, que explicitem as incertezas estratégicas, incorporem os aspectos regulatórios e auxiliem o investidor no processo de tomada de decisão, segundo a ótica econômica, para que as indústrias sucroalcooleiras possam analisar suas potencialidades de geração e comercialização de EE.

1.3 Objetivos do Trabalho

1.3.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma metodologia que otimize o processo de tomada de decisão em sistemas de cogeração e permita ao empreendedor analisar e diagnosticar as relações de influência num ambiente dinâmico e competitivo, identificando tanto os riscos associados ao empreendimento, quanto o resultado de suas políticas e estratégias em seu desempenho econômico.

1.3.2 Objetivos Específicos

As metas a serem alcançadas no desenvolvimento deste trabalho são:

- Definir a metodologia a ser adotada no desenvolvimento do modelo para obtenção do ponto ótimo;
- Definir a heurística (RNA) a ser aplicada no desenvolvimento do modelo computacional;
- Desenvolver um modelo de simulação computacional via técnica de DS que permita analisar e diagnosticar as relações de influência num ambiente dinâmico e competitivo;
- Otimizar o processo de tomada de decisão em sistemas de cogeração identificando os riscos associados ao empreendimento.

1.4 Revisão Bibliográfica

Nos últimos anos, um grande número de trabalhos relacionados à cogeração de energia elétrica foi publicado estabelecendo uma valiosa fonte de informações para esta pesquisa.

COELHO [5] identificou algumas barreiras tecnológicas, políticas, institucionais, econômicas e financeiras existentes na época, e que inviabilizavam o desenvolvimento de um programa de cogeração a partir da biomassa, que permitisse a comercialização de excedente de energia elétrica no Brasil. Ele avaliou economicamente a geração de excedentes de EE, propôs alterações na legislação e na regulamentação em vigor, também propôs estudos visando à inclusão dos custos ambientais e taxaço de carbono (dentro das perspectivas do Protocolo de Quioto) no planejamento integrado para o setor elétrico.

PELLEGRINI [6] apresentou uma análise de integração de centrais cogeradoras ao sistema elétrico, a partir da delimitação de sete Macro Regiões do Estado de São Paulo, em que identificou os melhores locais onde esses tipos de centrais pudessem ser implantadas e quais os custos de operação e de energia envolvidos. Dos resultados obtidos e previamente analisados, PELLEGRINI [6] concluiu que o melhor local para a instalação de uma Central térmica/Cogeradora seria na região de Ribeirão Preto, cujo custo do combustível encontra-se na faixa de 5,79 US\$/tb, para um custo de operação de 15,29 US\$/MWh.

Os aspectos regulatórios do setor a partir da implantação do modelo de comercialização em “pool” (tem-se o controle centralizado da geração de energia, com o objetivo de garantir o menor custo de operação, os geradores são despachados na razão inversa de seus preços, sendo que o preço de fechamento do mercado é o do último gerador despachado) que se instalou no Brasil a partir de 2004, passaram a ter uma importância fundamental nesses estudos.

PAULA [7] avaliou o potencial da autoprodução por cogeração de energia elétrica e calor, abordando o assunto por meio de avaliação sistêmica através de montagem de cenários de expansão. Concluiu que as alternativas de expansão no modelo direcionam-se para um aumento importante da participação da cogeração na produção de eletricidade.

PALLETA [8] em seu estudo procurou verificar se variáveis legais, tecnológicas econômicas e financeiras existentes na época interferiam dificultando o uso eficiente da biomassa como fonte de energia. Para a análise econômica ele aplicou os conceitos do GECON – Sistema de Gestão Econômica que é um modelo de avaliação de empresas por

resultados econômicos, realizados por áreas de responsabilidades e seus respectivos centros de resultado.

FERRARI [9] fez uma análise do panorama regulatório nacional visando à inserção das mini e micros centrais hidrelétricas no mercado de energia, onde observou que os incentivos às fontes alternativas sinalizavam algum resultado em termo de inserção no mercado.

JANUÁRIO [10] abordou a inserção de fontes incentivadas no ambiente de comercialização da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) priorizando a situação dos consumidores livres, simulando o cálculo de penalidades de cobertura de consumo. Ele observou que a gestão eficiente o balanço de energia é crucial para equilíbrio econômico-financeiro da empresa que decide pela inclusão no mercado livre.

VOGSTAD [11] estudou o mercado de EE dos países do norte da Europa, aplicando a DS no processo de transição de geração por meio de combustíveis fósseis para fontes renováveis. Ele construiu um simulador para analisar as implicações em longo prazo e no curto prazo das diferentes políticas para a energia elétrica no mercado nórdico, onde, foram abordadas questões como expansão da geração, demanda, formação de preços, decisões de investimento, disponibilidade de recursos e alguma medida do progresso tecnológico dentro do setor elétrico. Como resultado de seu trabalho, desenvolveu um modelo dinâmico de otimização estocástica para programação da energia hidráulica em combinação com a eólica. Este modelo simplificado permite uma série de estudos sobre como o comportamento do vento pode influenciar a agenda hídrica ideal. Em particular, foi testada, a hipótese de que a energia eólica reduz a necessidade dos reservatórios, e os resultados mostram que os benefícios econômicos podem ser obtidos através da inclusão do vento na programação das hidrelétricas.

NASCIMENTO, NETO e FIGUEIREDO [12] analisaram a viabilidade econômica da cogeração de energia em uma usina do setor sucroalcooleiro pela utilização do bagaço de cana-de-açúcar através da aplicação da metodologia *system dynamics*. A análise utilizou-se de dados secundários obtidos junto ao estudo de NAGAOKA e ESPERANCINI [13]. Utilizaram quatro variáveis principais: preço da energia elétrica comercializada com a operadora do sistema interligado; percentual de recursos financiados; a taxa de juros incidente sobre o capital de terceiros; e taxa de juros incidentes sobre o capital próprio, utilizados no investimento de implantação da usina de cogeração. Concluíram que, considerando o porte e as características dos investimentos, torna-se mais

interessante economicamente realizar o investimento utilizando parte de recursos de terceiros. Isso porque, o preço mínimo para recebimento da energia para que o investimento apresente viabilidade no caso simulado neste estudo não pode ser inferior a R\$ 54,63 MW, utilizando a combinação de 20% de recursos próprios e 80% de recursos financiados.

SILVA [4] desenvolveu um simulador fundamentado no pensamento sistêmico (aplicando a técnica de modelagem baseada em DS), que permitia estudar e analisar a influência dos aspectos regulatórios na viabilidade dos sistemas de cogeração de energia elétrica no setor sucroalcooleiro do Estado de Mato Grosso do Sul, que servirá, junto com as demais fontes, para desenvolvimento deste trabalho.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos que descrevem em detalhes a fundamentação teórica, o processo de modelagem e o desenvolvimento do simulador bem como os resultados que foram obtidos na presente pesquisa. O trabalho apresenta a seguinte estrutura:

No capítulo 2 é feita uma breve apresentação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), dos mercados de comercialização de EE. Na sequência, as tecnologias de cogeração estudadas na dissertação são descritas.

No capítulo 3 apresentamos a técnica Dinâmica de Sistemas – DS e descreve-se resumidamente, a teoria do pensamento sistêmico, na qual se fundamenta a técnica e são apresentados os principais conceitos usados em DS. Na sequência, é apresentada a metodologia adotada no desenvolvimento do modelo OSCOB para obtenção do ponto ótimo, através do algoritmo de pesquisa exaustiva.

No capítulo 4 é apresentada a metodologia adotada no desenvolvimento das RNA para auxílio no modelo de simulação OSCOB para obtenção do ponto ótimo.

No capítulo 5 são apresentadas as simulações e validações do simulador proposto.

Finalizando no capítulo 6 são apresentadas as conclusões deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2 – ASPECTOS REGULATÓRIOS E TECNOLÓGICOS

2.1 Introdução

Neste capítulo, fazemos uma breve apresentação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e dos mercados de comercialização de EE.

Na sequência, apresentamos as tecnologias de cogeração estudadas na dissertação, mostrando aspectos tecnológicos dessas.

2.2 O Setor Elétrico Brasileiro

O Brasil tem características diferentes de outros países que tem que ser levadas em consideração na organização do modelo, pois sua geração é predominantemente hidráulica. Devido a este fato, muitas vezes a geração está distante do consumidor, daí a importância de garantir o acesso ao sistema de transmissão e distribuição.

O SEB antes da reestruturação era basicamente monopolista, com forte presença estatal em todos os seus segmentos. A integração de suas atividades operacionais era coordenada pelo governo federal, através da Eletrobrás.

O atual modelo institucional do setor de EE passou por duas fases:

- A primeira foi sua implantação, que privatizou as companhias operadoras e teve início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e determinou que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio de concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga (uso do bem público) determinaria o vencedor.
- A segunda ocorreu em 2004, depois da crise energética de 2001(conhecida como “Apagão”), com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, por meio das Leis nº 10.847/2004 e 10.848/2004. Com a sua implantação a responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica ficou a cargo do Estado, onde alguns aspectos do modelo implantado foram melhorados para corrigir o modelo anterior.

O aspecto fundamental do processo de reestruturação foi à introdução da competição no modelo em nível de geração e comercialização de EE, sendo que a

distribuição e transmissão de EE são monopólios naturais, tanto para melhorar a eficiência das empresas que antes eram estatais e agora devem ser privadas, quanto para equacionar melhor qualidade e preço dos serviços.

Com este objetivo o setor passou por uma desverticalização da estrutura anterior, onde antes o gerador, transmissor e distribuidor eram um único agente de mercado, ou seja, o próprio governo (estatal), para uma estrutura com quatro agentes de mercado: o gerador, o transmissor, o distribuidor e o comercializador. Além de instituir os agentes de mercado, tornou-se necessário para maior eficiência, definição e controle das regras que tangem o novo modelo, serem criados agentes institucionais, como: ANEEL, Operador Nacional do Sistema (ONS) etc. É importante ressaltar que a legislação é responsável pela definição do papel e a participação de cada um destes agentes neste novo modelo.

Com a segmentação/desverticalização das atividades, os agentes, ficaram com a seguinte constituição:

- Gerador: são agentes econômicos responsáveis pela oferta de energia gerada, podem vender livremente sua energia. Tem sua quantidade, qualidade e preço regulado pelas leis de mercado, ou seja, o preço varia de acordo com a oferta e demanda, investidores interessados são livres para investir nesta atividade.
- Transmissor: são agentes responsáveis pela implantação e operação da rede que liga as usinas (gerador) às instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores. Apresenta-se como monopólio, sendo que a concessão do serviço, o acesso a linhas de transmissão e o custo do transporte são regulados pelo agente regulador.
- Distribuidor: são agentes responsáveis pela distribuição de energia em uma determinada área ou região. Apresenta-se como monopólio e a concessão do serviço e o preço da energia aos consumidores cativos são regulados pelo agente regulador.
- Comercializador: são agentes mediadores dos contratos de compra e venda de todos os agentes participantes, a exceção dos consumidores cativos. Um exemplo é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

2.3 Mercados de Comercialização de EE no Brasil

Com a reestruturação do SEB os agentes de geração podem comercializar energia nos seguintes mercados (Figura 2.1):

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
- Ambiente de Contratação Regulada – Energia de Reserva (ACR-ER)
- Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Mercado de Geração Distribuída (GD); e,
- Contratação Direta pela Eletrobrás: PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

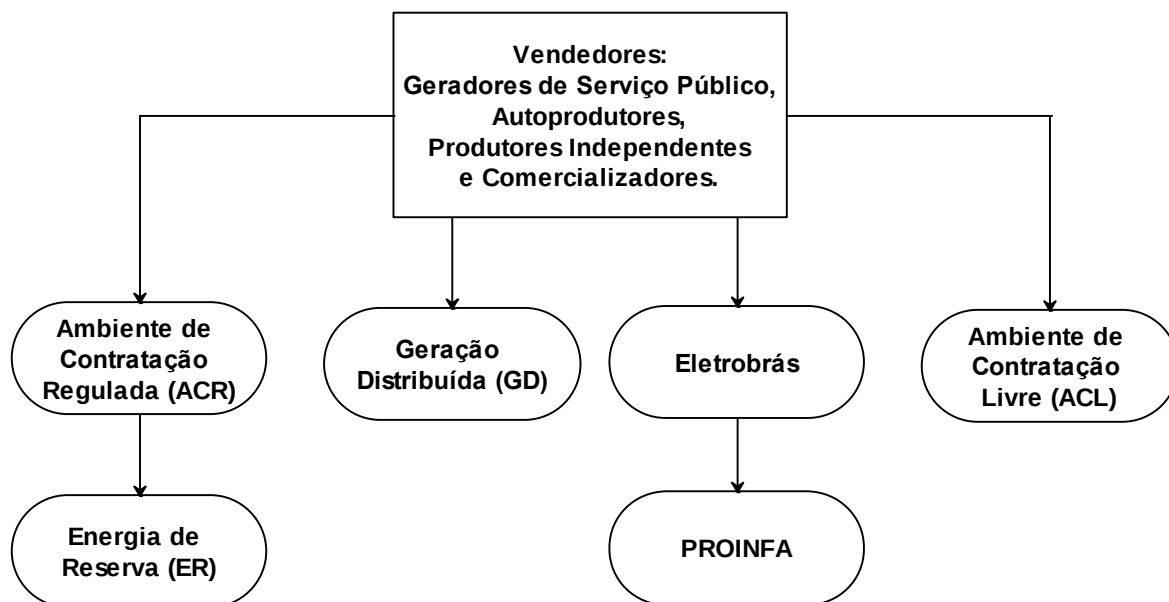


Figura 2.1 - Modelo de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil.

2.3.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) está definido como:

“o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.”

De acordo com o art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, os Agentes de Distribuição podem adquirir energia das seguintes formas:

- Leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração.
- Geração distribuída, desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição e com montante limitado a 10% do mercado do distribuidor.
- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.
- Itaipu Binacional.

Neste Ambiente, o agente de cogeração que produzir excedentes de eletricidade pode participar dos leilões de energia para entrega em três anos A-3, em cinco anos A-5, dos leilões de fontes alternativas de energia (FA) e, exclusivamente os geradores de termelétricas que usam como combustível o bagaço de cana podem participar dos leilões de Energia de Reserva (ER).

As principais vantagens que este ambiente proporciona aos agentes vendedores são:

- Receita fixa definida durante toda a duração do contrato;
- Contrato é feito com as distribuidoras; e
- Possui regras bem definidas.

As principais desvantagens são:

- Preço é mais baixo; e
- Não há nenhuma flexibilidade de preço, condições e reajuste, pois é tudo regulado.

2.3.2 Ambiente de Contratação Regulada - Energia de Reserva (ACR-ER)

De forma complementar à energia contratada no ACR, a partir do Decreto Nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, o Modelo do Setor Elétrico Brasileiro passou a contar com a contratação da chamada Energia de Reserva (ER). Seu objetivo é elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim [14].

Esta modalidade de contratação é formalizada mediante a celebração dos Contratos de Energia de Reserva (CER) entre os agentes vendedores nos leilões e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como representante dos agentes de consumo, incluindo os consumidores livres, aqueles referidos no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores [14].

As vantagens e desvantagens deste ambiente para os agentes vendedores são as mesmas do ACR, com a exceção que por se tratar de ER, os agentes vendedores podem não ser despachados pelo ONS, podendo assim estocar o bagaço excedente (no caso da biomassa), com isso reduzem seus custos operacionais.

2.3.3 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) está definido como:

“o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”.

O artigo 47 deste decreto define:

“A contratação no ACL dar-se-á mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

Parágrafo único. As relações comerciais entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde estarão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes.”

Nestes contratos devem ser especificados os montantes de energia e de potência, prazos, preços e garantias financeiras, com isso trazem os seguintes benefícios aos agentes vendedores:

- Liberdade para negociar o preço da energia, e demais condições contratuais;
- Liberdade de venda de volumes de energia adequados ao seu perfil de produção;
- Transações celebradas através de contratos bilaterais, com opção para contratação de curto, médio e longo prazo;

- Índices de reajuste previamente acordados;
- Segurança e conhecimento do preço do contrato ao longo de todo o contrato.

As principais desvantagens são:

- Contratos de curto prazo; e
- Maiores riscos e incertezas.

2.3.4 Mercado de Geração Distribuída (GD)

No Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, no seu artigo 14, a geração distribuída (GD) está definida como:

“a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.”

O artigo 15 deste decreto define:

“A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.”

Posteriormente ao Decreto 5.163/2004 foi promulgada a Resolução Normativa ANEEL 167, de 10 de Outubro de 2005, a qual estabelece as condições para comercialização de energia proveniente de geração distribuída, definindo-se o seguinte para a contratação:

Art. 2º - Na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída o agente de distribuição deverá optar por uma das seguintes formas:

I – processo de chamada pública, de forma a garantir a publicidade, transparência e igualdade aos interessados; ou

II – compra de energia elétrica produzida pela empresa de geração decorrente da desverticalização, cujos contratos de compra e venda deverão ser registrados na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Parágrafo único. A contratação a que alude o caput será feita, exclusivamente, pelo agente em cuja rede de distribuição o respectivo empreendimento esteja conectado.

De acordo com o art. 36 a ANEEL autorizará o repasse a partir do ano-base “A” dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 deste Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, conforme os seguintes critérios:

V - na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída de que trata o art. 15, repasse integral até o limite do Valor de Referência (Calculado pela ANEEL).

As vantagens e desvantagens deste ambiente para os agentes vendedores são as mesmas do ACR.

2.3.5 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438/2002 e regulamentado pelo Decreto nº 5025, de 30 de março de 2004, tem o objetivo de aumentar a participação de empreendimentos concebidos com base em fonte Eólica, Biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), no Sistema Interligado Nacional [14].

As usinas participantes do PROINFA são cadastradas na CCEE para o Agente Comercializador da Energia do PROINFA (ACEP), representado pela ELETROBRÁS. A entrega da energia do PROINFA aos agentes cotistas (detentor de cota de energia do PROINFA) é realizada através de contratos de venda do ACEP registrados pela CCEE, observando as cotas estabelecidas anualmente pela ANEEL e/ou pelo Procedimento de Comercialização PdC AC.05 - Tratamento da Energia do PROINFA na CCEE [14].

Uma das principais vantagens das empresas de geração de EE que tenham firmado Contrato de Compra e Venda de Energia (CCVE) com a Eletrobrás no âmbito do

PROINFA (Leis 10.438/02 de 26 de abril de 2002, e 10.762/03 de 11 de novembro de 2003) é que podem obter apoio com recursos do BNDES a investimentos em projetos de geração de EE de até 70% dos recursos financiáveis, podem possuir desconto de 50% até 100% nas tarifas de uso do sistema de distribuição ou de transmissão (TUSD e TUST), além de terem as mesmas vantagens e desvantagens do ACR.

2.4 Tecnologia de Cogeração

Neste tópico apresentaremos as tecnologias de cogeração estudadas na dissertação, mostrando aspectos tecnológicos dessas.

2.4.1 Tecnologia de Cogeração

De uma forma geral, podemos determinar as tecnologias pelo tipo de turbina que utilizam. Neste sentido, duas turbinas podem ser empregadas na geração de EE a partir do bagaço de cana:

- Turbina de contrapressão (ciclo convencional): expande o vapor até a pressão de processo (no caso, 2,5 bar).
- Turbina de extração-condensação (ciclo CEST): expande o vapor até uma pressão bem inferior, abaixo da atmosférica (0,12 bar), sendo este vapor então condensado.

Segundo PELLEGRINI [15], a maioria das usinas brasileiras usa os sistemas com turbinas de contrapressão. Esses sistemas foram projetados para atender às demandas térmicas do processo, gerando quase toda ou toda a eletricidade necessária na usina. Nesses casos, a geração de eletricidade segue as variações da demanda de vapor no processo, sendo a comercialização de excedentes encarada como energia interruptível. O uso de turbinas de extração-condensação possibilita uma estabilização da geração de eletricidade excedente [16].

2.5 Considerações Preliminares

Neste capítulo foi apresentado um breve histórico do SEB, dos mercados de comercialização de EE e as tecnologias estudadas.

CAPÍTULO 3 - MODELAGEM

3.1 Introdução

Este capítulo inicia com uma breve introdução da Técnica de Dinâmica de Sistemas (DS) e sua aplicação no processo de modelagem dos aspectos técnicos, regulatórios e econômicos de sistemas de cogeração sob a ótica do pensamento sistêmico. Sob a ótica da técnica de DS, são apresentados os diagramas de laço causal (DLC) e os diagramas de estoque e fluxo (DEF) para cada um dos módulos do simulador OSCOB, com destaque para o módulo econômico e de otimização.

3.2 Dinâmica de Sistemas (DS)

A Dinâmica de Sistemas é um ramo do conhecimento, que busca identificar características gerais do sistema de complexidade dinâmica, a partir dos padrões de comportamento entre as partes do sistema e da estrutura determinante destes padrões [17]. A metodologia de Dinâmica de Sistemas foi criada por Jay Forrester na década de 1960 [18].

Através DS, é possível exercitar o pensamento sistêmico e compreender a influência de partes em causas e efeitos, muitas vezes, distantes no tempo e no espaço.

Ao empregarmos os fundamentos do Pensamento Sistêmico na pesquisa científica, podemos obter uma visão mais completa da realidade dos fatos e por consequência construir modelos que melhor espelham a realidade.

Para representar o uso da cogeração de EE por usinas sucroalcooleiras, precisamos do uso combinado de métodos qualitativos (aspectos estratégicos) e quantitativos (aspectos operacionais).

Nesse contexto, PIDD [19] apresenta duas abordagens distintas, mas que atuam em conjunto:

- *Hard*: procura a solução de problemas através de uma maneira sistematizada, abrangendo três técnicas de modelagem (Programação matemática, simulação computacional e métodos heurísticos).
- *Soft*: procura compreender uma determinada situação sem se preocupar diretamente com a resolução de um suposto problema, abrangendo quatro técnicas (Dinâmica de Sistemas, Metodologia de Sistemas *Soft* (*Soft*

System Methodology), Mapeamento Cognitivo e SODA (*Strategic Options Development and Analysis*).

A técnica de DS se justifica pois permite lidar com as duas abordagens, ou seja: Diagrama de Laço Causal (DLC), usados na modelagem *dos aspectos estratégicos (quali-Soft)* e Diagramas de Estoque e Fluxo usados na modelagem *dos aspectos operacionais (quanti-Hard)* [20].

3.2.1 Pensamento Sistêmico

O pensamento sistêmico é uma técnica prática para a compreensão de questões complexas, para a ação e aprendizado. No entanto, SENGE [21] adverte que o pensamento sistêmico pode ser considerado em três diferentes aspectos simultaneamente: a prática (conjunto de atividades e ferramentas), os princípios (conjunto de princípios teóricos que ajudam a entender os seus fundamentos lógicos) e a essência. Para SENGE [21], a essência é diferente. Esforços empreendidos na essência proporcionariam novas visões de mundo. No caso do pensamento sistêmico, a experiência de vivenciar interligações ajudaria a perceber a importância do todo.

SENGE [22] ilustra um dos efeitos da consciência sobre a essência do pensamento sistêmico, onde declara que os estudos em dinâmica de sistemas levaram à crença de que a maioria dos sistemas possuem uma complexidade infinita que seria impossível de ser compreendida completamente do ponto de vista da consciência racional. Por isso, quando há interesse em analisar uma questão, há que se considerar um conjunto de trocas compensatórias (*trade-offs*) entre o aumento da complexidade ao considerar cada vez mais elementos dentro de uma situação, contra a possibilidade de deixar fora um elemento da realidade buscando a simplificação da análise.

3.2.2 Diagrama de Laço Causal (DLC)

O diagrama de laço causal (DLC) permite a visualização de qualquer sistema, através da identificação de suas características, das relações de causa-efeito e das estruturas de *feedback*.

Os DLC são diagramas de natureza qualitativa que possibilitam uma maior compreensão do comportamento do sistema devido à simplicidade com que seus elementos e a interação entre eles são representados de maneira estruturada [20]. Tais diagramas

apresentam ordenadamente as variáveis do modelo e suas relações de causa e efeito, permitindo que se identifique como os elementos podem interagir e influenciar todo o sistema [23].

Segundo STERMAN [17], os DLC's cumprem um importante papel na modelagem dos sistemas por servir como um esboço das hipóteses causais e possibilitar que os pressupostos estruturais dos sistemas sejam explicitamente comunicados.

No DLC temos os seguintes componentes:

- os elementos (variáveis) do modelo;
- as setas que indicam a direção de influência de um elemento sobre outro;
- o sinal que acompanha a seta indica a forma de relacionamento: quando "+", indica que uma variação no elemento causador gera uma variação no mesmo sentido no elemento que recebe o efeito e quando "-" indica uma variação de efeito contrário.

Quando um elemento de um sistema indiretamente influencia a si mesmo, a parte do sistema envolvida é chamada de *feedback* ou laço causal (*causal loop*). Formalmente, podemos definir um *feedback*, como uma sequencia fechada de causa-efeito, isto é, um caminho fechado de ação e informação.

Em DS, os *feedback* positivos (número par de ligações causais negativas) são também denominados *reinforcing*, ao passo que os *feedback* negativos (número ímpar de ligações causais negativas) são também conhecidos como *balancing*, responsáveis pelos mecanismos de equilíbrio do sistema.

3.2.3 Diagrama de Estoque e Fluxo (DEF)

Os Diagramas de Estoque e Fluxo (DEF) são diagramas com representações mais elaboradas da dinâmica de funcionamento dos sistemas, pois possibilitam que haja uma operacionalização no sistema, ou seja, a visualização de seu comportamento por meio de modelos de simulação computacional. Durante o processo de modelagem com o intuito de construir um modelo de simulação computacional, é sugerido que os DLC sejam adotados previamente ao DEF visando uma maior compreensão do comportamento do sistema [20].

O DEF pode ser descrito através de uma linguagem composta de alguns elementos como:

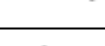
- Variável de nível: também designadas de estoque (*stock*) ou de estado, representam o estado do sistema em um dado instante, e as acumulações

(integrações) se o fluxo é contínuo, ou somatórias se os fluxos são discretos.

- Variável taxa: também designada variável de fluxo (*flow*), determina a que velocidade uma variável de nível muda de valor. O seu valor é baseado somente em variáveis de nível e constantes, não dependendo de valores passados e nem de outras variáveis de taxa.
- Variável auxiliar: representam uma operação algébrica com qualquer combinação de variáveis de estoque, de fluxo, constantes, e até mesmo com outras variáveis auxiliares.
- Constantes: são invariantes ao longo da simulação, pois variáveis de taxa e auxiliares dependem muitas vezes de tais elementos.
- Fontes ou Sumidouros: que representam a fonte e o destino.
- Linhas de Fluxo: representam um fluxo físico (representam quantidades conservativas, que podem ser movidas de um lugar para outro no sistema); um fluxo de informação (desempenham papel de interconexão entre fluxos físicos, isto é, auxiliam na tomada de decisão); e um fluxo de inicialização de variáveis de nível.

O Powersim Studio Enterprise 2003, software empregado neste trabalho [24], utiliza a simbologia ilustrada pela Tabela 2.1 na representação dos DEF.

Tabela 2.1 - Simbologia da representação dos DEF no PowerSim

Símbolo	Representação
	Variável de nível
	Variável de nível com mais de uma dimensão
	Variável de taxa
	Variável de taxa com mais de uma dimensão
	Variável auxiliar
	Variável auxiliar com mais de uma dimensão
	Constante
	Constante com mais de uma dimensão
	Fonte ou Sumidouro
	Fluxo físico
	Fluxo de informação
	Fluxo de inicialização
	Direção na transferência da conexão da variável: entrada (in)
	Direção na transferência da conexão da variável: saída (out)
	Direção na transferência da conexão da variável: entrada e saída (in-out)

Segundo CARDOZO [25] a abordagem de um problema a partir da perspectiva de DS, compreende as oito etapas descritas abaixo:

- Aquisição de conhecimentos sobre o sistema, identificando as variáveis mais importantes do modelo;
- Especificação do comportamento dinâmico;
- Construção do diagrama de laço causal representando os "mapas mentais" dos analistas e tomadores de decisão, os quais visam o entendimento explícito de um problema e a busca das relações entre os componentes da estrutura;
- Construção do diagrama de estoque e fluxo;
- Estimativa de valores dos parâmetros;
- Verificação da consistência ou simulação do modelo;
- Análise de sensibilidade; e

- Aplicação de testes de políticas.

3.2.4 Vantagens da simulação

De acordo com REIBSTEIN e CHUSSIL [26], a adoção de técnicas de simulação traz os seguintes benefícios ao gestor:

- Compressão do tempo: As simulações aceleram o tempo, reduzindo o tempo real dos fenômenos a serem analisados. Ou seja, o comportamento de vários anos de um sistema pode ser verificado em segundos.
- Custo reduzido: Como a simulação é feita no ambiente computacional, não é necessário construir o sistema fisicamente para verificar seu comportamento.
- Promove a criatividade: Devido a inexistência de riscos, os gerentes podem experimentar como seria o comportamento do sistema em situações incertas, desagradáveis, inesperadas ou não convencionais.
- Permite fazer experiências: O processo de criação e implementação de simulações dá aos gestores *insights* práticos. Além dos resultados, o processo de criação e implementação de uma simulação é um treinamento para os administradores, pois conduz ao aprendizado.
- Unifica pontos de vista divergentes: Os administradores desenvolvem uma visão comum do sistema em uma linguagem computacional.
- Captura o conhecimento: O processo de simulação captura e codifica o conhecimento acumulado pela organização. Além disso, obriga os gerentes a tornar explícitas as suas premissas. A simulação cria e aplica um repositório de informações competitivas.
- É experimental: Embora a simulação não diga aos gerentes o que vai acontecer, ajuda-os a explorar o que pode acontecer de acordo com uma estrutura pré-definida.

3.3 Simulador OSCOB

A proposta deste trabalho é desenvolver um modelo de simulação denominado OSCOB fundamentado no pensamento sistêmico de maneira a permitir a identificação e o equacionamento das diversas influências dos aspectos regulatórios na tomada de decisão

relacionada ao investimento associados aos sistemas de cogeração pela indústria sucroalcooleira.

O modelo de simulação OSCOB tomou como base para seu desenvolvimento o trabalho de SILVA [4], o qual se baseou na premissa básica de que a melhor opção de cogeração em MW médios (garantia física do empreendimento) será a que determinará um maior Valor Presente Líquido (VPL), para cada cenário de investimento versus energia comprometida nos contratos registrados na CCEE. Permitindo assim a avaliação dos riscos e das oportunidades de negócio associadas com a cogeração na indústria do setor sucroalcooleiro.

3.4 Modelagem do Problema de Tomada de Decisão

A premissa principal do modelo proposto por SILVA [4], é que a decisão relacionada à produção de EE por cogeração será tomada por meio da análise econômica do investimento. Para determinar a influência dos aspectos regulatórios nessa decisão SILVA [4] analisou a mudança de tecnologia, alterações regulatórias, tipos e distância da conexão, etc. Os parâmetros e as variáveis deste sistema são complexas e não lineares, e não existe um modelo analítico para a solução do problema.

Neste trabalho, o modelo OSCOB é capaz de equacionar a influência dos aspectos regulatórios na busca do resultado econômico, permitindo assim, a construção de um banco de dados (BD) que descreva a evolução destes indicadores econômicos (Taxa Interna de Retorno - TIR e do Valor Presente Líquido - VPL) para diferentes participações nos mercados de comercialização de EE. A aplicação de uma técnica de otimização para escolha do melhor contrato de venda de energia elétrica.

Nesse sentido, a figura 3.1 apresenta o diagrama de funcionamento do OSCOB.

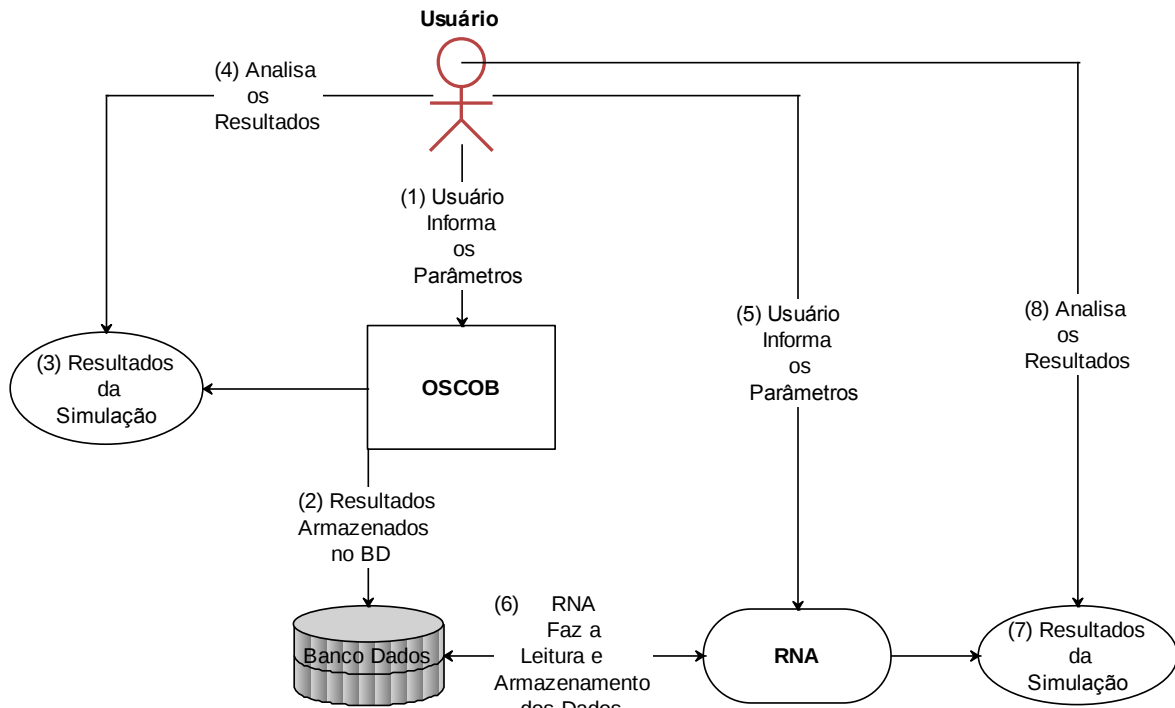


Figura 3.1: Diagrama de funcionamento do OSCOB.

Os aspectos básicos considerados para a decisão do investidor são:

- a tecnologia a ser aplicada na cogeração; e
- em que ambiente comercializar.

Os aspectos regulatórios terão influência basicamente nas seguintes variáveis do modelo:

- encargos e tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, custo da conexão, tarifas de energia praticadas dentro dos ambientes de contratação; e
- penalidades.

O processo de tomada de decisão associado aos investimentos em sistemas de geração de EE na indústria sucroalcooleira será pautado no indicador econômico estabelecido a partir do Valor Presente Líquido do Investimento – VPL, conforme ilustrado pela Figura 3.2.

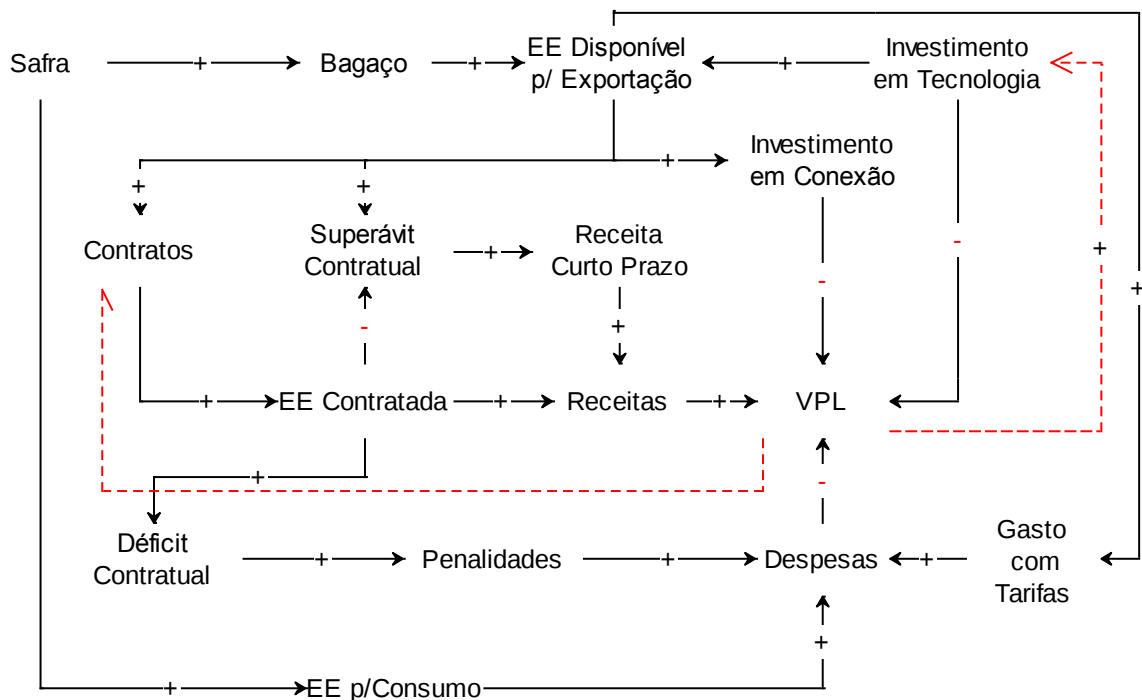


Figura 3.2 –DLC do Problema de Tomada de Decisão associado ao setor sucroalcooleiro (Adaptado de SILVA [4]).

No DLC as variáveis que influenciam, ainda que indiretamente o VPL são:

- tarifas;
- investimento em conexão;
- investimento em tecnologia;
- energia elétrica disponível para exportação; e
- principalmente os contratos de venda de energia resultante das diversas combinações de vendas nos diferentes ambientes.

Na Figura 3.3 é apresentado o DLC do investimento em tecnologia para produção de energia elétrica. O DLC apresenta três laços de realimentação negativos e um laço positivo que influenciam no VPL. Os laços negativos representam a influência a partir do próprio investimento na tecnologia, no aumento do investimento na conexão e no aumento dos custos com as tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão que aumenta as despesas resultantes do aumento da EE disponível para exportação.

O laço positivo representa o aumento das Receitas. Com o aumento da produção de energia elétrica disponível para a exportação, automaticamente mais energia estará mais disponível para ser comercializada e consequentemente aumentando as receitas com contratos.

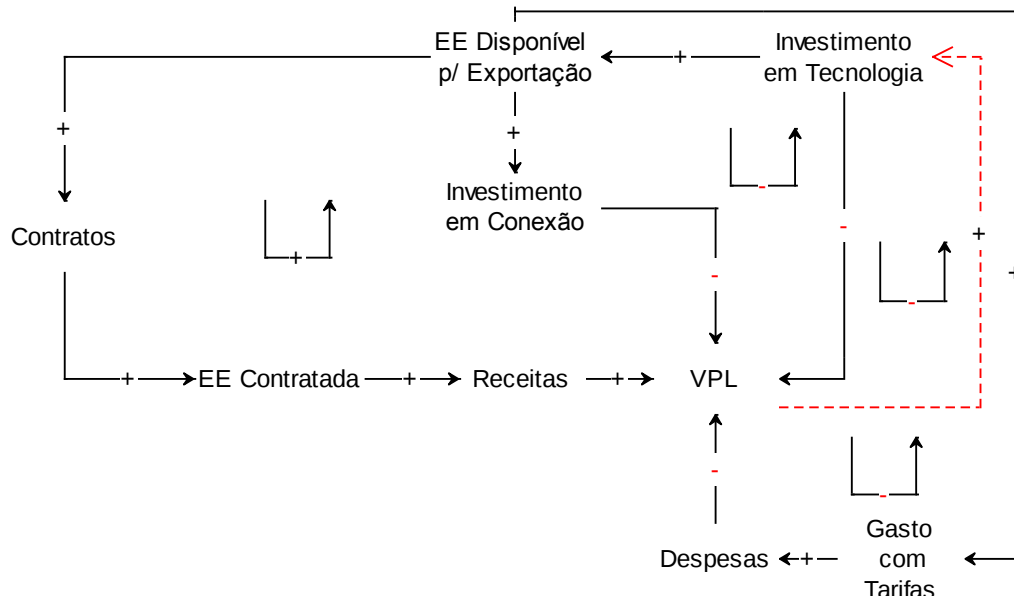


Figura 3.3 - Influência do investimento em tecnologia no VPL detalhados por laços de realimentação (Adaptado de SILVA [4]).

No aspecto dos contratos para comercialização de energia elétrica destaca-se no DLC (Figura 3.4) sua influência direta no VPL. O simulador OSCOB foi ajustado para, a partir do resultado obtido no VPL pela comercialização de uma determinada quantidade de energia, simular vários cenários de comercialização que influenciam nas receitas obtidas com os contratos de venda e, conseqüentemente, no VPL. É importante salientar que sempre que ocorrer déficit na produção de energia em relação à energia contratada ocorrerá a incidência de penalidades.

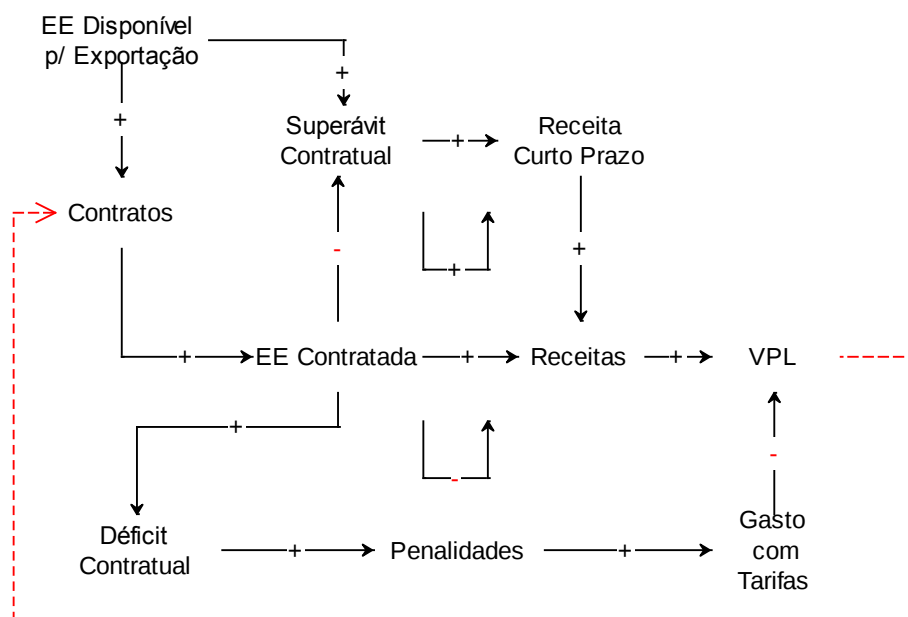


Figura 3.4 - DLC demonstrando a realimentação do VPL a partir das diferentes combinações dos cenários de comercialização (Adaptado de SILVA [4]).

O simulador OSCOB foi construído utilizando-se o DLC apresentado na Figura 3.2 no software Powersim Studio Enterprise 2003 integrado com o Microsoft Excel como base dados e ao MatLab R2008b para implementação e simulação das redes neurais. Todos os produtos disponíveis no Laboratório de Energia do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS.

3.5 Evolução do Simulador

Para a construção do simulador OSCOB, as seguintes evoluções se fizeram necessárias no simulador SICOG proposto por SILVA [4], conforme descrito a seguir:

- Adequação do modelo de tal forma que fossem possíveis simulações multidimensionais;
- Variação dos preços do ACL de acordo com o índice de precipitação, pois anteriormente era usado apenas o PLD médio.
- Adequação do modelo para seleção do melhor ambiente entre as simulações para o investidor (Módulo de Otimização);
- Evolução de uma ferramenta de aprendizado para uma ferramenta de simulação, análise de riscos e investimentos relacionados ao negócio;
- Aplicação de RNA's para diminuir o erro associado aos cenários que deixaram de ser simulados.

3.6 Estrutura do Simulador OSCOB

O sistema foi estruturado para representar as empresas do setor sucroalcooleiro através dos seguintes módulos:

3.6.1 Módulo Técnico

Este módulo foi projetado por SILVA [4] para calcular os montantes definidos na Resolução 62, de 05 de maio de 2004, da ANEEL, baseando-se na potência do gerador obtida a partir dos valores empíricos estabelecidos para a disponibilidade energética máxima do empreendimento (em MW médios), nas opções de sazonalização e na energia sazonalizada a partir dos valores estabelecidos no modelo (alocação mensal do montante anual de energia).

Para a apresentação desse módulo faz-se necessário apresentar alguns conceitos que envolvem os dados que serão usados:

- Safra: quantidade de cana em tonelada moída anualmente pela indústria.
- Bagaço: subproduto da cana resultante da moagem que será utilizado como combustível para a alimentação da caldeira.
- FCmax: Fator de Capacidade Máximo, tem unidade expressa em percentagem, variando de 0 a 100% usada no cálculo da potência líquida para fins energéticos.
- Taxa de Indisponibilidade Programada – IP: expressa o valor esperado em que a unidade vai operar com potencial limitado, ou não vai operar associada a uma condição programada.
- Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF: expressa o valor esperado em que a unidade vai operar com potencial limitado, ou não vai operar associada a uma condição forçada.
- Sazonalização: é o processo de alocar mensalmente um montante anual de energia.

Para o cálculo da garantia física da usina é feito através da seguinte equação:

$$\text{GarFis} = (\text{SafraAno} * \text{PercBagaço} * \text{PCIBagaço} * \text{RendExp}) \quad (3.1)$$

Em que:

- GarFis: valor médio da potência disponibilizada mensalmente para exportação;
- SafraAno: valor máximo estabelecido para o investimento, para a quantidade de cana a ser moída na usina dada em toneladas por ano;
- PercBagaço: valor que representa a percentagem de cana que se transforma em bagaço após a moagem.
- PCIBagaço: poder calorífico inferior expressa a quantidade de calor que é liberada para a combustão por unidade de massa do bagaço. É expresso em Kilojoules por Kilograma [kJ/kg].
- RendExp: valor máximo do rendimento elétrico obtido da razão entre energia elétrica gerada para exportação e energia térmica do combustível (adimensional).

Para o cálculo do consumo próprio da usina é feito através da seguinte equação:

$$\text{ConsProprio} = (\text{SafraAno} * \text{PercBagaço} * \text{PCIBagaço} * \text{RendCons}) \quad (3.2)$$

Em que:

- ConsProprio: valor médio da potência disponibilizada mensalmente para consumo da usina;
- RendCons: valor máximo do rendimento elétrico obtido da razão entre energia elétrica gerada para consumo próprio e energia térmica do combustível (adimensional).

Para o cálculo da garantia física operacional da usina é feito através da seguinte equação:

$$\text{GarFisOper} = (\text{SafraOper} * \text{PercBagaço} * \text{PCIBagaço} * \text{RendExp} * \text{RendOpe})(3.3)$$

Em que:

- GarFisOper: valor médio da potência disponibilizada para exportação para a simulação;
- SafraOper: valor estabelecido para a quantidade de cana a ser moída na usina dada em toneladas por ano para a simulação;
- RendOper: valor máximo do rendimento elétrico obtido da razão entre energia elétrica gerada operacionalmente e energia térmica do combustível (adimensional);

Nas Figuras 3.5, 3.6 e 3.7 apresentamos o Diagrama de Estoque e Fluxo – DEF do Módulo Técnico do simulador OSCOB. Onde, a partir do percentual de bagaço-cana, do rendimento global, do PCI do bagaço e da opção tecnológica, será calculada a garantia física de energia elétrica a ser exportada e o consumo próprio do empreendimento. A partir destes valores, define-se uma opção de sazonalização para calcular a energia de exportação, o consumo sazonalizado e também o valor da disponibilidade máxima da UTE. Com os dados de interrupção programada, IP, e da taxa esperada de interrupção forçada, TEIF, calcula-se a potência de geração que será necessária no investimento inicial da planta.

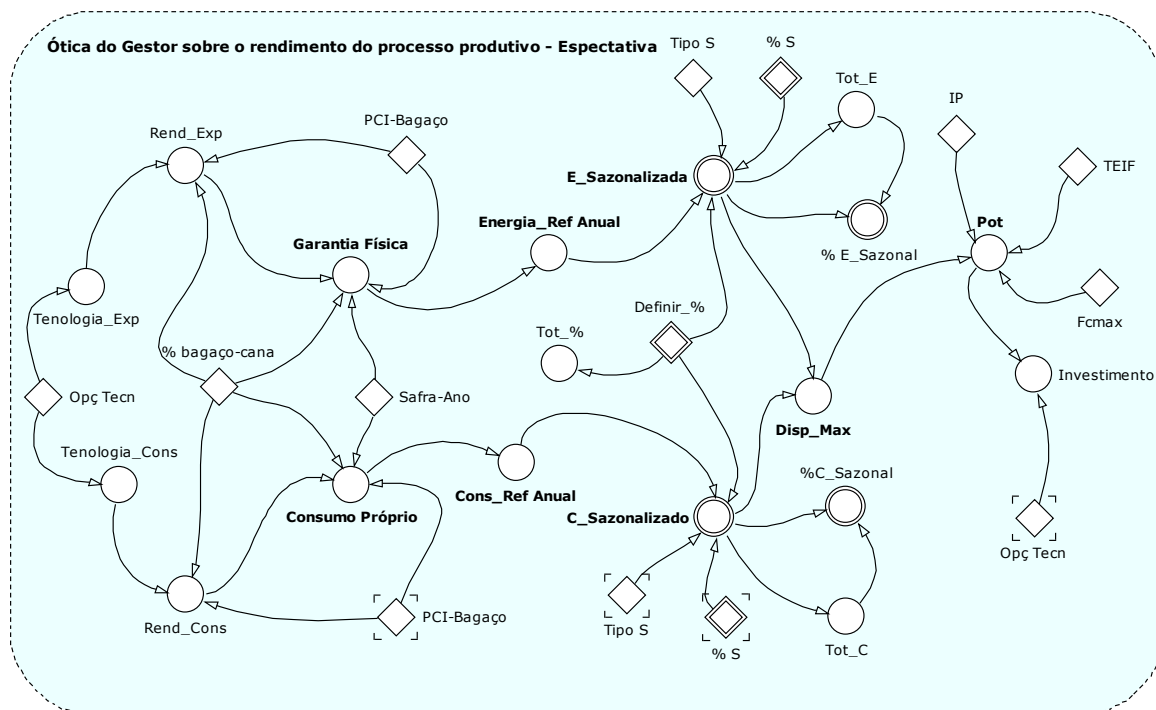


Figura 3.5 – DEF da Ótica do gestor sobre o rendimento do processo produtivo.

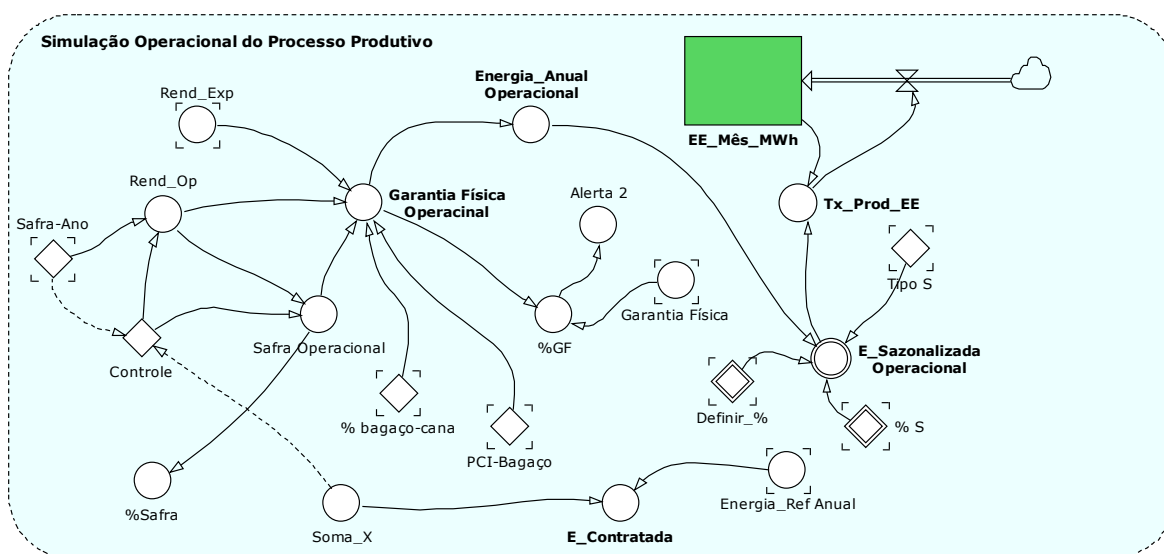


Figura 3.6 – DEF da simulação operacional do processo produtivo.

As principais variáveis das Figuras 3.5 e 3.6 serão explicadas abaixo:

- Rend_Exp: valor máximo do rendimento elétrico obtido da razão entre energia elétrica gerada para exportação e energia térmica do combustível (adimensional);

- Rend_Cons: valor máximo do rendimento elétrico obtido da razão entre energia elétrica gerada para consumo próprio e energia térmica do combustível (adimensional);
- Safra-Ano: valor máximo estabelecido para o investimento, para a quantidade de cana a ser moída na usina dada em toneladas por ano;
- Safra Operacional: valor estabelecido para a quantidade de cana a ser moída na usina dada em toneladas por ano para a simulação;
- Energia_Ref Anual: capacidade máxima de produção de energia elétrica para exportação considerando-se a safra, o PCI do bagaço e do rendimento elétrico para exportação;
- Energia_Anual Operacional: capacidade anual de produção de energia elétrica para exportação considerando-se para a simulação;
- E_Sazonalizada: capacidade máxima de produção de energia elétrica para exportação para o mês;
- E_Sazonalizada Operacional: capacidade de produção de energia elétrica para exportação para o mês para a simulação.
- Garantia Física: valor médio da potência disponibilizada mensalmente para exportação;
- Garantia Física Operacional: valor médio da potência disponibilizada para exportação para a simulação;
- Consumo Próprio: valor médio da potência disponibilizada mensalmente para consumo da usina;
- Consumo Próprio Operacional: valor médio da potência disponibilizada para consumo próprio da usina para a simulação;
- Tipo S: tipo de sazonalização I, II, III ou IV;
- Tx_Prod_EE: valor simulado da taxa mensal de produção de energia elétrica para exportação;
- EE_Mês_MWh: valor simulado da taxa mensal de produção de energia elétrica para exportação;

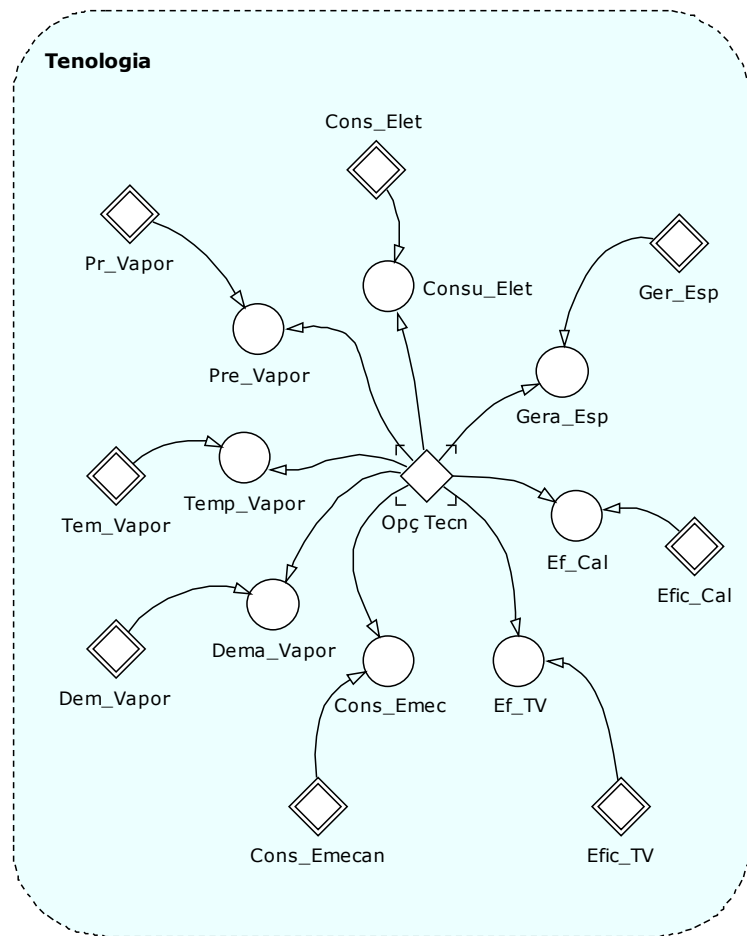


Figura 3.7 – DEF da simulação da tecnologia escolhida para aplicação processo produtivo.

As principais variáveis que definem a tecnologia que será instalada na usina estão representadas na Figura 3.7 serão explicadas abaixo:

- Pre_Vapor: pressão do vapor (bar);
- Temp_Vapor: temperatura do vapor (C);
- Dema_Vapor: demanda de vapor do processo (kg/tcana);
- Cons_Emec: consumo de energia mecânica (nos processos eletrificados o consumo de energia mecânica é zero kWh/tcana);
- Ef_TV: eficiência nominal da turbina a vapor (%);
- Ef_Cal: eficiência nominal da caldeira (%);
- Cons_Elet: geração específica de EE para consumo interno (kWh/tcana);
- Gera_Esp: geração específica de EE para consumo exportação (kWh/tcana).

3.6.1.1 Energia de Referência (ER)

De acordo com o estabelecido pela ANEEL a Energia de Referência dos empreendimentos de geração termelétricas movidas através da biomassa é calculada a partir das seguintes informações:

- o valor da potência instalada, em MW;
- o tipo de combustível utilizado;
- o valor esperado, para cada mês, do poder calorífico inferior - PCI do combustível utilizado em [kJ/kg] ou [kJ/Nm³], conforme o caso;
- o valor esperado, para cada mês, do consumo do combustível (vazão mássica) destinado à central geradora ou cogeneradora, conforme for o caso, em [kg/dia] ou [Nm³/dia], que devem levar em consideração as indisponibilidades forçadas e programadas; e
- o valor esperado, para cada mês, do rendimento elétrico global obtido da razão entre a energia elétrica gerada e a energia térmica do combustível, sendo esta calculada com base no PCI e no consumo de combustível.

Com isso o modelo calcula o montante de energia de referência através das seguintes equações:

$$E_i = \text{PCI} \times Q_i \times \pi_{\text{egi}} \left(\frac{1}{86.400} \right) (\text{kW}_{\text{médio}}) \quad (3.4)$$

$$\bar{E} = \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i}{12} (\text{kW}_{\text{médio}}) \quad (3.5)$$

$$\text{ER} = \frac{\bar{E}}{1.000} \times \left(8.760 \frac{\text{h}}{\text{ano}} \right) (\text{MWh/ano}) \quad (3.6)$$

Em que:

- E_i é a capacidade de produção da UTE no mês;
- $\bar{E}(\text{kW}_{\text{médio}})$ é o valor esperado da produção de energia elétrica;
- $\text{ER} \left(\frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right)$ é energia de referência da UTE;
- $\text{PCI}(\text{hJ/kg})$ é o Poder Calorífico Inferior do bagaço;
- Q_i (kg/dia) é o valor da média mensal do consumo diário do bagaço de cana;
- π_{egi} é o valor médio esperado do rendimento elétrico global da usina (adimensional).

3.6.1.2 Potência do Gerador

A potência do gerador (variável *Pot* apresentada na Figura 3.5) é calculada a partir dos valores empíricos estabelecidos para a Disponibilidade Energética Máxima do empreendimento (em MWmédios), através das variáveis representadas na formula abaixo:

$$\text{Disp} = \text{Pot} \times \text{FC}_{\text{MAX}} \times (1 - \text{TEIF}) \times (1 - \text{IP}) \quad (3.7)$$

Em que:

- Disp: é a disponibilidade energética máxima do empreendimento (em MWmédios),
- Pot: é a potência habilitada (kW) (depende da safra);
- FC_{MAX} : é o fator multiplicador que quando multiplicado pela potência fornece a potência máxima contínua. Essa potência contínua, quando multiplicada pelas disponibilidades, fornece a potência disponível para fins de modelagem energética. O valor de FC_{max} varia de 0 a 100%;
- TEIF: é o índice esperado de indisponibilidade forçada, deve ser maior do que zero; e
- IP: é o índice médio de indisponibilidade programada. No caso das usinas termoeletricas a bagaço de cana, pode ser nulo caso se faça a manutenção fora do período de produção.

3.6.1.3 Simulação do Processo Produtivo

Para a simulação do processo produtivo foi considerado passos de simulação de 30 dias a partir da definição do mês/ano do início da simulação até o mês/ano final da simulação, ou seja, a simulação é feita mês a mês. A energia mensal simulada é obtida através da sazonalização da garantia física operada mensalmente.

O simulador permite que seja considerada uma safra operacional diferente da safra definida no projeto da planta industrial, que é o que define o investimento em cogeração. A Figura 3.8 mostra a curva do rendimento da safra operacional em relação rendimento total do processo produtivo usada no simulador OSCOB.

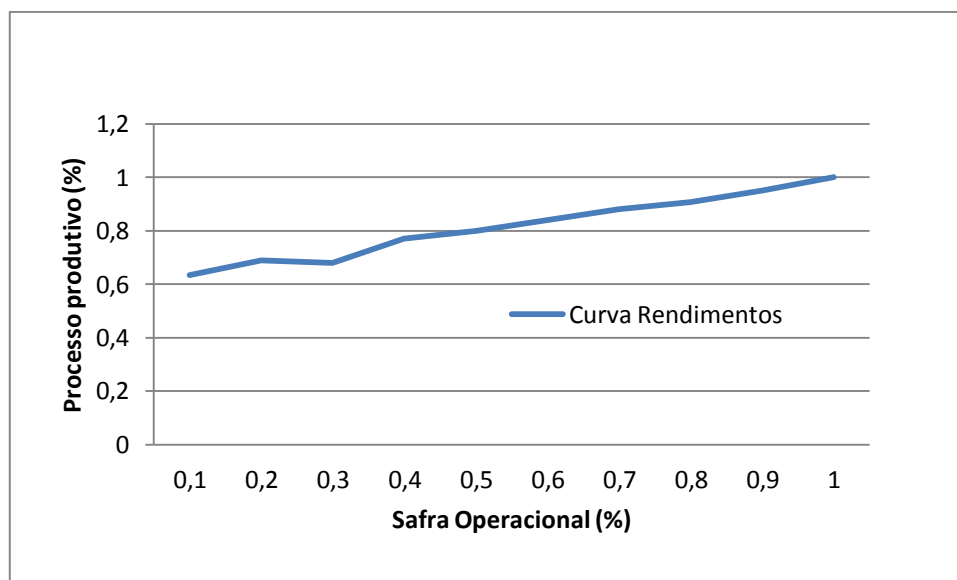


Figura 3.8 - Curva do rendimento total do processo produtivo usada no simulador OSCOB.

A safra operacional é modelada a partir da definição dos contratos de comercialização de EE. Dessa forma, a safra operacional foi definida pelo rendimento calculado pela interpolação da curva de rendimentos, considerando a alteração do rendimento até o rendimento nominal total do processo produtivo, ou seja, a usina ao entrar em operação utilizará a curva de rendimentos para definir a eficiência do processo produtivo.

3.6.1.4 Opções Tecnológicas

Segundo o Termo de Referência (TR-8) preparado para o Estado de São Paulo pela consultoria Andrade & Canela, a quantidade de excedentes de energia elétrica que pode ser disponibilizada à rede depende da tecnologia adotada para conversão, do consumo de vapor no processo e da quantidade de fibras (bagaço) contida na cana. Dentre esses parâmetros, uma melhoria substancial pode ser obtida adotando uma tecnologia mais eficiente para a geração, combinada com a eletrificação do processo e redução da demanda do vapor.

Considerando estes aspectos, os patamares tecnológicos que foram incorporados ao modelo são:

- Caso I – Contrapressão a 22 bar e 300 °C;
- Caso II – Contrapressão a 40 bar e 350 °C;

- Caso III – Condensação a 65 bar e 510 °C;
- Caso IV – Condensação a 92 bar e 520 °C;
- Caso V – Condensação a 120 bar e 550 °C;
- Definido pelo usuário – No momento da simulação o usuário pode definir uma tecnologia diferente das listadas.

As hipóteses que foram adotadas para a simulação dos casos e o resultado da variação da geração de excedentes para cada caso de simulação são apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Hipóteses adotadas para a simulação de diferentes tecnologias

Parâmetro	Unidade	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV	Caso V
Pressão do Vapor	bar	22	40	65	92	120
Temperatura do vapor	°C	300	350	510	520	550
Demanda de vapor processo	kg/tcana	500	500	402	402	402
Consumo de energia mecânica	kWh/tcana	20	20	-	-	-
Eficiência nominal Turbina Vapor	%	68	75	85	85	87
Eficiência nominal Caldeira	%	80	85	88	88	88
Geração específica - Consumo Interno	kWh/tcana	15	15	32*	32*	32*
Geração específica - Excedente	kWh/tcana	15	35	70	80	100

* processo eletrificado

Fonte: Relatório A&C 030/07

É importante ressaltar que a eletrificação do processo é um conceito industrial que prevê a substituição dos acionamentos mecânicos operando através de turbinas a vapor, por motores elétricos mais eficientes.

3.6.1.5 Sazonalização

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), podemos definir sazonalização como o processo de alocar mensalmente um montante anual de energia, seja de um contrato ou a energia assegurada de uma usina. No caso dos montantes contratados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as opções de sazonalização aplicadas no modelo, seguiram os padrões adotados do Leilão de Energia de Reserva de 2008. Nesse leilão, 67 (sessenta e sete) usinas se cadastram, cada uma informou a disponibilidade mensal de energia em MWmed apresentadas em gráfico na Figura 3.9. A partir desses dados, SILVA [4] observou que um padrão poderia ser

estabelecido regionalmente: parte das usinas começa a gerar excedentes de energia elétrica em abril e parte em maio.

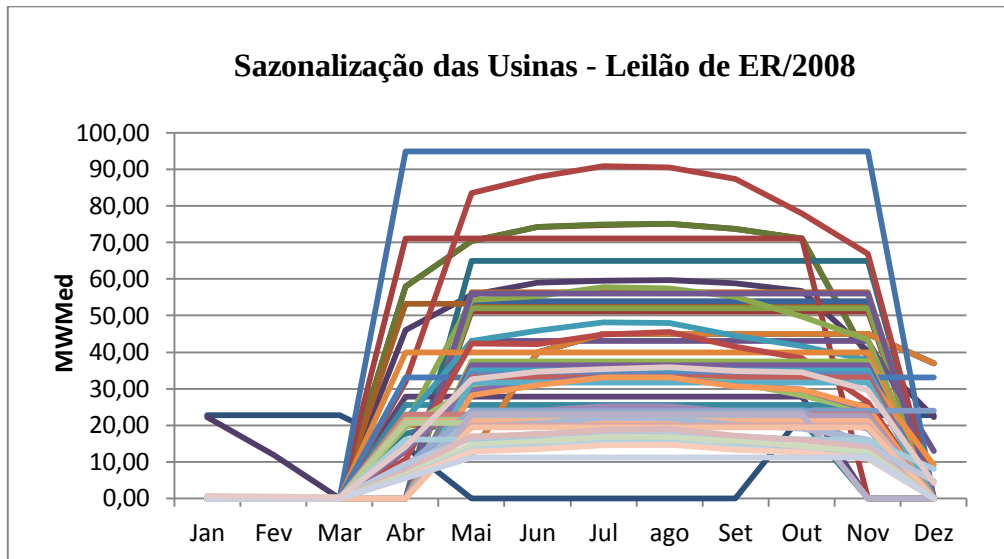


Figura 3.9 - Garantias físicas das usinas participantes do Leilão de Energia de Reserva – 2008.

A partir do resultado da análise deste gráfico o OSCOB foi projetado os quatro cenários observados para o Estado de Mato Grosso do Sul como descrito abaixo:

- Tipo I - disponibilidade única de energia elétrica de abril a outubro zerando em novembro.
- Tipo II - disponibilidade única de energia elétrica de abril a novembro zerando em dezembro.
- Tipo III - aumento linear da disponibilidade energia elétrica nos meses de março e abril mantendo constante de maio até dezembro, zerando em janeiro.
- Tipo IV - aumento linear da disponibilidade energia elétrica nos meses de março, abril, maio e junho mantendo constante de maio até novembro, com queda linear em dezembro zerando em janeiro.

Também é disponibilizada a opção de definição pelo usuário onde o mesmo pode definir sua sazonalização, caso não se enquadre em nenhuma das listadas acima.

As opções de sazonalização foram obtidas pela aplicação das equações 3.8 e 3.9 em cada um dos tipos de sazonalização observados:

$$E_{ano[i]} = \sum_{m=1}^{12} E_{mês[i]} \quad (3.8)$$

$$E_{sazonal[i]} = \frac{E_{mês[i]}}{E_{ano[i]}} \quad (3.9)$$

Em que:

- m: são meses do ano de 1 a 12.
- i: é o tipo de sazonalização observado.
- $E_{\text{mês}[i]}$: é a disponibilidade de energia observada no mês.
- $E_{\text{ano}[i]}$: é a disponibilidade de energia observada no ano.
- $E_{\text{sazonal}[i]}$: é o percentual de energia sazonalizada do tipo i para cada ano no mês m.

No gráfico da Figura 3.10 podemos observar como ficou definido cada um dos tipos de sazonalização no modelo:

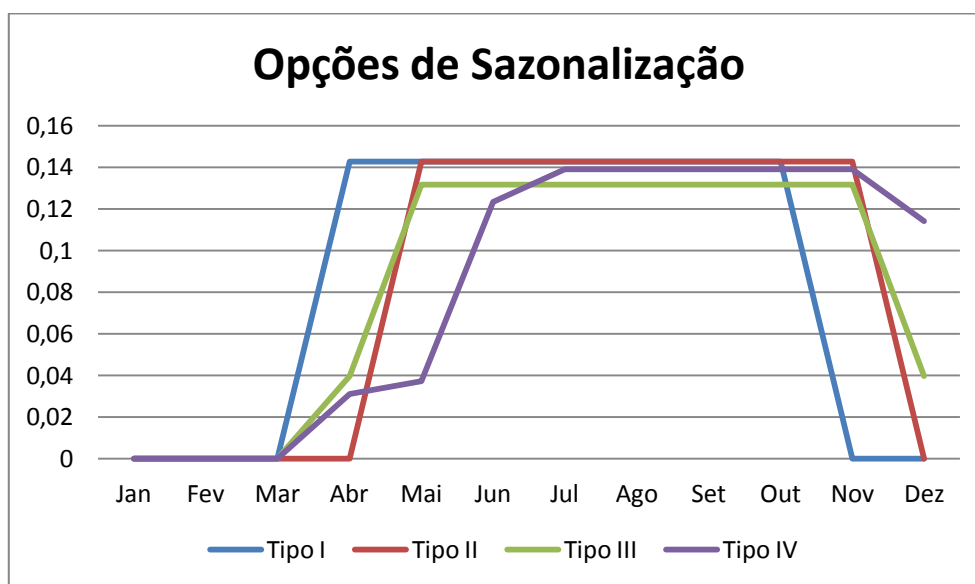


Figura 3.10 – Tipos de sazonalização do Estado de Mato Grosso do Sul.

3.6.2 Módulo de Comercialização e Mercados

Neste módulo serão considerados os diversos cenários de simulação de comercialização de EE. Estabelecendo-se um percentual de energia a ser comercializado em cada mercado bem como as restrições entre eles.

A receita proveniente da venda em cada mercado é estabelecida a partir das projeções dos preços, considerando-se os contratos firmados nos leilões realizados pela ANEEL, a expectativa de aumento e/ou retração de preços, alterações regulatórias ou posição moderada ou agressiva do investidor.

Os preços considerados para os diferentes mercados foram obtidos por SILVA [4] das seguintes maneiras:

- ACR: leilões de energia A-3, A-5, Leilões de Fontes Alternativas e Energia de Reserva;
- ACL: Valor médio do PLD mais previsão considerando a expectativa de aumento nos preços de energia nesse mercado;
- GD: Valor de Referência considerando-se possíveis alterações regulatórias no repasse dos preços pela concessionária de distribuição ao consumidor final; e,
- PROINFA: Valores contratados pela ELETROBRÁS na primeira fase do programa e projeções de preços para a segunda fase considerando-se os leilões de fontes alternativas que ocorreram a partir de 2007.

Na busca pela solução ótima para comercialização, observados as restrições legais (comercialização de energia exclusivamente em um dos mercados: ACR, ACR-ER, PROINFA), foram definidos diferentes cenários de comercialização de EE considerando os seguintes ambientes:

- Ambiente 1: ACR, ACL e GD.
- Ambiente 2: ACR-ER, ACL e GD.
- Ambiente 3: PROINFA, ACL e GD.

Dessa forma a receita global, será determinada pelo somatório das receitas mensais obtidas pelos valores comercializados em cada um dos mercados dos diferentes ambientes, conforme é detalhado nas equações 3.10 a 3.12.

- Ambiente 1: ACR, ACL e GD.

$$Receita = REC_{ACR} + REC_{ACL} + REC_{GD} \quad (3.10)$$

- Ambiente 2: ACR-ER, ACL e GD.

$$Receita = REC_{ACR-ER} + REC_{ACL} + REC_{GD} \quad (3.11)$$

- Ambiente 3: PROINFA, ACL e GD.

$$Receita = REC_{PROINFA} + REC_{ACL} + REC_{GD} \quad (3.12)$$

Em que:

- Receita: é o valor obtido no período de “n” meses de simulação pela comercialização nos mercados dos diferentes ambientes definidos.

A receita de cada mercado de comercialização de EE é obtida aplicando as equações 3.13 a 3.17.

$$REC_{ACR} = \sum_{i=1}^n (ICB(i) \times DISP_{med-ACR}(i)) \quad (3.13)$$

Em que:

- REC_{ACR} : é o somatório do valor obtido no período de “n” meses de simulação pela comercialização no ACR em R\$;
- n: é o número total de meses do horizonte de simulação;
- i: é o mês corrente da simulação;
- $ICB(i)$: é o preço simulado para o mês “i” venda nos leilões A3 ou A5 do mercado ACR em R\$/MWh; e
- $DISP_{med-ACR}(i)$: é a disponibilidade mensal da usina comprometida em contratos no ACR, nos leilões A3 ou A5 em MWmédios.

$$REC_{ACR-ER} = \sum_{i=1}^n (ICE(i) \times DISP_{med-ACR-ER}(i)) \quad (3.14)$$

Em que:

- REC_{ACR-ER} : é o somatório do valor obtido no período de “n” meses de simulação pela comercialização no ACR-ER em R\$;
- n: é o número total de meses do horizonte de simulação;
- i: é o mês corrente da simulação;
- $ICE(i)$: é o preço simulado para o mês “i” venda nos leilões de Energia de Reserva - ER em R\$/MWh; e
- $DISP_{med-ACR-ER}(i)$: é a disponibilidade mensal da usina comprometida em contratos no ACR-ER, nos leilões de Energia de Reserva em MWmédios.

$$REC_{ACL} = \sum_{i=1}^n (Pr_CP(i) \times DISP_{ACL}(i)) \quad (3.15)$$

Em que:

- REC_{ACL} : é o somatório do valor obtido no período de “n” meses de simulação pela comercialização em R\$;
- n: é o número total de meses do horizonte de simulação;
- i: é o mês corrente da simulação;
- $Pr_CP(i)$: Preço simulado para o mês “i” para venda de energia elétrica no mercado ACL em R\$/MWh; e
- $DISP_{ACL}(i)$: é a disponibilidade mensal da usina comprometida em contratos no ACL em MWmédios.

$$REC_{PROINFA} = \sum_{i=1}^n (VECN(i) \times DISP_{med-PROINFA}(i)) \quad (3.16)$$

Em que:

- $REC_{PROINFA}$: é o somatório do valor obtido no período de “n” meses de simulação pela comercialização em R\$;
- n : é o número total de meses do horizonte de simulação;
- i : é o mês corrente da simulação;
- $VECN(i)$: Preço simulado para o mês “i” para valor econômico da fonte bagaço de cana para venda em R\$/MWh; e
- $DISP_{PROINFA}(i)$: é a disponibilidade mensal da usina comprometida em contratos no PROINFA em MW médios.

$$REC_{GD} = \sum_{i=1}^n (Pr_{GD}(i) \times DISP_{GD}(i)) \quad (3.17)$$

Em que:

- REC_{GD} : é o somatório do valor obtido no período de “n” meses de simulação pela comercialização em R\$;
- n : é o número total de meses do horizonte de simulação;
- i : é o mês corrente da simulação;
- $Pr_{GD}(i)$: Preço simulado para o mês “i” para a comercialização direto com a distribuidora de Geração Distribuída (GD) em R\$/MWh; e
- $DISP_{GD}(i)$: é a disponibilidade mensal da usina comprometida em contratos obtidos pela comercialização direto com a distribuidora no mercado de GD em MW médios.

Neste módulo, também são calculadas as penalidades previstas no artigo 6º da Resolução ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção da Comercialização) conforme a equação 3.18 e a Figura 3.11 com o diagrama de Estoque e Fluxo, e as receitas provenientes das liquidações do mercado de curto prazo a serem contabilizadas pela CCEE.

$$\text{Penalidades} = E \times \text{Máx}(\bar{X}_{PLD}, VR) \quad (3.18)$$

Em que:

- E : é o montante de insuficiência de lastro;
- $\bar{X}_{PLD}$: é a média ponderada mensal dos PLD's dos períodos de apuração em que se verificou a insuficiência de lastro; e,

“As características do sistema de geração no Brasil exigem que a operação das usinas hidrelétricas seja coordenada de maneira a otimizar a produtividade das usinas situadas na mesma bacia hidrográfica. Também é exigido que a operação das usinas térmicas seja feita num contexto sistêmico, que leva em consideração a energia armazenada nos reservatórios e a tendência hidrológica no futuro.”

A partir dessas observações, estabelecemos como padrão para aplicarmos no preço do MW no ACR a função de índice de precipitação de quatro regiões do Brasil: Goiás (GO), Mato Grosso do Sul (MS), Mato Grosso (MT) e São Paulo (SP).

As opções de sazonalização foram obtidas pela aplicação das equações 3.19 e 3.20 em cada um dos tipos de sazonalização observados:

$$P_{ano[i]} = \sum_{m=1}^{12} P_{mês[i]} \quad (3.19)$$

$$P_{sazonal[i]} = \frac{P_{mês[i]}}{P_{ano[i]}} \quad (3.20)$$

Em que:

- m: são meses do ano de 1 a 12.
- i: é o tipo de sazonalização observado.
- $P_{mês[i]}$: é o índice de precipitação observada no mês.
- $P_{ano[i]}$ é o índice de precipitação observada no ano.
- $P_{sazonal[i]}$: é o percentual de precipitação sazonalizada do tipo i para cada ano no mês m.

O valor do MW no ACL é definido pela aplicação da equação 3.21:

$$Preço_{ACL[m]} = PLD_{Med[m]} - (PLD_{Med[m]} \times P_{mês[m]}) \quad (3.21)$$

Em que:

- m: são meses do ano de 1 a 12.
- $P_{mês[m]}$: é o índice de precipitação observada no mês para o tipo de sazonalização escolhido.
- $PLD_{Med[m]}$: Valor médio do PLD no mês mais previsão considerando a expectativa de aumento nos preços de energia nesse mercado.

A partir da aplicação das equações 3.19 e 3.20, o OSCOB foi projetado os quatro cenários descritos abaixo, com dados obtidos da Embrapa:

- Tipo I – Sazonalização de Campo Grande – MS acumulada no período de 1961-1990.

- Tipo II - Sazonalização de São Paulo – SP acumulada no período de 1941-1970.
- Tipo III - Sazonalização de Cuiabá – MT acumulada no período de 1961-1990.
- Tipo IV - Sazonalização de Goiânia – GO acumulada no período de 1961-1990.

Também é disponibilizada a opção de definição pelo usuário onde o mesmo pode definir sua sazonalização, caso não se enquadre em nenhuma das listadas acima.

No gráfico da Figura 3.12 podemos observar como ficou definido cada um dos tipos de sazonalização no modelo:

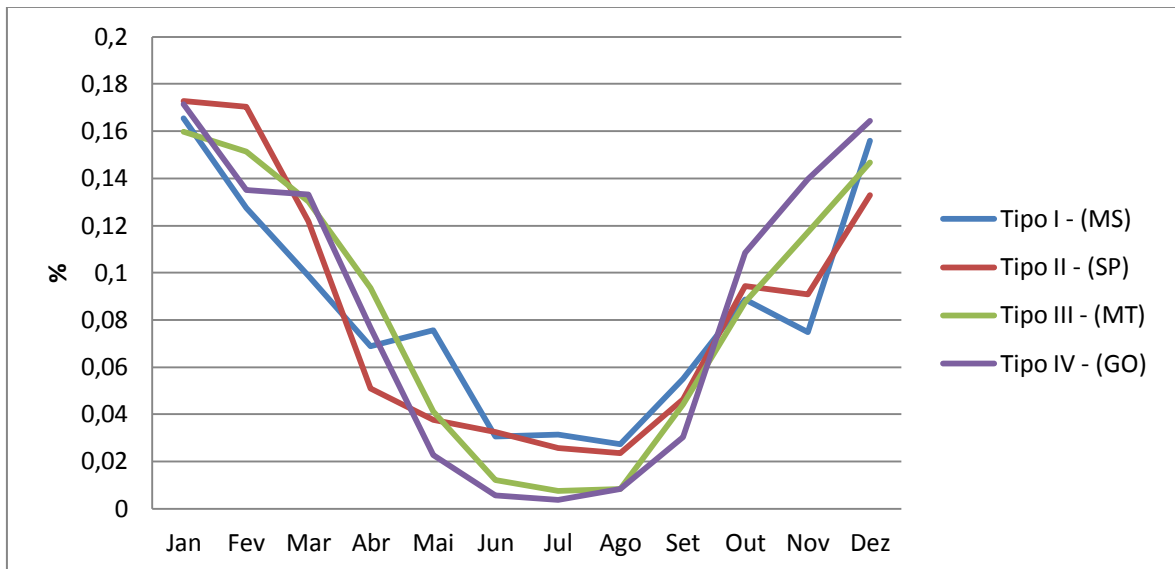


Figura 3.12 – Tipos de sazonalização da precipitação dos estados escolhidos.

3.6.3 Módulo Regulatório

Neste módulo são simulados os custos atribuídos pela regulação do setor elétrico e, consequentemente, imputados aos agentes de geração de energia elétrica. Os custos tratados neste módulo são:

- uso dos sistemas de distribuição e transmissão;
- encargos dos sistemas de distribuição e transmissão;
- conexão aos sistemas de distribuição e transmissão;
- contratação de energia para entressafra; e
- fiscalização ANEEL.

Os DEF desse módulo do simulador OSCOB são apresentados nas Figuras 3.13 e 3.14, sendo, a Figura 3.13 representando o sistema de transmissão e a Figura 3.14 representando o sistema de distribuição. Nele podemos observar que a partir do perfil do agente são calculados os custos estabelecidos pela regulação do setor, bem como sua caracterização como consumidor livre durante o período da entressafra.

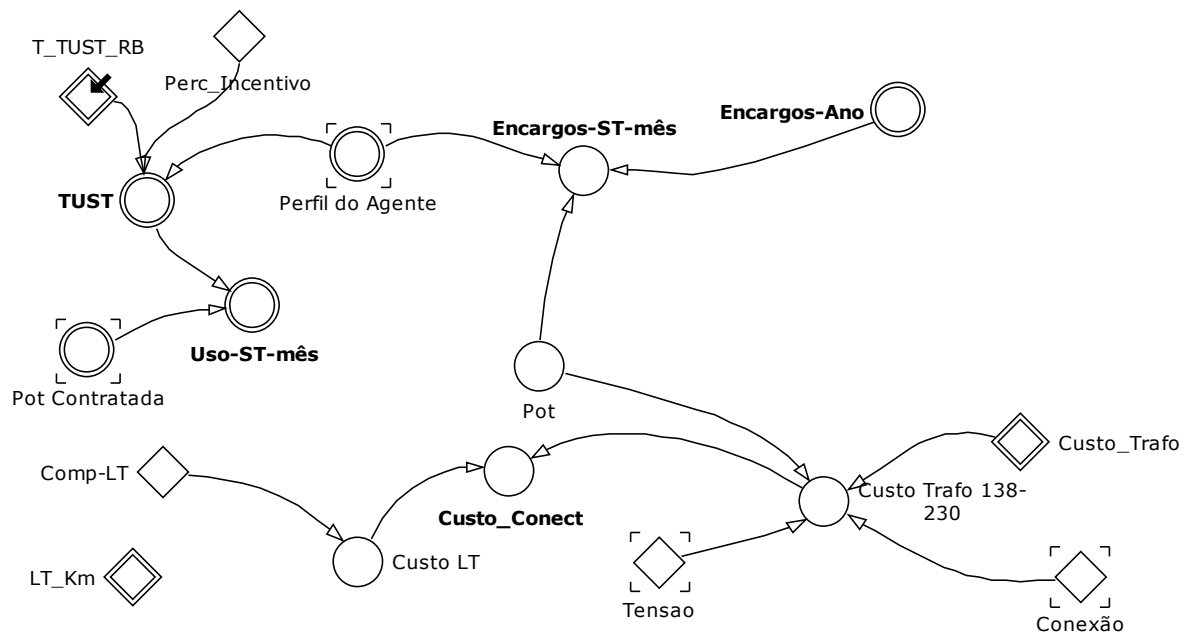


Figura 3.13 – DEF do modelo regulatório que representa o sistema de transmissão.

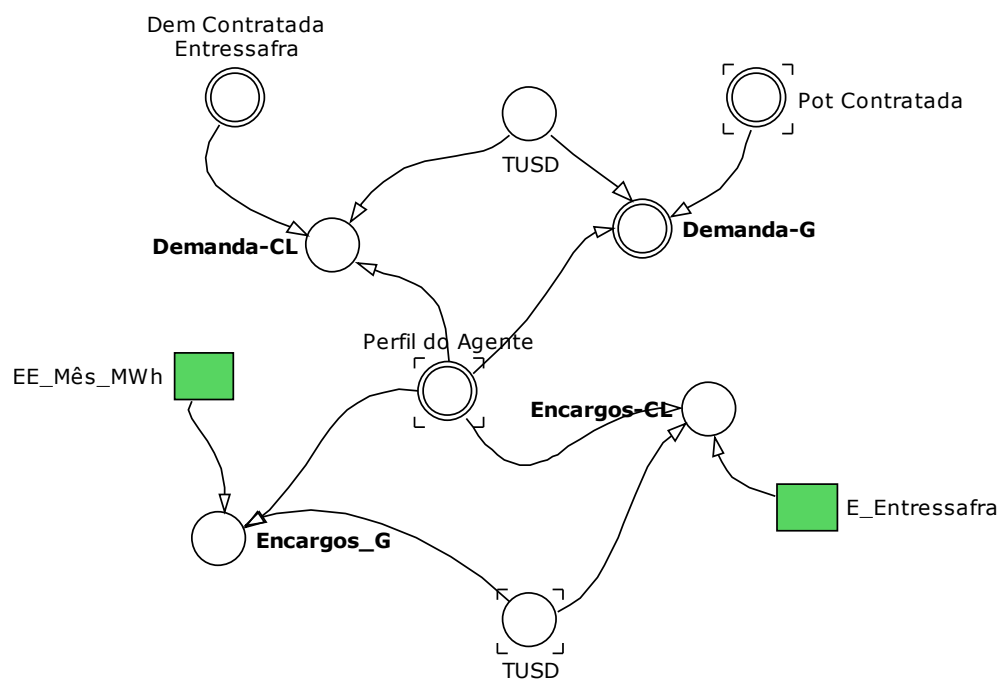


Figura 3.14 – DEF do modelo regulatório que representa o sistema de distribuição.

Com este modelo é possível a simulação dos incentivos dados ao agente de cogeração via redução de tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para determinada potência injetada na rede de energia.

O custo da implantação da conexão considera:

- o comprimento da rede que deve ser construída;
- a potência do transformador; e
- eventuais alterações na subestação da concessionária de distribuição ou transmissão onde os sistema serão interligados.

Para definir os perfis para os agentes de cogeração no simulador OSCOB (tabela 3.2), foram considerados:

- as opções de local (agentes de transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado de Mato Grosso do Sul);
- tensão de conexão; e
- a existência de incentivos regulatórios para a conexão.

Verificou-se a necessidade de incluir no simulador a possibilidade do usuário alterar a potência injetada para 50MW ou 70MW e assim verificar o impacto de uma mudança na atual política de incentivo.

Tabela 3.2 - Opções de local e tensão de ligação

Opções de ligação	Incentivo	Tensão
CD_Enersul - 138 kV, 69KV, 34,5kV, 13.8kV DIT_Eletrosul - 138 kV 138 kV RB_Eletrosul - 230 kV RB_CETEEP - 230 kV RB_Outras - 230 kV ICG - Coletora Chapadão - 138 kV ICG - Subcoletora Chapadão - 138 kV	Unidades com potencia injetada na rede maior que 30 MW não têm desconto nas tarifas dos sistemas de distribuição e transmissão.	RB - 230 kV A2 - 138 kV
ICG - Coletora Inocência - 138 kV ICG - Subcoletora Inocência - 138 kV ICG - Coletora Sidrolândia - 138 kV ICG - Subcoletora Sidrolândia - 138 kV ICG - Coletora Ivinhema - 138 kV ICG - Subcoletora Ivinhema - 138 kV ICG - Coletora Rio Brilhante - 138 kV ICG - Subcoletora Rio Brilhante - 138 kV	Unidades com potencia injetada na rede menor ou igual a 30 MW têm descontos de até 50% nas tarifas dos sistemas de distribuição e transmissão.	A3 - 69 kV A3a – 34,5 kV A4 – 13.8KV

Os custos do módulo regulatório detalhados na equação 3.22 são determinados pelo somatório dos custos mensais:

$$\text{Desp}_{\text{REG}} = \text{Custo}_{\text{ST}} + \text{Custo}_{\text{SD}} + \text{Custo}_{\text{CL}} + \text{Custo}_{\text{ENC-SET}} + \text{TFSEE} \quad (3.22)$$

Em que:

- Desp_{REG} : é o valor calculado no período de “n” meses de simulação para o montante de despesas regulatórias;
- Custo_{ST} : o valor calculado para o montante do custo com os Contratos Conexão à Transmissão - CCT e Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST;
- Custo_{SD} : é o valor calculado para o montante do custo com os Contratos de Conexão à Distribuição – CCD e Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD;
- Custo_{CL} : é o valor calculado para o montante do custo do contrato de demanda e aquisição de energia para o período de entressafra;
- $\text{Custo}_{\text{ENC-SET}}$: é o valor calculado para o montante das despesas realizadas com encargos setoriais assumidos pelo agente de geração;
- TFSEE : é o valor calculado para o montante das despesas regulatórias pagas para a ANEEL como tarifa de fiscalização.

3.6.4 Módulo Econômico

Neste módulo, para a análise econômica considerou-se o fluxo de caixa (FC) como o elemento básico para a avaliação dos projetos de cogeração, será através dele que serão calculados os demais indicadores que serão apresentados posteriormente. Na Figura 3.15 podemos observar o DEF que contém a estrutura do Módulo Econômico.

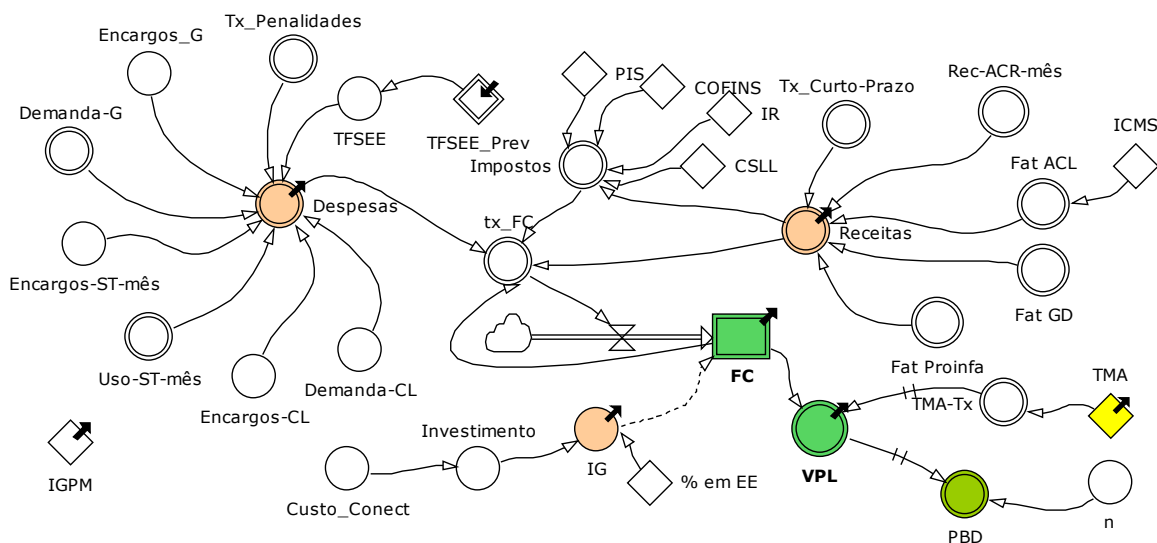


Figura 3.15 – DEF do modelo econômico.

As principais variáveis que definem o modelo econômico estão representadas na Figura 3.15 e serão explicadas abaixo:

- Despesas: representa a soma dos custos regulatórios estabelecidos para o empreendimento para a composição do fluxo de caixa com valor em reais;
- Receitas: representa a soma das receitas dos contratos de comercialização da energia elétrica somado ao resultado da venda no de curto prazo com valor em reais;
- FC: é o montante do fluxo de caixa recebido e gasto pela usina, específico para os custos relacionados à cogeração energia elétrica;
- VPL: é o valor presente líquido;
- PBD: é o *Payback* descontado;
- TIR : é a taxa interna de retorno;
- IG: representa a soma dos investimentos em geração de EE na planta mais o investimento na conexão ao sistema de distribuição e/ou transmissão;e
- TMA: é a taxa mínima de atratividade do investimento.

Sob a ótica do investidor em EE no setor sucroalcooleiro, destaca-se a importância de informar se o projeto é capaz de remunerar adequadamente o capital investido considerando os seguintes aspectos:

- rentabilidade do investimento;
- alteração da rentabilidade para determinada alteração da regulação setorial;

- projeção das tarifas reguladas;
- alteração da rentabilidade para determinada alteração de mercado de comercialização de EE;
- alteração da rentabilidade para determinada alteração de negociação contratual com a possibilidade índices diversos para cada mercado de comercialização de EE; e
- otimização da comercialização de EE.

O OSCOB foi projetado para retornar a solução das equações dos principais indicadores que determinam o retorno do investimento a partir do FC [27] como o Valor Presente Líquido (VPL), o *Payback* Descontado (PBD) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

O investimento inicial usado nas equações considera o percentual do investimento destinado a geração de EE e o custo para se estabelecer uma conexão física das instalações de EE da indústria às das concessionárias de distribuição ou transmissão.

A partir das entradas de receitas e despesas é feita a geração do Fluxo de Caixa necessário para se inferir se o projeto é capaz de remunerar adequadamente o capital investido.

O OSCOB foi projetado para dinamicamente apresentar os valores mensais em reais, obtidos com a venda de EE nos diversos mercados ao longo do período de simulação. A integração de todos os módulos do OSCOB nos permite a obtenção do FC que será usado no cálculo do VPL, do PBD e da TIR para cada ambiente de comercialização. Por fim, será fornecido ao investidor dentre os cenários simulados qual apresenta o melhor retorno do investimento, bem como, os demais cenários de comercialização de EE que apresentam a TIR superior a taxa mínima de atratividade (TMA).

3.6.4.1 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

O investidor deve considerar para definir a TMA, ou taxa requerida k , que será utilizada para avaliar o FC, que a mesma corresponde ao nível de risco associado ao negócio e o custo de oportunidade (alternativas de remuneração, por exemplo: poupança, fundos de investimento, etc.).

Se o investidor considerar que o nível de risco de um projeto de cogeração é equivalente ao nível de risco de todo o projeto da indústria, a taxa requerida do projeto será a mesma da empresa. No OSCOB ela é estabelecida pela variável TMA.

3.6.4.2 Avaliação de Projetos pelo Método do VPL

No OSCOB, para avaliação do VPL, o problema foi formulado seguindo a equação 3.23, ela é aplicada para todos os cenários de comercialização de EE:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (3.23)$$

Em que:

- I: é o valor do investimento inicial;
- FC_t : é o montante de caixa recebido e gasto pela usina, específico para os custos relacionados à cogeração EE, no mês t (Fluxo de Caixa);
- k : é valor da taxa requerida de juro, ou seja, a TMA escolhida; e
- n: é o número total de meses do horizonte de simulação.

Para cumprir o objetivo do simulador precisamos maximizar o VPL, para isso, aplicamos a equação 3.24:

$$\text{Max}(VPL) = \text{Max} \left(-I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \right) \quad (3.24)$$

A taxa requerida afeta de forma inversamente proporcional o valor do VPL, ou seja, se a taxa requerida diminuir, o VPL aumentará e se a taxa requerida aumentar o VPL diminuirá. Um exemplo deste comportamento está ilustrado no gráfico da Figura 3.16 demonstrando os valores encontrados para o VPL variando-se a taxa requerida k de 0 a 30%.

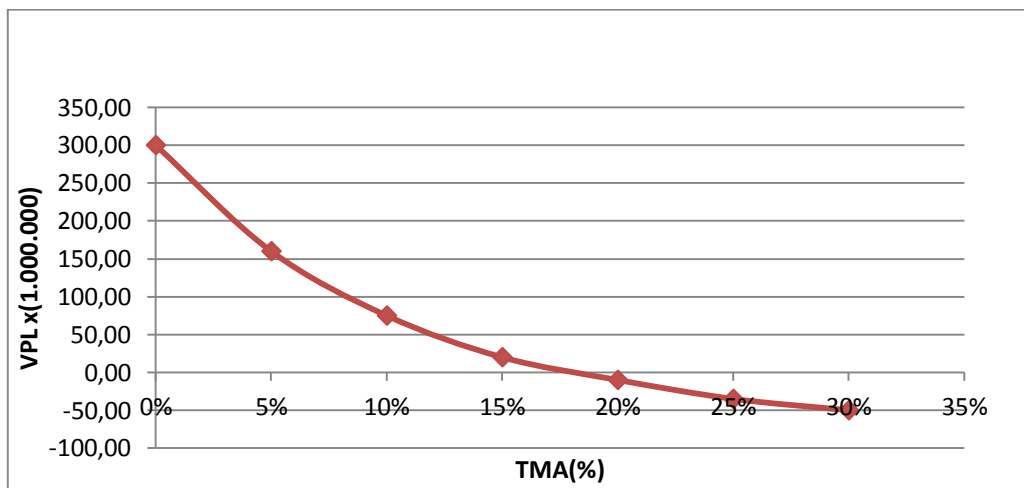


Figura 3.16 – Curva TMA x VPL.

3.6.4.3 Avaliação de Projetos pelo Método da TIR

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que iguala o VPL dos FC de um projeto a zero. Podemos observar na Figura 3.16 que a TIR que iguala o VPL a zero, está situada ente 15 e 20%.

Este trabalho adotou a proposta de LAPPONI [27] para tomada de decisão do investimento:

- Se $TIR > k$, o capital investido será recuperado com a taxa requerida k e o projeto criará valor;
- Se $TIR = k$, o capital investido está economicamente em uma situação de indiferença; e
- Se $TIR < k$, o capital investido não será totalmente recuperado nem remunerado com a taxa requerida.

A análise pelo método da TIR tem uma restrição: é admitida apenas uma mudança de sinal para o fluxo de capitais. Esta restrição existe porque fluxos alternados levam a uma equação de determinação da TIR com mais de uma raiz, resultando em possíveis valores negativos de TIR (sem sentido econômico).

Nestes casos, a análise via TIR não pode ser utilizada, devemos analisar somente o VPL. Se um investimento tem TIR indeterminada, equivale a dizer que o seu valor presente líquido não cruza o eixo das abscissas, ou ainda, que o valor presente líquido é sempre positivo ou sempre negativo.

3.6.4.4 Avaliação de Projetos pelo Método de Payback

Quando a TIR for maior que a TMA, o VPL será maior que zero, ou seja, não será necessário completar todo o prazo da simulação para recuperar o investimento inicial. Nesses casos haverá um prazo menor que o prazo da simulação n , para isso denominou *Payback* Descontado (PBD).

Para aplicar o método PBD, é necessário definir o tempo máximo tolerado (TMT) definido pela empresa, para recuperar o capital investido e remunerado. Também é necessário que haja apenas uma mudança no sinal dos fluxos de caixa.

Se aplicarmos os procedimentos de cálculo do PBD com TMA igual a zero, têm se o tempo necessário para recuperar apenas o investimento inicial, ou seja, o *Payback* Simples.

Segundo LAPPONI [27], o investidor deve decidir se o investimento deve ser aceito seguindo as comparações abaixo:

- Se $PBD < TMT$ o projeto deve ser aceito;
- Se $PBD = TMT$ o projeto nesse caso não criará nem destruirá valor para a empresa; e
- Se $PBD > TMT$, o projeto não deve ser aceito.

3.6.5 Módulo Otimização

Neste módulo, na busca da solução ótima para comercialização de EE, foram definidos diferentes cenários, considerando os seguintes ambientes:

- Ambiente 1: ACR, ACL e GD.
- Ambiente 2: ACR-ER, ACL e GD.
- Ambiente 3: PROINFA, ACL e GD.

O tamanho da amostra, considerando uma variação de 0 a 100% com intervalos de cinco pontos percentuais, para cada ambiente de comercialização com uma margem de erro de aproximadamente 6%, resultou em 217 cenários (quatro amostras a mais, para contemplar todas as possibilidades) para cada ambiente de comercialização de EE acima (equação 3.26), totalizando 651 amostras (três ambientes). Este procedimento foi necessário para diminuir a necessidade de um alto poder computacional para simular todas as combinações possíveis necessárias para encontrar o ponto ótimo para comercialização. Seriam necessárias $1,667 \times 10^{17}$ simulações para cada ambiente, perfazendo um total de $4,99998 \times 10^{17}$ simulações para definir o melhor cenário de comercialização, conforme demonstra a equação 3.25.

$$C_{n,p} = \frac{n!}{p!(n-p)!} \quad (3.25)$$

Em que:

- C: é a quantidade de combinações possíveis de porcentagem entre os três mercados de comercialização para cada ambiente;
- n: é a quantidade de possíveis porcentagens; e
- p: é a quantidade de ambientes de comercialização.

Aplicando a equação 3.22 obtemos para cada ambiente de comercialização de EE o seguinte valor:

$$C_{1.000.000,3} = \frac{1.000.000!}{3!(1.000.000 - 3)!} = 1,66666166 \times 10^{17}$$

A quantidade de amostras necessárias para encontrar o ponto ótimo para comercialização é dada na equação 3.26:

$$n = \frac{Z^2 \times p \times (1-p)}{E^2} \quad (3.26)$$

Em que:

- n: é o tamanho da amostra;
- p: é a proporção da quantidade de mercados de comercialização de EE;
- Z: é o valor tabelado relacionado ao intervalo de confiança; e
- E: é erro amostral máximo especificado a priori.

Aplicando a equação 3.23 obtemos para cada ambiente o seguinte valor:

$$n = \frac{1,88^2 \times 0,33 \times (1 - 0,33)}{0,0602^2} \cong 213$$

Desta forma, o simulador passou a indicar a porcentagem de EE que deve ser comercializada em cada mercado de comercialização de EE, maximizando VPL. Além de construir uma base de dados dos diferentes cenários calculados. Com isso, apresentamos ao investidor para análise, outras combinações de comercialização de EE que estejam com a TIR acima TMA escolhida, conforme exemplificado na Tabela 3.3 para uma TMA de 15%.

Tabela 3.3 - Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE.

Mercado de Comercialização de EE						
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD	TIR	VPL
0	100	0	0	0	16,29	9.949.594,02
0	95	0	5	0	15,84	6.437.672,51
0	90	0	10	0	15,38	2.925.750,99
0	95	0	0	5	15,23	1.739.267,95

3.6.5.1 Escolha do algoritmo de pesquisa

Define-se pesquisa como a operação que permite encontrar ou concluir que não existe, um dado elemento num dado conjunto. A pesquisa de um elemento pode ser feita num conjunto ordenado ou não.

Quando o conjunto não está ordenado, o método usado é o exaustivo, que consiste em percorrer sequencialmente todo o conjunto (desde o primeiro) até se encontrar o elemento desejado ou, não o encontrando, se concluir que não existe.

Quando o conjunto está ordenado, existem vários métodos, como os de pesquisa sequencial e binária.

Como não podemos garantir que o VPL dos resultados das simulações do modelo dos diferentes ambientes de comercialização de EE se apresenta de maneira ordenada, optamos por utilizar o método exaustivo.

3.6.5.2 Algoritmo de pesquisa exaustiva

O objetivo do nosso algoritmo de pesquisa exaustiva é pesquisar o elemento (Elem) no horizonte de simulações (V) de tamanho (Tam), como especificado abaixo e exemplificado na Figura 3.17:

- Elem: Elemento que possua o maior valor do vetor V;
- V: é o conjunto de elementos não ordenado, no nosso caso, os valores do VPL de cada ambiente de comercialização de EE; e
- Tam: é a quantidade de simulações.

```
i ← 0;
Tam ← 651;
Elem ← 0;
Enquanto (i < tam) Fazer
    Se ((V[i] > Elem) ou (i=0)) então
        Elem ← V[i] ;
    Fim se
    i ← i + 1;
Fim enquanto
```

Figura 3.17 – Exemplo do algoritmo de pesquisa exaustiva.

3.6.5.3 DLC do Módulo de Otimização

Na Figura 3.18 podemos observar o DEF que contém a estrutura do módulo de otimização.

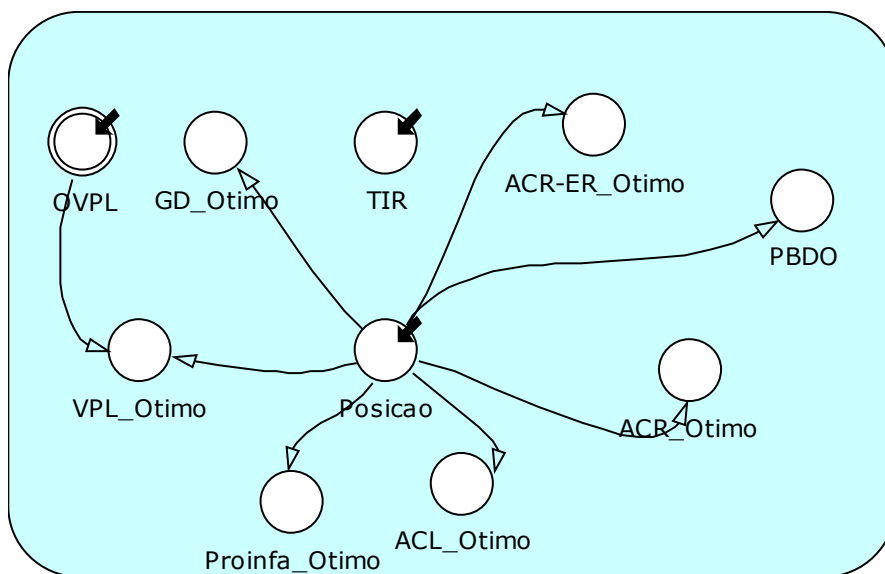


Figura 3.18 – DEF do modelo de otimização.

As principais variáveis que definem o modelo de otimização que estão representadas na Figura 3.18 serão explicadas abaixo:

- Posição: recebe a posição encontrada pelo algoritmo de busca exaustiva do horizonte de simulação onde se encontra a maior TIR;
- TIR: valor da maior TIR do horizonte de simulação que será apresentada ao investidor;
- VPL_Otimo: valor da maior VPL do horizonte de simulação que será apresentada ao investidor;
- OPBD: valor da menor PBD do horizonte de simulação que será apresentada ao investidor;
- ACR_Otimo: porcentagem de EE que dever ser comercializada no ACR para que se obtenha a maior TIR;
- ACR-ER_Otimo: porcentagem de EE que dever ser comercializada no ACR-ER para que se obtenha a maior TIR;
- ACL_Otimo: porcentagem de EE que dever ser comercializada no ACL para que se obtenha a maior TIR;
- PROINFA_Otimo: porcentagem de EE que dever ser comercializada no PROINFA para que se obtenha a maior TIR;
- GD_Otimo: porcentagem de EE que dever ser comercializada no GD para que se obtenha a maior TIR.

3.7 Interface gráfica do OSCOB

Na Figura 3.19 é apresentada a interface de escolha da safra, da tecnologia, opções de conexão a transmissão que será aplicada no modelo e os dados gerais da usina termelétrica que serão aplicados no modelo.

OSCOB - Especificações da planta industrial

Dados da Planta

Sazonalização EE

Saz. Precipitação

Simulação Precos

Simulação Índices

Resultados

Safra-Ano

Opções de tecnologia

Opç Tecn

Opção (I) baixo investimento

Opção (II) médio investimento

Opção (III) médio investimento

Opção (IV) alto investimento

Opção (V) alto investimento

Definido pelo usuário

Especificações da tecnologia pelo nível do investimento

Pressão do Vapor	92,00 bar
Temperatura do Vapor	520,00 C
Demanda Vapor Processo	402,00 kg/tcana
Consumo Energia Mecânica [*]	0,00 kWh/tcana
Eficiência Nominal - Turbina Vapor	85,00 %
Eficiência Nominal - Caldeira	88,00 %
Geração Específica - Consumo Interno	32,00 kWh/tcana
Geração Específica - Exportação	80,00 kWh/tcana

[*] Nos processos eletrificados o consumo de energia mecânica é 0 kWh/tcana

Dados gerais da usina termelétrica

Safra anual	3.000.000,00 ton/yr
PCI bagaço	7.500,00 kJ/kg
% Bagaço/cana	26,28 %
Fator de Capacidade Máximo (FC_max)	100,00 %
Taxa de Indisp. Forçada (TEIF)	0,00 %
Taxa de Indisp. Programada (IP)	5,00 %

Opções de conexão à transmissão

Comprimento da LT para conexão da usina (Km)

Tensão de conexão

Tipo de conexão

Figura 3.19 - Definição da Safra, da tecnologia, opções de conexão da planta.

Na Figura 3.20 é apresentada a interface das opções de sazonalização de EE.

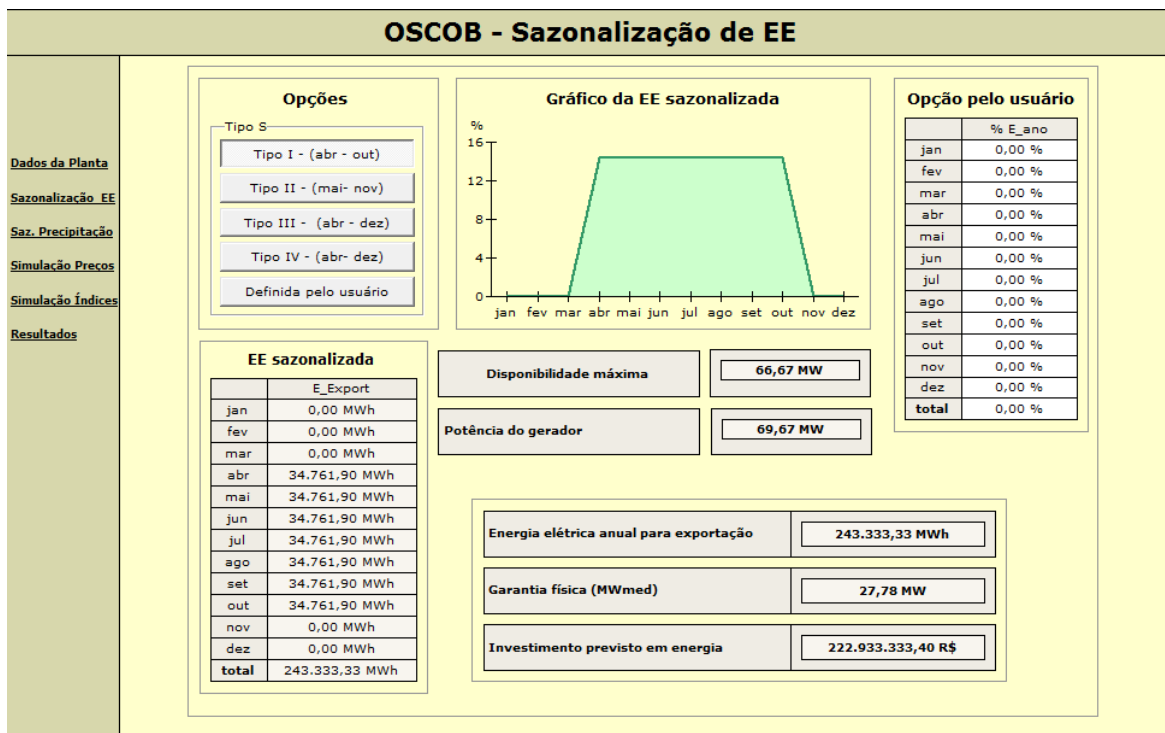


Figura 3.20 - Definição das opções de sazonalização de EE e exibição dos parâmetros de EE disponível para exportação, da garantia física e do investimento previsto.

Como resultados da opção de tecnologia escolhida são apresentados ao investidor os seguintes parâmetros (Figura 3.20):

- EE anual disponível para exportação;
- Garantia física (MWmed);
- Investimento previsto em energia.

Na Figura 3.21 é apresentada a interface das opções de sazonalização de precipitação.

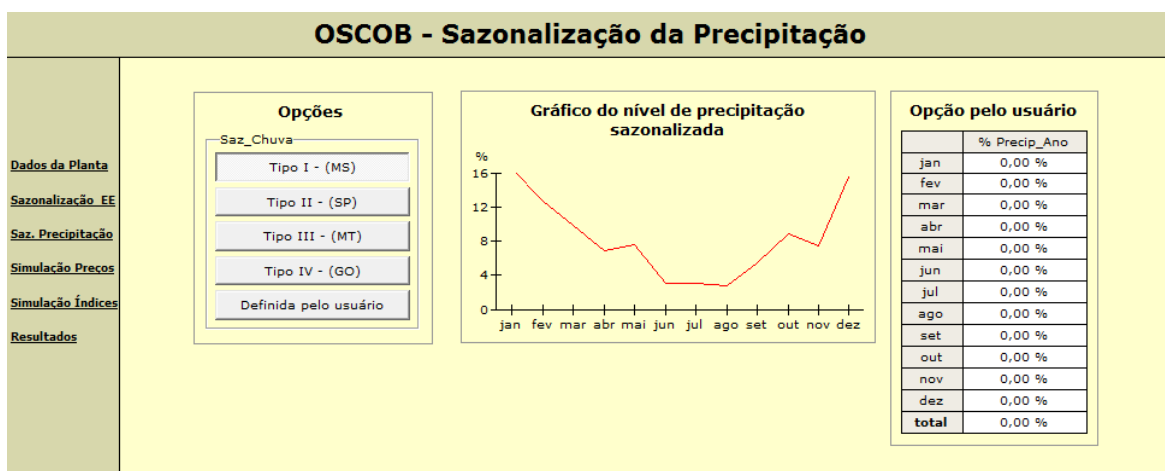


Figura 3.21 - Definição das opções de sazonalização de precipitação.

Na Figura 3.22 é apresentada na interface os valores médios de referencia para venda de EE a partir da biomassa dos diferentes mercados, para que o usuário defina os valores para venda de EE a partir da biomassa nos diferentes mercados, o valor do reajustes (IGPM), o comportamento de parada do modelo e caso necessite simular outros índices que não o IGPM, este deve informar no ganho real do contrato.

OSCOB- Simulação por Ambientes de Mercado																																															
Dados da Planta Sazonalização EE Saz. Precipitação Simulação Precos Simulação Índices Resultados	Valores de referência para venda de energia elétrica produzida a partir de biomassa (valores médios)																																														
		2005	2006	2007	2008	Valores Propostos para simulação																																									
	Leilão A-3 (ICB)		134,18 R\$/MWh																																												
	Leilão A-5 (ICB)	138,99 R\$/MWh	137,22 R\$/MWh		145,00 R\$/MWh	145,00 R\$/MWh																																									
	Leilão de Fontes Alternativas (ICB)				138,93 R\$/MWh																																										
	Leilão de Energia de Reserva (ER)				155,60 R\$/MWh	155,60 R\$/MWh																																									
		2007	2007	2008	2009																																										
	Valor de referência para GD (VR)		129,72 R\$/MWh	139,44 R\$/MWh	145,77 R\$/MWh	139,44 R\$/MWh																																									
	Valor de referência para Proinfa (VECN)	93,77 R\$/MWh				93,77 R\$/MWh																																									
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Comportamento Anual</th> <th colspan="5">Simulação de preços</th> </tr> <tr> <th></th> <th colspan="2">ACR</th> <th>ACL</th> <th>GD</th> <th>PROINFA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> ICB_Sim Sim </td> <td> ICB_Sim 145 R\$/MWh </td> <td> ER_Sim 155,6 R\$/MWh </td> <td> % PLD Med 150% </td> <td> PrGD_Sim 139,44 R\$/MWh </td> <td> VECN_Sim 93,77 R\$/MWh </td> </tr> <tr> <td></td> <td> 145,00 R\$/MWh </td> <td> 155,60 R\$/MWh </td> <td> 150,00 % </td> <td> 139,44 R\$/MWh </td> <td> 93,77 R\$/MWh </td> </tr> <tr> <td colspan="6"> IGPM 5,578 % </td> </tr> <tr> <td colspan="6"> Ganho real do Contrato </td> </tr> <tr> <td> 5,58 % </td> <td> 0,00 % </td> <td> 0,00 % </td> <td> 0,00 % </td> <td> 0,00 % </td> <td> 0,00 % </td> </tr> </tbody> </table>						Comportamento Anual	Simulação de preços						ACR		ACL	GD	PROINFA	ICB_Sim Sim	ICB_Sim 145 R\$/MWh	ER_Sim 155,6 R\$/MWh	% PLD Med 150%	PrGD_Sim 139,44 R\$/MWh	VECN_Sim 93,77 R\$/MWh		145,00 R\$/MWh	155,60 R\$/MWh	150,00 %	139,44 R\$/MWh	93,77 R\$/MWh	IGPM 5,578 %						Ganho real do Contrato						5,58 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Comportamento Anual	Simulação de preços																																														
	ACR		ACL	GD	PROINFA																																										
ICB_Sim Sim	ICB_Sim 145 R\$/MWh	ER_Sim 155,6 R\$/MWh	% PLD Med 150%	PrGD_Sim 139,44 R\$/MWh	VECN_Sim 93,77 R\$/MWh																																										
	145,00 R\$/MWh	155,60 R\$/MWh	150,00 %	139,44 R\$/MWh	93,77 R\$/MWh																																										
IGPM 5,578 %																																															
Ganho real do Contrato																																															
5,58 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %																																										

Figura 3.22 - Valores médios de referência para venda de EE a partir da biomassa dos diferentes mercados, definição de preços comercializados nos diferentes mercado do módulo de comercialização, comportamento do modelo e os índices que serão aplicados.

Na Figura 3.23 é apresentada a interface para que o usuário defina uma safra operacional diferente da safra especificada para a planta e que defina as taxas e índices requeridos.

OSCOB- Simulação Safra e Índices			
Dados da Planta Sazonalização EE Saz. Precipitação Simulação Precos Simulação Índices Resultados	Simulação da Produção de EE Safra Operacional 		EE Disponível para Exportação 243.333,33 MWh
	1.000.000 2.000.000 3.000.000 4.000.000 5.000.000 6.000.000 ton/yr		EE Contratada 243.333,33 MWh
	3.000.000,00 ton/yr 100,00 %		Simulação 243.333,33 MWh 100,00 %
	Análise do investimento		
	% do Investimento em EE % em EE: ☐ 50% ☒ 55% ☒ 60% ☐ 65% ☐ 70% 60,00 %	Taxa mínima requerida TMA: ☐ 0,00 % ☒ 5,00 % ☐ 10,00 % ☒ 15,00 % ☐ 20,00 % ☐ 25,00 % 15,00 %	Potência Incentivada 30 MW % Desconto da TUST 50,00 % % Desconto da TUSD 50,00 % % COFINS 7,60 % % PIS 1,65 % % Imposto de Renda 25,00 % % CSLL 9,00 %

Figura 3.23 – Definição da Safra Operacional, das taxas e dos índices requeridos.

Na Figura 3.24 é apresentada na interface a porcentagem de EE que deve ser comercializado em cada mercado para que o investidor obtenha os índices apresentado no modelo (TIR, VPL e PBD) assim como os demais resultados da simulação.

OSCOB- Resultados por Ambientes de Mercado			
Dados da Planta Sazonalização EE Saz. Precipitação Simulação Precos Simulação Índices Resultados	Percentuais de Comercialização de EE ACR 0,00 % ACR-ER 100,00 % Proinfa 0,00 %		ACL 0,00 % GD 0,00 % Percentual da GF 100,00 %
	Análise do investimento		
	IGPM: 5,58 % % Investimento em EE: 60,00 % Taxa Mínima Requerida: 15,00 %	Método Valor Presente Líquido (VPL) 9.949.594,02 Método Taxa Interna de Retorno (TIR) 16,29 % Método Payback Descontado (PBD) 153 Investimento previsto em energia 222.933.333,40 R\$	
	Passos de Simulação Contador 180 Total (meses) 180		

Figura 3.24 –Apresentação dos percentuais a serem comercializados nos diferentes mercado de comercialização de EE e os demais resultados da simulação (TIR, VPL e PBD).

3.8 Interface gráfica do OSCOBRNA

Na Figura 3.25 é apresentada a interface de escolha de qual tipo de indicador econômico será simulado pelas RNA's.

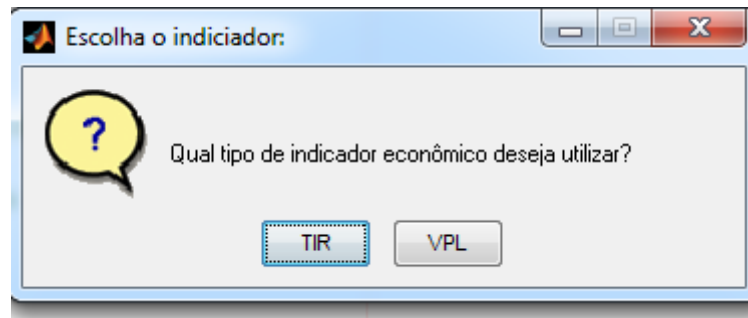


Figura 3.25 - Definição do indicador econômico da simulação das RNA's.

Na Figura 3.26 é apresentada a interface de escolha de qual tipo de RNA que será simulado.



Figura 3.26 - Definição do tipo de RNA que será utilizada.

Na Figura 3.27 é apresentada a interface onde o usuário informa o percentual de comercialização de EE que será vendido em cada mercado que será simulado.

Figura 3.27 - Percentual de comercialização de EE que será vendido em cada mercado.

Na Figura 3.28 é apresentada a interface onde o usuário verifica o valor da TIR ou VPL para o percentual de comercialização de EE informado em cada mercado.

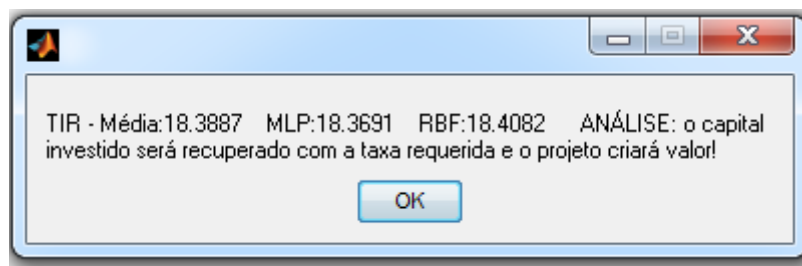


Figura 3.28 - Valor da TIR ou VPL para o percentual de comercialização de EE escolhido.

Na Figura 3.29 é apresentada a interface onde o usuário escolhe se deseja sair da simulação ou se deseja simular outro percentual de comercialização de EE para cada mercado.

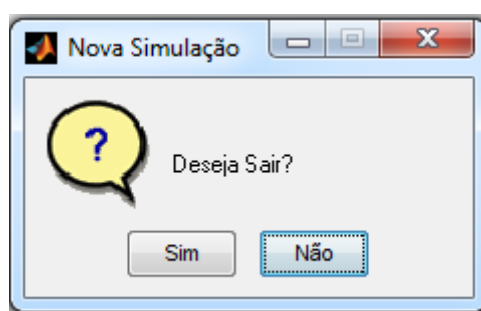


Figura 3.29 – Escolha da nova simulação dos percentuais de comercialização de EE.

3.9 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado o modelo do OSCOB fundamentado no pensamento sistêmico de maneira a permitir a construção de um banco de dados (BD) que descreva a evolução de indicadores econômicos (Taxa Interna de Retorno e do Valor Presente Líquido) para diferentes participações nos mercados de comercialização de EE. Com base neste BD, são treinadas e validadas a aplicação de redes neurais artificiais para simular e verificar a possibilidade de utilização no auxílio para escolha de diferentes combinações de comercialização de EE entre os diferentes ambientes. Esta meta-heurística (análise quantitativa) em conjunto com o modelo de simulação OSCOB, permitem a identificação e o equacionamento das diversas influências de aspectos regulatórios na tomada de decisão relacionada ao investimento e, conseqüentemente, gerencia os riscos e as oportunidades que viabilizem o investimento em sistemas de cogeração pela indústria sucroalcooleira que atualmente estão se instalando na região. Foi apresentada a modelagem do problema da tomada de decisão através dos DLC do modelo e como foi definida a

estrutura do sistema através de seus módulos: técnico, comercialização e mercados, regulatório, econômico e de otimização.

A principal vantagem da aplicação de DS no desenvolvimento do modelo, é que a análise de sensibilidade do desempenho econômico em função das alterações do modelo, são aplicadas como um todo e são consideradas as interações entre os elementos contidos nos diferentes módulos do sistema. Sendo que, os resultados dos efeitos dessas mudanças devem refletir o comportamento dinâmico resultante das interações entre os diversos elementos que compõem os módulos apresentados neste capítulo.

CAPÍTULO 4 - REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

4.1 Introdução

Neste capítulo compararemos as redes MLP (*Multi-Layer Perceptron*) com as redes RBF (*Radial Basis Function*) numa aplicação de previsão do VPL ou da TIR dos empreendimentos de cogeração.

Inicialmente, é apresentada uma introdução sobre o surgimento das redes neurais artificiais (RNA's), a fundamentação teórica dos principais conceitos usados em RNA's. Este capítulo finaliza com os aspectos construtivos das redes MLP e RBF, sua comparação, testes e resultados.

4.2 Redes Neurais Artificiais (RNA's)

Segundo BRAGA, LUDEMIR e CARVALHO [28], RNA's são sistemas paralelos, distribuídos, compostos por unidades de processamento simples (nodos) que calculam determinadas funções matemáticas (normalmente não lineares). Tais unidades são dispostas em uma ou mais camadas e interligadas por um grande número de conexões, geralmente unidirecionais. Na maioria dos modelos estas conexões estão associadas a pesos, os quais armazenam o conhecimento representado no modelo e servem para ponderar a entrada recebida por cada neurônio da rede. O funcionamento destas redes é inspirado em uma estrutura física concebida pela natureza: o cérebro humano.

Neste contexto, BRAGA, LUDEMIR e CARVALHO [28] afirma que o principal atrativo das RNA's é a sua capacidade de aprender através de exemplos e de generalizar a informação aprendida. E que, esta generalização, está associada à capacidade de a rede aprender através de um conjunto reduzido de exemplos e, posteriormente, dar respostas coerentes para dados não conhecidos, é uma demonstração de que a capacidade das RNA's vai muito além do que simplesmente mapear relações de entrada e saída. As RNA's são capazes de extrair informações não apresentadas de forma explícita através dos exemplos. Não obstante, as RNA's são capazes de atuar como mapeadores universais de funções multivariáveis, com custo computacional que cresce apenas linearmente com o número de variáveis. Outra característica importante é a capacidade de auto-organização e de processamento temporal, que, aliada àquelas citadas anteriormente, faz das RNA's uma ferramenta computacional extremamente poderosa e atrativa para a solução de problemas complexos.

4.2.1 Surgimento

Os primeiros trabalhos na área de redes neurais foram feitos por Warren McCulloch, um psicólogo e Walter Pitts, um matemático em 1943 [29], os quais apresentaram uma discussão sofisticada de redes lógicas de nós e novas ideias sobre máquinas de estados finitos, elementos de decisão de limiar lineares e representações lógicas de várias formas de comportamento e memória.

Em 1949, Hebb [30], um psicólogo, definiu a primeira lei de aprendizagem para as redes neurais artificiais. Sua premissa era de que se dois neurônios fossem ativados simultaneamente, então o resultado da conexão entre eles deveria ser reforçado.

Em 1958, ROSENBLATT [31] introduziu e desenvolveu uma classe de redes neurais denominada *perceptron*. O tipo mais comum consiste de uma camada de entrada conectada por ligações com pesos a outros neurônios. Os pesos das ligações eram atualizados por um método de ajuste iterativo. Mais tarde, descobriu-se que o *perceptron* somente é capaz de classificar padrões que sejam linearmente separáveis, ou seja, problemas cuja solução pode ser obtida dividindo-se o espaço de entrada em duas regiões através de uma reta.

Em 1960, WIDROW e HOFF [32] desenvolveram o aprendizado pela regra delta, que ajusta os pesos para reduzir a diferença entre a saída da rede e a saída desejada. Esta diferença é conhecida como erro médio quadrático. Esta regra melhorou a habilidade da rede em generalizar e foi a precursora do método *backpropagation*, um dos algoritmos mais utilizados.

Em 1969, MINSKY e PAPERT [33] chamaram a atenção para algumas tarefas que o *perceptron* não era capaz de executar, como por exemplo, não consegue detectar paridade, conectividade e simetria, que são problemas não linearmente separáveis. Os argumentos deles:

- Que o problema do crescimento explosivo tanto de espaço ocupado como do tempo requerido para a solução de problemas complexos eram “grandes obstáculos que a escola simbolista da inteligência artificial já enfrentava”, isso afetaria cedo ou tarde as RNA’s, inclusive os *perceptrons*; e
- Que embora existisse um algoritmo de aprendizado que garantia a convergência para modelos com uma única camada de neurônios, como

era o caso do modelo *perceptron* original, o mesmo não acontecia para redes *perceptron* com mais de uma camada.

O método *backpropagation* desenvolvido na década de 80 por vários pesquisadores [34], sanou as limitações dos *perceptrons*. Este algoritmo é capaz de treinar uma rede multicamada, retropropagando os erros da camada de saída para as camadas anteriores.

A partir da década de 80 houve nova explosão de interesse pelas RNA's na comunidade internacional. Segundo BRAGA, LUDEMIR e CARVALHO [28], dois outros fatores foram responsáveis pela retomada de interesse na área:

- Em primeiro lugar, o avanço da tecnologia, sobretudo da microeletrônica, que vem permitindo a realização física de modelos de nodos e sua interconexão de um modo antes impensável.
- Em segundo, o fato de a escola simbolista, a despeito de seu sucesso na solução de determinados tipos de problemas, não ter conseguido avanços significativos na resolução de alguns problemas simples para um ser humano.

4.2.2 O neurônio natural

O sistema nervoso humano é responsável pela decisão, integração de ideias e sensações e pela adaptação do organismo e do próprio ser, sendo esta última função realizada através do aprendizado. O sistema nervoso é constituído de células, responsáveis pelo seu funcionamento, denominadas neurônios, como pode ser observado na Figura 4.1. O cérebro humano apresenta aproximadamente 10^{11} neurônios e cerca de 10^{15} conexões entre eles. Estas células recebem, geram e transmitem os estímulos que chegam ou partem do cérebro.[35]

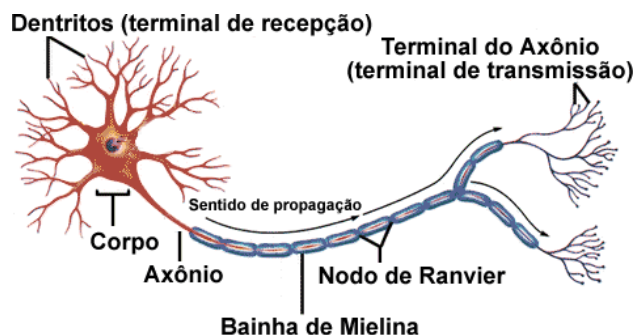


Figura 4.1 - Estrutura Biológica de um Neurônio [36].

Segundo KOVACS [37], o neurônio biológico pode ser visto como o dispositivo computacional elementar do sistema nervoso, composto de muitas entradas e uma saída. As entradas são formadas através das conexões sinápticas que conectam os dendritos aos axônios de outras células nervosas. Os sinais que chegam por estes axônios são pulsos elétricos conhecidos como impulsos nervosos ou potenciais de ação e constituem a informação que o neurônio processa para produzir como saída um impulso nervoso no seu axônio.

O modelo de neurônio proposto por MCCULLOCH e PITTS [29] é uma simplificação do que se sabia então a respeito do neurônio biológico, ou seja, a partir do conhecimento da estrutura e do comportamento dos neurônios naturais foram extraídas suas características fundamentais, utilizadas na criação de modelos de neurônios artificiais. Estes neurônios artificiais que simulam os reais são utilizados na formação das RNA's.

4.2.3 O neurônio artificial

O elemento básico que forma uma RNA é o neurônio artificial, conhecido também por nó ou elemento processador, demonstrado na Figura 4.2.

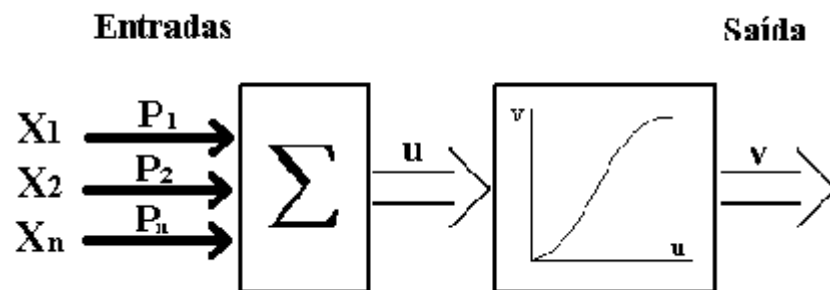


Figura 4.2 - Representação de um neurônio artificial [34].

Segundo SIQUEIRA [35], o modelo do neurônio artificial proposto pode ser assim definido:

“Ele possui várias entradas (X_i) com um peso associado a cada uma (P_i), alguns pesos com sinais excitatórios (+) e outros com sinais inibitórios (-). Os valores de entrada e ativação das células podem ser discretos, nos conjuntos $\{0, 1\}$ ou $\{-1, 0, 1\}$ ou contínuos nos intervalos $[0,1]$ ou $[-1,1]$.

Cada célula é capaz de processar um sinal de entrada e transformá-lo em um sinal de saída. O estado de ativação (v), do neurônio em questão, é calculado a partir da aplicação de uma função de limiar ao valor de entrada fornecido ao neurônio (u), ou seja,

a somatória dos valores de ativação dos neurônios precedentes, multiplicados pelos respectivos pesos.

A função utilizada para o cálculo de ativação geralmente é algum tipo de função não linear, a qual garante a plena funcionalidade das redes neurais com múltiplas camadas de neurônios.”

4.2.4 Estudo do problema

Como resultado do Módulo de Otimização do OSCOB, temos as seguintes características armazenadas em um banco de dados (BD):

- Ambiente 1: ACR, ACL e GD.
- Ambiente 2: ACR-ER, ACL e GD.
- Ambiente 3: PROINFA, ACL e GD.

O tamanho da amostra foi definido, considerando-se uma variação de 0 a 100%, com intervalos de cinco pontos percentuais para cada amostra, isso foi feito para cada ambiente de comercialização com uma margem de erro de aproximadamente 6% (erro definido a priori dado o tamanho amostral), totalizando 651 amostras.

Dado um conjunto de entrada de diferentes ambientes de comercialização com as simulações das suas respectivas TIR ou VPL, definir as demais TIR ou VPL para os ambientes de comercialização escolhidos que não foram calculados sem a necessidade de uma nova simulação. Auxiliando na definição do ponto ótimo para o projeto em análise, eliminando a necessidade de se executar todas as simulações necessárias para obtenção do ponto ótimo, ou seja, tornar possível o cálculo da TIR ou VLP dos diferentes ambientes, dado os percentuais escolhidos pelo usuário, que podem não ter sido simulados.

4.2.5 Escolha de uma arquitetura – Tipos de Redes

Optou-se pela aplicação das redes MLP, pois, são os modelos de RNA's mais utilizados [38], e uma MLP com uma camada escondida é suficiente para aproximar com precisão arbitrária qualquer função com um número finito de descontinuidades desde que a função de ativação das unidades escondidas seja não linear [39,40]. Optou-se também pela aplicação das redes RBF, pois sempre existe uma rede RBF capaz de realizar a mesma função que uma rede MLP e vice-versa [41].

A seguir descreveremos as características das redes MLP e RBF, e o comparativo entre ambas.

4.2.5.1 Redes MLP

São redes formadas por várias camadas de neurônios, cada uma com uma função específica, os neurônios de uma determinada camada se conectam os neurônios da camada seguinte. Cada neurônio da rede calcula a função ganho para o produto interno do respectivo sinal de entrada com seu vetor de pesos. A função ganho é tipicamente a tangente hiperbólica ou a função sigmoide.

Geralmente, a rede MLP é treinada com o algoritmo *backpropagation* [38] tendo como função-objetivo típica o erro médio quadrático.

É uma rede que utiliza a aprendizagem supervisionada, conforme Figura 4.3, tem o objetivo de calcular o erro para a camada de saída e retropropagá-lo no sentido saída entrada, ajustando os pesos de todas as camadas através da retropropagação do erro [42]. A rede MLP só será considerada treinada quando o erro entre as saídas obtidas e as saídas desejadas estiver reduzido a um valor aceitável, ou seja, um valor definido na aplicação.

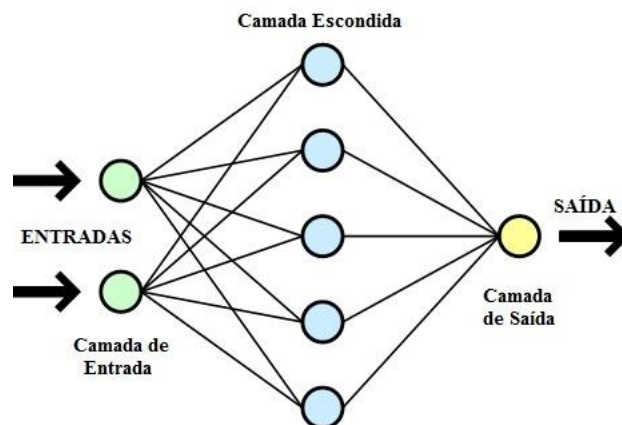


Figura 4.3 - Topologia típica para uma rede MLP de três camadas.

4.2.5.2 Redes RBF

As redes de funções radiais de base (RBF) vêm ganhando bastante atenção no domínio das RNA [41].

A estrutura de uma rede RBF consiste de apenas três camadas de neurônios, embora redes RBF com mais de uma camada intermediária tenham sido propostas [43].

A primeira camada implementa uma conexão direta do espaço vetorial de entrada para a segunda camada ou camada escondida. Cada um dos neurônios que forma a camada escondida representa um centro (*cluster*) no espaço dos dados de entrada. Desta forma, a camada escondida pode ser representada como uma série de tais *clusters*. Estes neurônios têm como função de ativação as funções base radiais.

A função base radial mais utilizada é a função gaussiana. Sua saída é determinada pela distância Euclidiana entre o centro e o vetor de entrada. Cada função requer um parâmetro vetorial - o centro, e um parâmetro escalar que define a largura da função radial.

A função da camada oculta da rede RBF é transformar um conjunto de exemplos não linearmente separável em um conjunto linearmente separável, o que simplifica o processamento realizado pela camada de saída. O problema de ajuste de pesos da camada de saída reduz-se a um problema linear [28].

A última camada (camada de saída) transforma o espaço vetorial interno, implementando uma soma ponderada (processo linear) dos neurônios escondidos [41].

4.2.5.3 Comparativo entre MLP e RBF

Ambos os modelos são aproximadores universais, ou seja, sempre existe uma rede RBF capaz de realizar a mesma função que uma rede MLP e vice-versa. No entanto, as redes MLP constroem aproximações globais, isto é, todas as entradas causam uma saída (aproximações estocásticas). Elas são capazes de generalizar em regiões do espaço de entrada onde há poucos dados de treinamento – extrapolação. As redes RBF constroem aproximações locais, isto é, apenas as entradas próximas ao campo receptivo causaram uma saída (aproximações associativas). A RBF possui uma aprendizagem mais rápida e menor sensibilidade na ordem de apresentação dos exemplos [41].

Outra diferença entre as redes MLP e RBF é que, enquanto nas redes MLP o valor de ativação de uma unidade da camada interna é uma função do produto escalar entre o vetor de entrada e o vetor de pesos da unidade, na rede RBF o valor de ativação é dado em função da distância euclidiana entre o vetor de entrada e o vetor centro da unidade. Além disso, o treinamento de redes MLP é bem mais lento que o de redes RBF [28].

4.2.6 Escolha de uma arquitetura – Número de Entradas/Saídas

O número de entradas da rede é dada pelo número de variáveis do problema, bem como o número de neurônios na camada de saída da rede é dado pelo número de saídas do problema. Logo, dada as características do problema de decisão, optou-se por cinco entradas associadas aos cinco mercados de comercialização de EE, sendo cada um composto por 651 amostras. Como o processo de decisão está pautado nos indicadores econômicos, foi adotado como saída a TIR ou o VPL.

Abaixo na Figura 4.4 é apresentado o diagrama de funcionamento das redes.

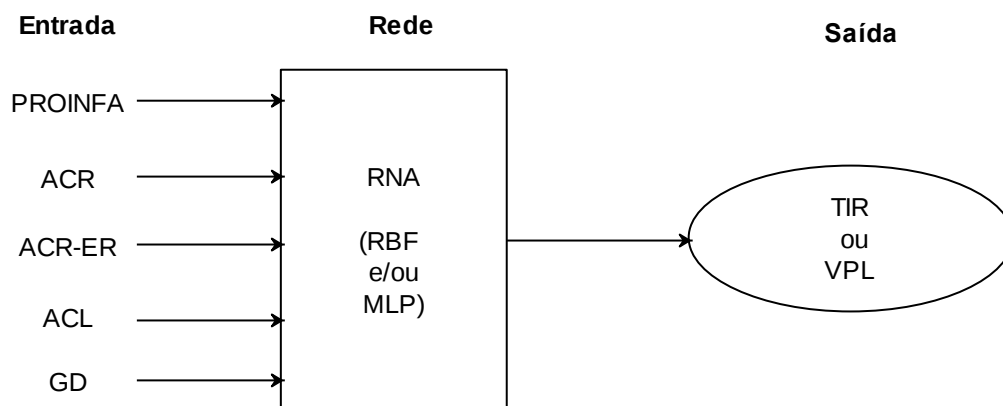


Figura 4.4 – Diagrama do funcionamento das redes.

4.2.7 Escolha de uma arquitetura – Número de camadas/neurônios

Ambas as estruturas das redes MLP e RBF foram construídas com três camadas de neurônios:

- Camada de Entrada;
- Camada Escondida ou Camada Oculta; e
- Camada de Saída.

Para determinar o número ótimo de neurônios na camada escondida da rede MLP, foram testados em intervalos de 5 a 20 neurônios, a rede MLP foi construída com mais de uma camada oculta e também foi utilizada uma função de transferência linear, sendo os parâmetros testados apresentados através da Tabela 4.1.

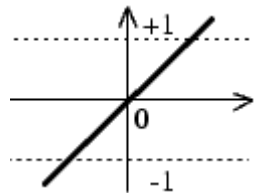
Tabela 4.1 - Número de Camadas Ocultas, Neurônios e Função Utilizada

Rede	1ª Camada Oculta	2ª Camada Oculta	Função Saída
A	5	0	Purelin
B	10	0	Purelin
C	15	0	Purelin
D	20	0	Purelin
E	5	5	Purelin
F	5	10	Purelin
G	10	10	Purelin

A função de transferência é parcialmente determinada pelas especificações da saída, neste trabalho, para as redes MLP foram testadas com a função linear (Purelin) na saída e não linear (Tansig) nas camadas intermediárias, as equações que exemplificam as funções são demonstradas abaixo:

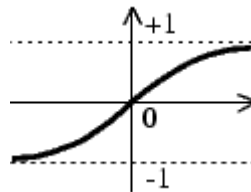
- Função linear: é uma equação (4.1) linear da forma.

$$f(x) = ax(4.1)$$



- Função tangente hiperbólica: É uma função sigmoide que varia entre -1 e $+1$. É dada pela equação 4.2:

$$f(x) = \frac{1-e^{-x}}{1+e^{-x}}(4.2)$$



Para determinar o número ótimo de neurônios na camada escondida da rede RBF, foram testados intervalos de 4 a 100 neurônios. Outro parâmetro utilizado na simulação da rede RBF foi o *spread*, que caracteriza a largura da função RBF. Realizamos um teste do valor do *spread* para um intervalo de 0,2 a 100, os parâmetros testados estão demonstrados na tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Número de Neurônios e Spread Utilizados

Rede	Camada Oculta	Spread
A	4	0,2
	4	0,5
	4	1
	4	10
	4	50
	4	75
	4	100
	4	100
B	10	0,2
	10	0,5
	10	1
	10	10
	10	50
	10	75
	10	100
	10	100
C	50	0,2
	50	0,5
	50	1
	50	10
	50	50
	50	75
	50	100
	50	100
D	75	0,2
	75	0,5
	75	1
	75	10
	75	50
	75	75
	75	100
	75	100
E	100	0,2
	100	0,5
	100	1
	100	10
	100	50
	100	75
	100	100
	100	100

Quanto maior o *spread*, mais suave será a aproximação da função. Ter um *spread* alto significa que menos neurônios serão necessários para atender a uma função de mudança rápida. Um *spread* baixo significa que muitos neurônios serão necessários para atender a uma função suave, e a rede pode não generalizar. Ou seja, quanto maior o *spread*, menor a sensibilidade. A função de base radial com um *spread* de 0.83 para a rede RBF está demonstrado na Figura 4.5, assim como o comportamento da função com um *spread* alto (Figura 4.6) e baixo (Figura 4.7).

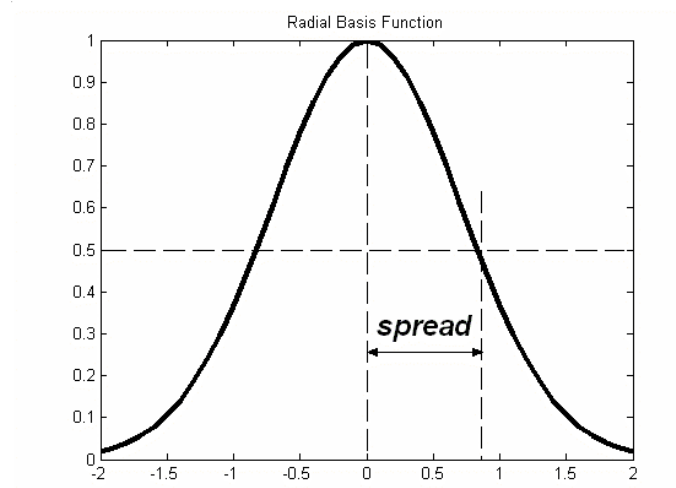


Figura 4.5 - Exemplo de um *spread* de 0.83 para RBF.

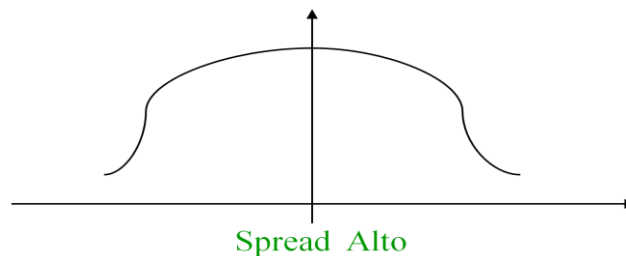


Figura4.6 - Exemplo de um *spread* alto.

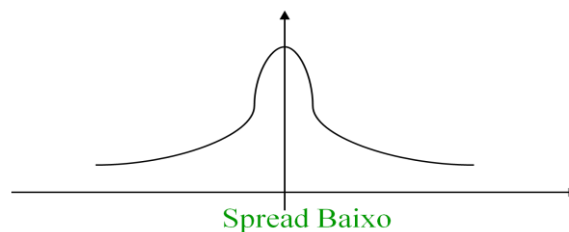


Figura 4.7 - Exemplo de um *spread* baixo.

4.2.8 Construção de um conjunto de treinamento

O simulador OSCOB, simulou considerando um horizonte de 15 anos, compreendendo o período de janeiro de 2009 a dezembro de 2023, os dados de uma usina com moagem anual estimada de três milhões de toneladas de cana, com sazonalização de abril a outubro, tecnologia vapor 65 bar, 510 °C. Foi considerada uma conexão ao sistema de 138 KV na subestação da concessionária de distribuição. A atualização das grandezas econômicas considerou um IGP-M de 5,58%, sendo que 60% dos investimentos em energia foram alocados para a central termelétrica. A taxa mínima de atratividade (TMA) foi proposta de 15% e os preços praticados para os diferentes ambientes foram:

- no ACR: 145,00 R\$/MWh;
- no ACR-ER: 155,60 R\$/MWh;
- no PROINFA: 93,77 R\$/MWh;
- no ACL: foi de 150% do PLD médio;
- no GD: 139,44 R\$/MWh.

Através do Módulo de Otimização, foram definidos diferentes cenários de comercialização de EE, considerando os seguintes ambientes:

- Ambiente 1: ACR, ACL e GD.
- Ambiente 2: ACR-ER, ACL e GD.
- Ambiente 3: PROINFA, ACL e GD.

As amostras para treinamento da rede consideraram uma variação de 0 a 100% com intervalos de cinco pontos percentuais para cada ambiente de comercialização, resultando em 217 cenários para cada ambiente de comercialização de EE acima, totalizando 651 amostras, calculando a TIR e o VPL para cada cenário. Na tabela 4.3 é apresentado um exemplo do banco de dados resultante das simulações do OSCOB e utilizado como parâmetros de treinamento pelas redes.

Tabela 4.3 - Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE.

Mercado de Comercialização (%)					TIR (%)	VPL (R\$)
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD		
0	100	0	0	0	18,83	21.732.726,26
0	95	0	5	0	18,34	18.835.173,60
0	90	0	10	0	17,84	15.937.620,94
0	95	0	0	5	17,66	14.940.687,79
0	85	0	15	0	17,33	13.040.068,28
100	0	0	0	0	17,16	12.044.698,73
0	90	0	5	5	17,16	12.043.135,13
0	80	0	20	0	16,82	10.142.515,61
95	0	0	5	0	16,73	9.631.547,44
0	85	0	10	5	16,65	9.145.582,47
0	90	0	0	10	16,58	8.785.865,62
0	75	0	25	0	16,31	7.244.962,95
90	0	0	10	0	16,31	7.218.396,16
0	0	0	0	100	16,26	6.963.054,13
0	80	0	15	5	16,13	6.248.029,80
0	85	0	5	10	16,07	5.888.312,96
95	0	0	0	5	16,04	5.737.061,64
85	0	0	15	0	15,87	4.805.244,87
0	70	0	30	0	15,79	4.347.410,29
0	75	0	20	5	15,61	3.350.477,14
90	0	0	5	5	15,61	3.323.910,35
0	85	0	0	15	15,6	3.268.259,75
0	80	0	10	10	15,55	2.990.760,29
80	0	0	20	0	15,44	2.392.093,59

As amostras para validação da rede consideraram uma variação de 1 a 98% com intervalos de cinco pontos percentuais, de certa forma que não coincidisse com as amostras de treinamento. Resultando em 217 cenários para cada ambiente de comercialização de EE, totalizando 651 amostras.

4.2.9 Treinamento da rede

Além dos parâmetros citados anteriormente na aplicação das redes MLP e RBF, os demais tratamentos serão descritos a seguir.

4.2.9.1 Normalização dos dados

A normalização dos dados faz parte de conjunto de técnicas para alterar ou consolidar os dados visando facilitar sua manipulação ou, até mesmo, reduzir o esforço computacional inerente ao processo. A normalização consiste na mudança de escala dos números para intervalos menores.

Segundo HAIR JR e ANDERSON [44], duas são as razões responsáveis pela normalização dos dados: a primeira quando é verificada a necessidade de se corrigir a existência de exceções ocorridas durante as suposições estatísticas e a segunda para melhorar o relacionamento entre as variáveis.

O percentual de comercialização de EE dos cinco mercados foram normalizados utilizando o comando *mapminmax* do MatLab, para que os valores assumissem valores no intervalo $[-1, +1]$. A saída desejada, ou seja, a TIR ou VPL também foram normalizados para assumir os valores $[-1, +1]$.

4.2.9.2 Parametrizações da rede

Para mapeamento da TIR ou VLP foram utilizadas, uma rede neural do tipo MLP treinada com “*backpropagation*” e uma rede do tipo RBF, utilizando as cinco entradas mencionadas acima para gerar uma saída lógica $y \in [-1, +1]$, indicando a TIR ou VPL.

Os programas desenvolvidos para implementar as redes no Matlab, armazenaram os dados na sua forma matricial para que o processamento fosse mais veloz, uma vez que o Matlab é otimizado para a realização de operações matriciais [45].

4.2.9.3 Parametrizações da rede MLP

Foram utilizadas diferentes parametrizações no número de neurônios da(s) camada(s) intermediária(s) e diferentes funções de ativação: para a camada de saída linear (*purelin*) e tangente hiperbólica para as camadas intermediárias, conforme Tabela 4.1, para podermos encontrar a provável solução ótima. Alguns parâmetros permaneceram fixos, como:

- Neurônios na camada de saída: 1 (TIR ou VPL);
- Função de ativação da(s) camada(s) intermediária(s): tangente hiperbólica;
- Taxa de aprendizagem: 1.0;
- Número de épocas: 300 (critério de parada da rede);

- Taxa de Erro: 0.0001% (critério de parada da rede);
- Amostras para treinamento: 651;
- Amostras para simulação: 651.

4.2.9.4 Parametrizações da rede RBF

Foram utilizadas diferentes parametrizações no número de neurônios da(s) camada(s) intermediária(s) e diferentes spreads, conforme tabela 4.2, para podermos encontrar a provável solução ótima. Alguns parâmetros permaneceram fixos, como:

- Neurônios na camada de saída: 1 (TIR ou VPL);
- Função de ativação da camada intermediária: base radial;
- Funções de ativação para a camada de saída: linear;
- Taxa de Erro: 0.0001% (critério de parada da rede);
- Amostras para treinamento: 651;
- Amostras para simulação: 651.

4.2.10 Resultado dos Testes (Validação)

Os critérios de comparação das RNA foram escolhidos na ordem em se apresentam abaixo:

- EQM (erro quadrático médio), segundo BRAGA, LUDEMIR e CARVALHO [28], é normalmente utilizada como medida de desempenho da rede e também como função de custo a ser minimizada pelo algoritmo de treinamento;
- menor custo computacional para sua implementação;
- o tempo de treinamento.

A seguir são descritos os resultados dos testes de cada uma das redes implementadas.

4.2.10.1 Redes MLP

A simulação foi implementada usando o Matlab com o comando *newff* (cria a rede MLP *feed-forward* com o algoritmo *backpropagation*). Usamos a função *trainlm* que implementa uma MLP com otimização Levenberg-Marquardt [46,47]. Sendo que a tabela 4.4, apresenta os dados de cada tipo de rede testado.

Tabela 4.4 - Resultados da Simulação das Redes MLP

Rede	Desvio Padrão	EQM	Erro Médio	Variância	Tempo (s)
A	1,7931	0,0014	0,0589	3,2151	6,3314
B	1,8993	0,0014	0,0414	3,6073	1,1478
C	1,9298	0,0016	0,047	3,7242	2,4017
D	2,0745	0,0015	0,057	4,3035	1,6294
E	2,0006	0,0016	0,0445	4,0023	2,5434
F	2,0808	0,0017	0,0573	4,3296	2,5425
G	1,8315	0,0016	0,0293	3,3543	8,8563

Após as inúmeras simulações listadas, visando à obtenção do menor (EQM), chegou-se dentre as redes testadas, a uma rede ótima (rede A) com cinco neurônios na camada intermediária e um na camada de saída com a função de ativação linear (Purelin), que apresentou um erro de classificação na faixa de aproximadamente 0.0014 %.

4.2.10.2 Redes RBF

A simulação foi implementada usando o Matlab com o comando *newrb* (cria a rede RBF). Sendo que a tabela 4.5, apresenta os dados de cada tipo de rede testado.

Tabela 4.5 - Resultados da Simulação das Redes RBF

Rede	Desvio Padrão	EQM	Erro Médio	Variância	Tempo (s)
A	10,0258	0,13	0,8786	100,5168	0,6286
	1,9806	0,0534	0,3772	3,9229	0,5892
	6,434	0,0279	-0,1997	41,3963	0,6259
	6,0772	0,044	0,0459	36,9322	0,6292
	6,067	0,0455	0,0568	36,8086	0,6402
	6,0657	0,0455	0,0569	36,793	0,6639
	6,0653	0,0455	0,0569	36,7876	0,6441
B	6,9321	0,0768	0,7266	48,0541	1,3232
	2,9434	0,0143	0,0375	8,6634	1,2394
	3,4323	0,0086	-0,0464	11,7804	1,2543
	2,979	0,0021	0,1117	8,8745	1,2919
	3,6513	0,0022	0,105	13,3323	1,2795
	2,3657	0,0016	0,0731	5,5965	1,3529
	2,366	0,0016	0,0731	5,5978	1,3875
C	1,823	0,0086	0,1665	3,3225	5,9526
	1,6593	0,0021	0,0316	2,7534	5,6751
	1,9355	0,0016	0,0472	3,7463	6,0852
	2,0599	0,0016	0,0569	4,2433	2,8574
	2,0244	0,0016	0,0497	4,0983	5,8826
	2,0093	0,0016	0,0477	4,0371	6,0125
	2,3574	0,0016	0,073	5,5571	5,0747
D	1,6767	0,0041	0,0931	2,8113	8,8483
	1,4782	0,0019	0,0298	2,1852	8,3552
	2,1636	0,0015	0,0635	4,6813	7,9969
	2,0599	0,0016	0,0569	4,2433	2,8276
	2,0257	0,0016	0,0494	4,1034	9,0323
	2,0185	0,0016	0,0486	4,0745	9,0173
	2,3573	0,0016	0,073	5,5571	7,2583
E	1,4157	0,0028	0,0503	2,0042	11,6515
	1,5649	0,0017	0,0221	2,449	11,4417
	2,1636	0,0015	0,0635	4,6813	7,9578
	2,0599	0,0016	0,0569	4,2433	2,8247
	2,0456	0,0015	0,0521	4,1845	12,1211
	2,0055	0,0016	0,0498	4,0222	13,3505
	2,3573	0,0016	0,073	5,5571	9,0752

Após as inúmeras simulações listadas, visando à obtenção do menor (EQM), chegou-se dentre as redes testadas, a uma rede ótima (rede D) com setenta e cinco neurônios na camada intermediária, com o valor de 1 para spread e um neurônio na camada de saída com a função de ativação linear (Purelin), que apresentou um erro de classificação na faixa de aproximadamente 0.0014 %.

4.2.10.3 Comparação MLP x RBF

Depois de realizar os ciclos de treinamento e teste, para as redes consideradas ótimas obtivemos os seguintes resultados:

- EQM: Não obtivemos diferenças significativas entre a rede MLP e RBF.
- Custo computacional: Certamente como a estrutura (número de neurônios da rede escolhida) da rede RBF é muito maior que a MLP, o consumo de recursos computacionais (memória e processamento), é maior na rede RBF.
- Tempo de treinamento: Para o conjunto de dados o treinamento da MLP foi de aproximadamente 1,6 segundos mais rápida.

4.3 Considerações Preliminares

Os resultados obtidos são consistentes com as conclusões de vários outros pesquisadores, quando afirmam que sempre existe uma rede RBF capaz de realizar a mesma função que uma rede MLP e vice-versa.

Baseado nos experimentos realizados, onde testamos cada rede, podemos afirmar que tanto as redes MLP quanto as redes RBF podem ser aplicadas para simulação da TIR ou VPL que não estão entre as amostras abordadas no modelo OSCOB.

No que diz respeito à classificação, os resultados comprovam a eficácia das redes neurais para a unidade métrica utilizada para avaliar o seu desempenho EQM.

No Caso da MLP, embora os resultados obtidos estejam em uma margem de erro aceitável, uma rede neural que ofereça mais camadas, com uma opção de variação de neurônios em cada uma das camadas não proporcionaram uma maior generalização da rede.

CAPÍTULO 5 – METODOLOGIA E RESULTADOS

5.1 Introdução

Neste capítulo é descrita a metodologia das análises desenvolvidas pelos simuladores OSCOB e OSCOBRNA, a metodologia para obtenção dos dados usados no desenvolvimento dos modelos, e o resultado das análises executadas.

Apresentando-se cinco estudos de caso, um para cada tecnologia disponível para simulação para analisarmos os aspectos tecnológicos.

Após analisarmos os aspectos tecnológicos, analisaremos o comportamento dos aspectos regulatórios sobre as tecnologias disponíveis.

5.2 Metodologia de Análise

A metodologia das análises compreende as seguintes etapas:

- Inicialmente, na primeira etapa é escolhido um cenário tecnológico para a planta industrial: são estabelecidos os dados de simulação especificados para os insumos que alimentarão a usina termelétrica, os dados de conexão com os valores regulados para as tarifas de uso e custo dos encargos dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica. É escolhida uma opção de sazonalização para a cogeração de energia elétrica pela usina termelétrica, calculada a potência do gerador e definido o investimento em cogeração na planta industrial. É escolhida uma opção de sazonalização da precipitação, que é utilizada para simulação do valor do $MW_{\text{médio}}$ no ACL. Ainda na primeira etapa, após a definição do cenário tecnológico, é obtida a quantidade de energia e a garantia física que o agente poderá comercializar.
- Na segunda etapa no módulo “Comercialização e Mercados” são estabelecidos os principais indicadores financeiros a serem usados na simulação, escolhidos os preços simulados para a venda de energia elétrica nos mercados disponíveis e montados cenários de mercado para simulação num horizonte de quinze anos.
- Na terceira etapa, no módulo “Análises Econômicas” são efetuadas as simulações em que são obtidos os principais parâmetros que servirão de base para a tomada de decisão.

- Na quarta etapa no módulo de “Otimização” ocorre a avaliação e interpretação dos resultados por meio da análise econômica do empreendimento, caso necessário, obter outros cenários de comercialização de EE que não estão no espaço amostral, o simulador OSCOBRNA que implementa as RNA’s deve ser utilizado.
- Na quinta etapa no módulo regulatório, são testadas diferentes potências incentivadas, diferentes descontos para a TUST, COFINS e IRPJ, para analisarmos o comportamento dos aspectos regulatórios sobre as tecnologias disponíveis.
- Na sexta etapa no módulo “Comercialização e Mercados” analisaremos a sensibilidade do preço do estudo de caso que apresentar o maior VPL.

Na Figura 5.1 é apresentada a metodologia de análise do simulador.

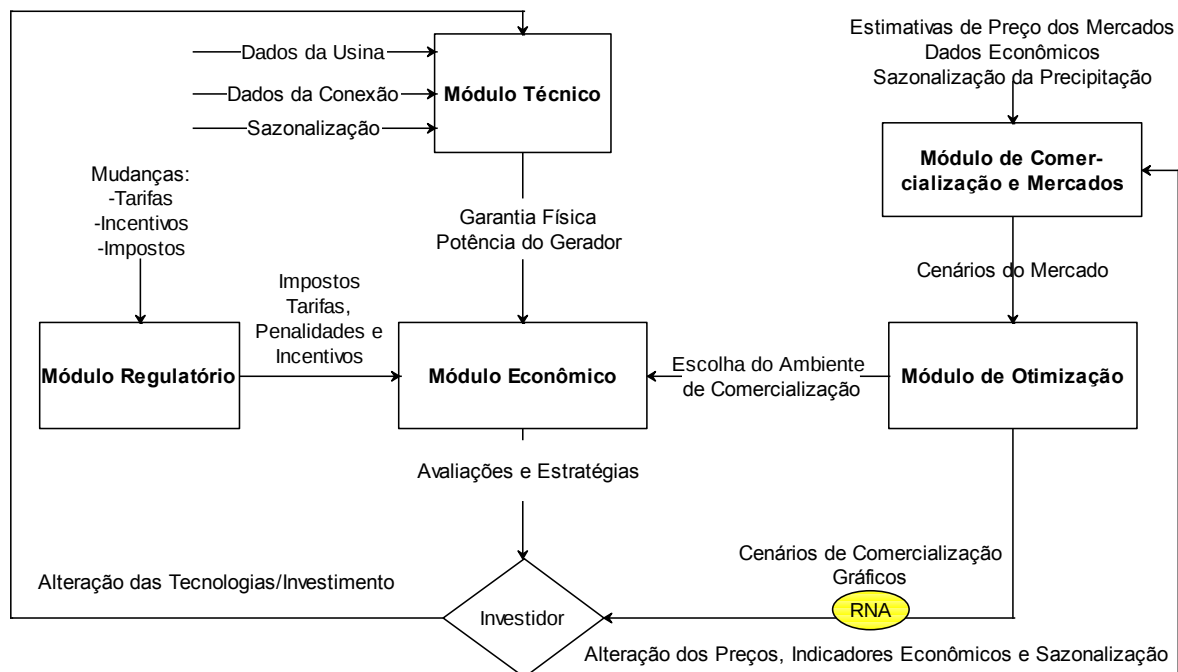


Figura 5.1 – Metodologia de Análise do Simulador.

5.3 Metodologia de Obtenção dos Dados

Para formação do BD que serviu de base para o desenvolvimento do modelo e para a montagem dos cenários de simulação foram utilizados os dados obtidos por SILVA [4]. Os próximos itens detalham os dados usados no simulador.

5.3.1 Dados de Contratos

SILVA [4] estimou os dados para os contratos de compra e venda de energia elétrica a partir dos dados disponibilizados no sítio pela CCEE, disponíveis em: www.ccee.com.br, para os leilões da ANEEL, e inferidos cenários com preços de venda para o tempo de simulação:

- ICB - Valores médios dos leilões A-3, A-5 e Fontes Alternativas;
- ICE - Valores médios do 1º leilão de Energia de Reserva;
- VECN - Valor Econômico Correspondente à Biomassa - Bagaço de Cana da primeira fase do PROINFA, estabelecido pela Eletrobrás em 2004 e reajustado pelo IPCA;
- PR_GD - Valor Anual de Referência, para estimativa de multas por descumprimento de contrato de geração e preço de venda de energia no mercado de Geração Distribuída. Esses valores inicialmente foram estabelecidos pelos Decretos nº 5.163/2004 e 5.911/2006, do Governo Federal, posteriormente foram regulamentados pela ANEEL. Atualmente são disponibilizados no sítio da CCEE, www.ccee.com.br; e,
- PLD – Projeção da média dos preços em carga leve, média e pesada do período 2005 a 2008 disponibilizados no sítio da EPE, www.epe.com.br. (o PLD é o custo marginal de operação. Este preço é função, entre outras coisas, do nível de armazenamento nos reservatórios do SIN, das afluências aos reservatórios e da demanda por energia elétrica, da capacidade de recebimento e suprimento dos diversos submercados).

5.3.2 Dados de Conexão

SILVA [4] utilizou os valores regulados para as tarifas de uso e custo dos encargos dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica dos principais pontos de conexão no Estado de Mato Grosso do Sul considerando os agentes de geração, transmissão e de distribuição que operam no Estado.

5.3.3 Dados da Central Termelétrica

Os parâmetros para o estabelecimento dos dados de simulação especificados para os insumos que alimentarão a usina termelétrica são:

- Safra em toneladas por ano (ton/yr);
- PCI bagaço – valor estimado inicialmente em 7.500 kJ/kg;
- % Bagaço/cana – percentual de bagaço extraído para cada tonelada de cana, valor estimado para o Estado de Mato Grosso do Sul em 26,28%;
- Fator de Capacidade Máximo (FCmax) - definido para cada planta industrial;
- Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF) - definido para cada planta industrial;
- Taxa de Indisponibilidade Programada (IP) – definido para cada planta industrial;

5.3.4 Montagem dos Cenários de Comercialização de EE

Os seguintes atributos são escolhidos e/ou calculados após a escolha do tipo de cenário tecnológico:

- Geração Específica - Consumo Interno (kWh/ton) – atributo que indica a quantidade de bagaço de cana que será utilizado para a geração de energia elétrica para uso na própria planta industrial.
- Geração Específica – Exportação - atributo que indica a quantidade de bagaço de cana que será utilizado para a geração de energia elétrica para exportação;
- Comprimento da LT para conexão da usina (km);
- Tensão de conexão (KV);
- Tipo de conexão – atributo que indica se a conexão será através da concessionária de distribuição, de uma transmissora em uma instalação de transmissão compartilhada específica para a geração;
- Sazonalização da EE;
- Sazonalização da precipitação;
- Disponibilidade máxima (kW) - valor da potência média mensal máxima que será disponibilizada pela central geradora, que determina a potência dos geradores;
- Potência do gerador (kW);

- Energia elétrica anual para exportação (kWh). Valor de energia que será a base para a comercialização;
- Garantia física (MWmed) – valor médio mensal de energia elétrica que será disponibilizado para participação nos leilões de EE; e,
- Investimento previsto em energia (R\$) – valor correspondente ao investimento na central geradora e nas instalações para conexão até o ponto de entrega (transformador e linha de transmissão, e instalações de conexão).

A partir da quantidade de EE excedente que o agente poderá comercializar e da garantia física, são simulados cenários com diferentes percentuais de comercialização de EE nos mercados ACR, ACR-ER, ACL, GD e PROINFA para avaliação do seu desempenho econômico e, conseqüentemente, retornar o percentual de comercialização de EE que deve ser comercializado em cada mercado de comercialização. As simulações são executadas em um horizonte de quinze anos (tempo de duração dos contratos no ACR). Nesta etapa também são escolhidos os principais indicadores financeiros a serem usados na simulação.

5.4 Simulação e resultados

A partir das simulações pelo OSCOB são obtidos os principais parâmetros usados na análise econômica e construção do BD usado para o treinamento das RNA's. Neste item serão simulados diferentes opções de tecnologia, conforme os casos abaixo:

- Caso I – Contrapressão a 22 bar e 300 °C;
- Caso II – Contrapressão a 40 bar e 350 °C;
- Caso III – Condensação a 65 bar e 510 °C;
- Caso IV – Condensação a 92 bar e 520 °C;
- Caso V – Condensação a 120 bar e 550 °C.

Para as diferentes parametrizações utilizadas acima, para compará-las e encontrar a provável solução ótima, alguns parâmetros permaneceram fixos, como:

- Safra: moagem anual estimada de três milhões de toneladas de cana;
- Comprimento da LT para conexão da usina: 10 (km);
- Tensão de conexão: 138 kV;
- Tipo de conexão – Concessionária Enersul;

- Opção de Sazonalização de EE: Tipo I (abr-out);
- Opção de Sazonalização de Precipitação: Tipo I (MS);
- Simulação dos Preços:
 - no ACR: 145,00 R\$/MWh;
 - no ACR-ER: 155,60 R\$/MWh;
 - no PROINFA: 93,77 R\$/MWh;
 - no ACL: foi de 150% do PLD médio (122,41 R\$/MWh);
 - no GD: 139,44 R\$/MWh.
- IGPM: 6%;
- Safra Operacional: três milhões de toneladas de cana;
- % Investimento em EE: 60%;
- TMA: 15%;
- Potência Incentivada: 30 MW;
- Desconto TUST: 50%;
- COFINS: 7,6 %;
- PIS: 1,65%;
- IRPJ: 25%;
- CSLL: 9%;
- Horizonte de Simulação: 180 meses (15 anos).

Na Figura 5.2 é apresentado o diagrama de funcionamento do OSCOB com a RNA.

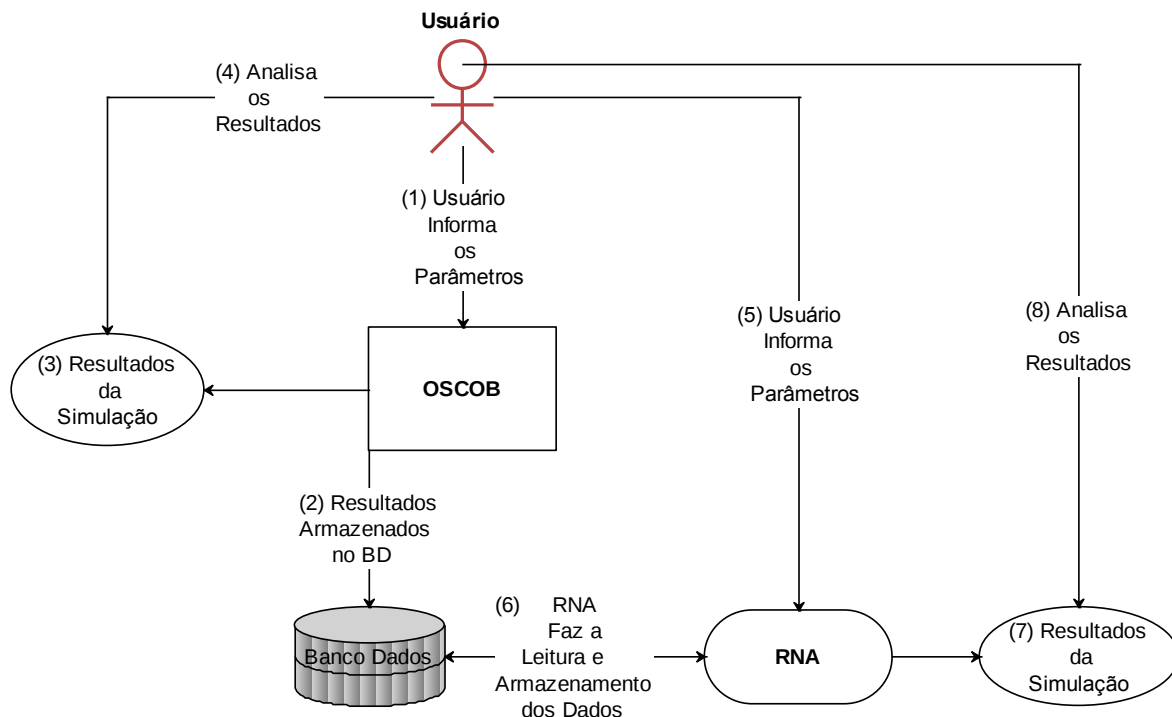


Figura 5.2 – Diagrama de funcionamento do OSCOB.

A simulação foi implementada usando o Powersim. Sendo que a Tabela 5.1, apresenta os resultados de cada um dos casos testados.

Tabela 5.1: Resultado da simulação das diferentes opções de tecnologia.

Variáveis do Modelo	Caso				
	I	II	III	IV	V
EE anual para exp. (MWh)	45.625,00	106.458,33	212.916,67	243.333,33	304.166,67
Garantia Física (MW)	5,21	12,15	24,31	27,78	34,72
Inv. Previsto em EE (R\$)	48.984.893,93	89.416.441,56	160.949.179,68	225.266.441,60	289.708.108,29
VPL (R\$)	-1.970.357,79	6.784.965,75	31.620.097,88	12.062.982,96	11.870.271,23
TIR (%)	13,81	17,16	20,35	16,52	16,17
PBD (Meses)	-	140,00	110,00	150,00	156,00
Com. no ACR (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACR-ER (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Com. no PROINFA (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACL (%)	-	-	-	-	-
Com. no GD (%)	-	-	-	-	-

A Figura 5.3 apresenta a evolução do preço da EE nos diferentes mercados para cada um dos casos testados.

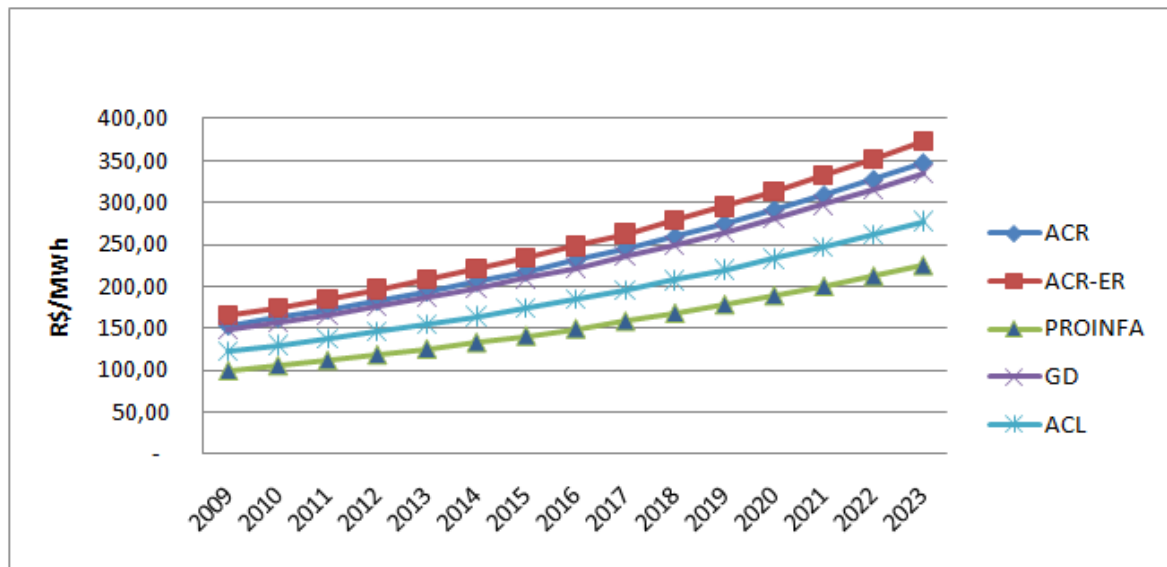


Figura 5.3 – Evolução do Preço da EE nos diferentes mercados.

O gráfico do preço de comercialização de EE (Figura 5.3), permite ao investidor analisar o comportamento do preço nos diferentes mercados de comercialização em todo horizonte de simulação.

A Figura 5.4 apresenta o gráfico com a evolução da TIR (%) para a combinação de venda de EE nos diferentes ambientes, com o percentual de participação de cada um dos diferentes para o Caso I.

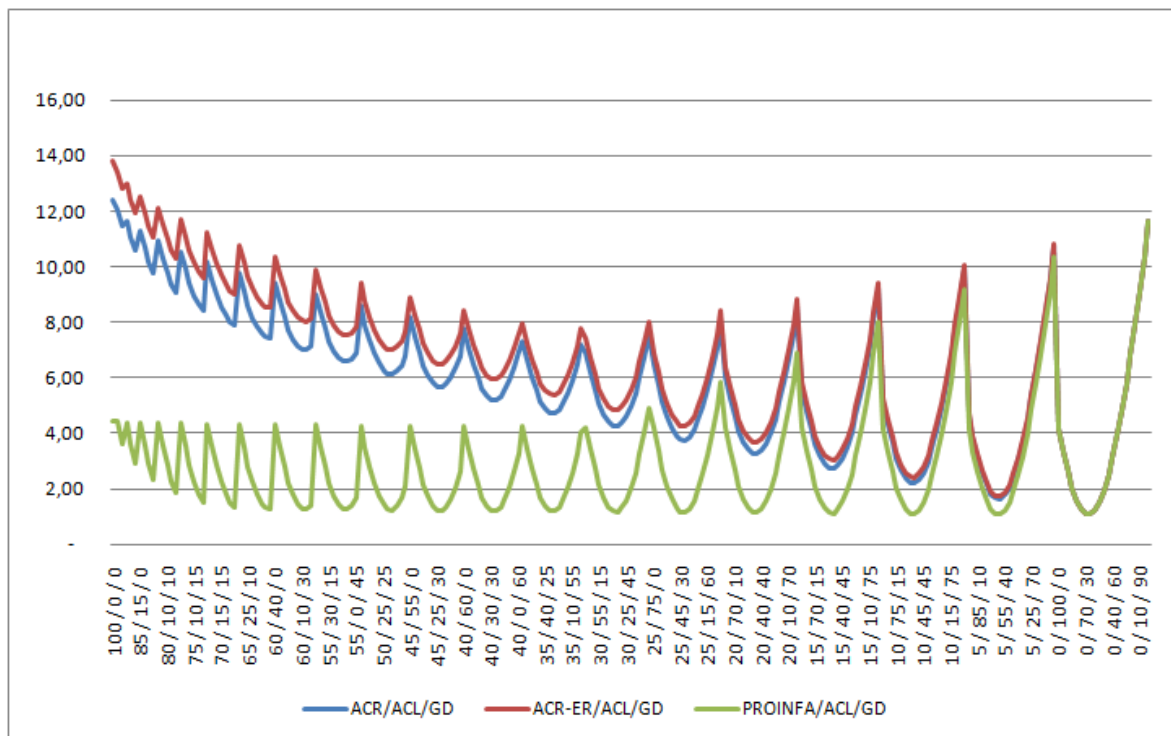


Figura 5.4 - Evolução da TIR do Caso I.

A Figura 5.5 apresenta o gráfico com a evolução da TIR (%) para a combinação de venda de EE nos diferentes ambientes, com o percentual de participação de cada um dos diferentes para o Caso II.

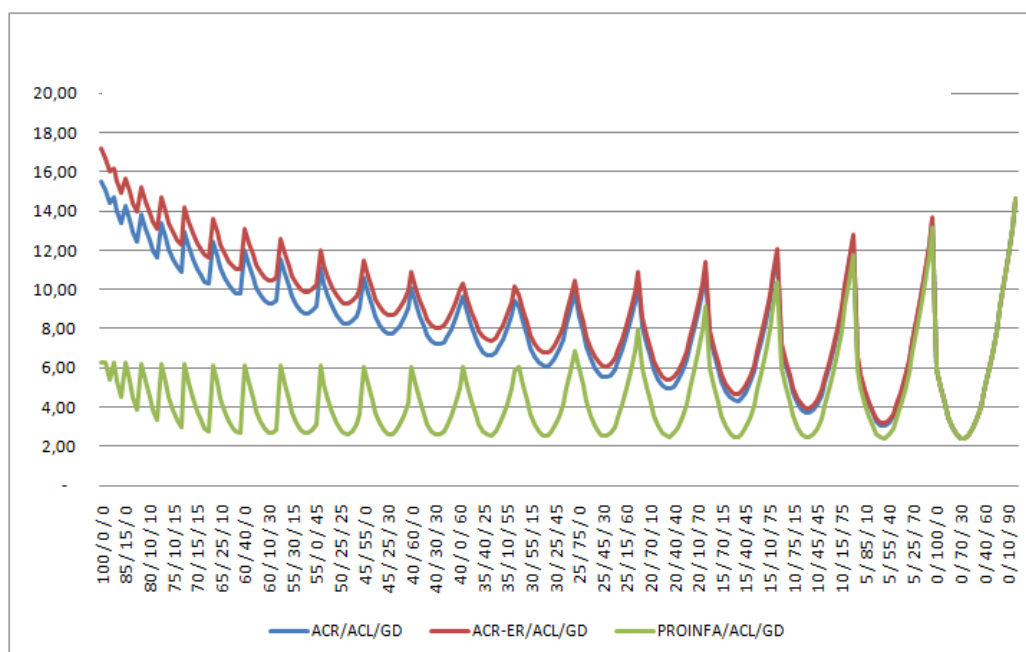


Figura 5.5 - Evolução da TIR do Caso II.

A Figura 5.6 apresenta o gráfico com a evolução da TIR (%) para a combinação de venda de EE nos diferentes ambientes, com o percentual de participação de cada um dos diferentes para o Caso III.

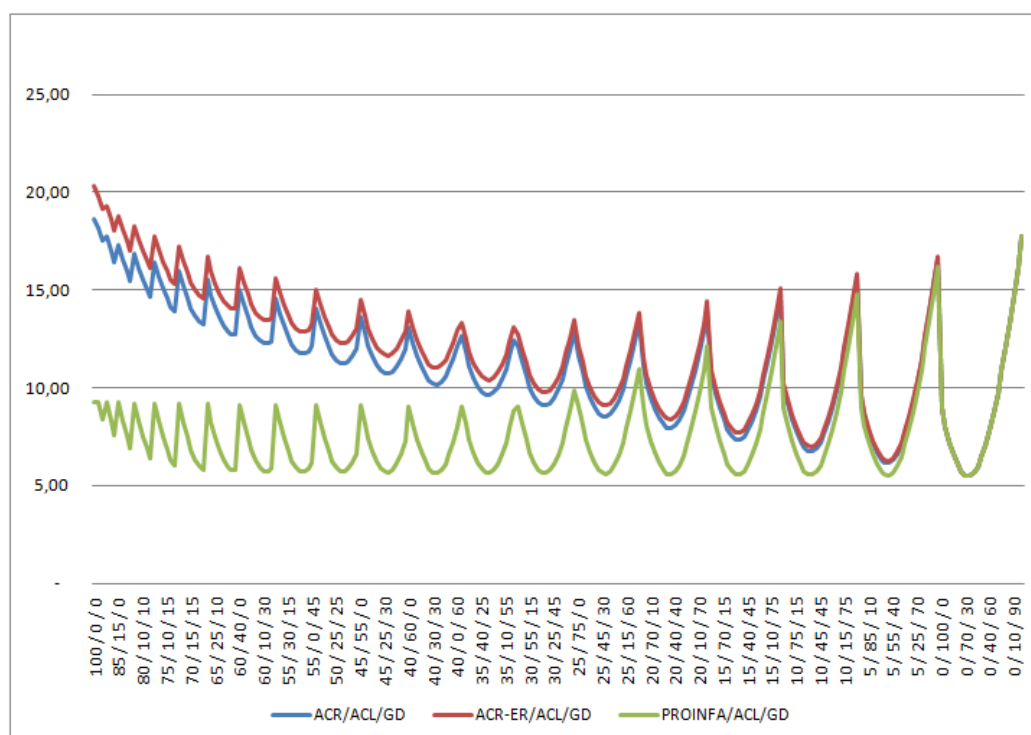


Figura 5.6 - Evolução da TIR do Caso III.

A Figura 5.7 apresenta o gráfico com a evolução da TIR (%) para a combinação de venda de EE nos diferentes ambientes, com o percentual de participação de cada um dos diferentes para o Caso IV.

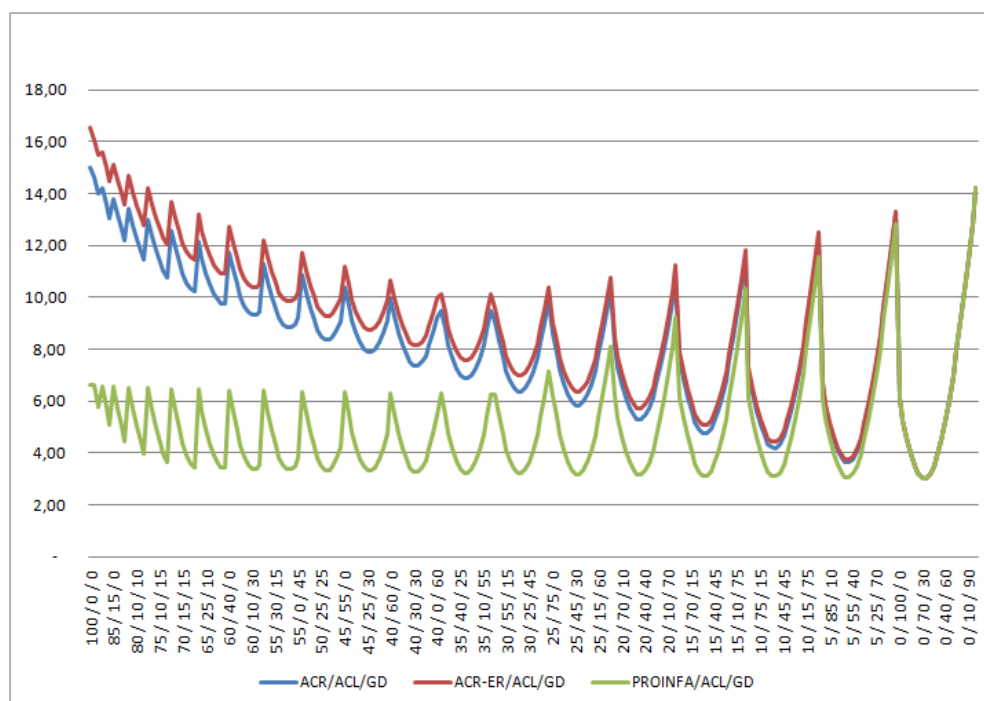


Figura 5.7 - Evolução da TIR do Caso IV.

A Figura 5.8 apresenta o gráfico com a evolução da TIR (%) para a combinação de venda de EE nos diferentes ambientes, com o percentual de participação de cada um dos diferentes para o Caso V.

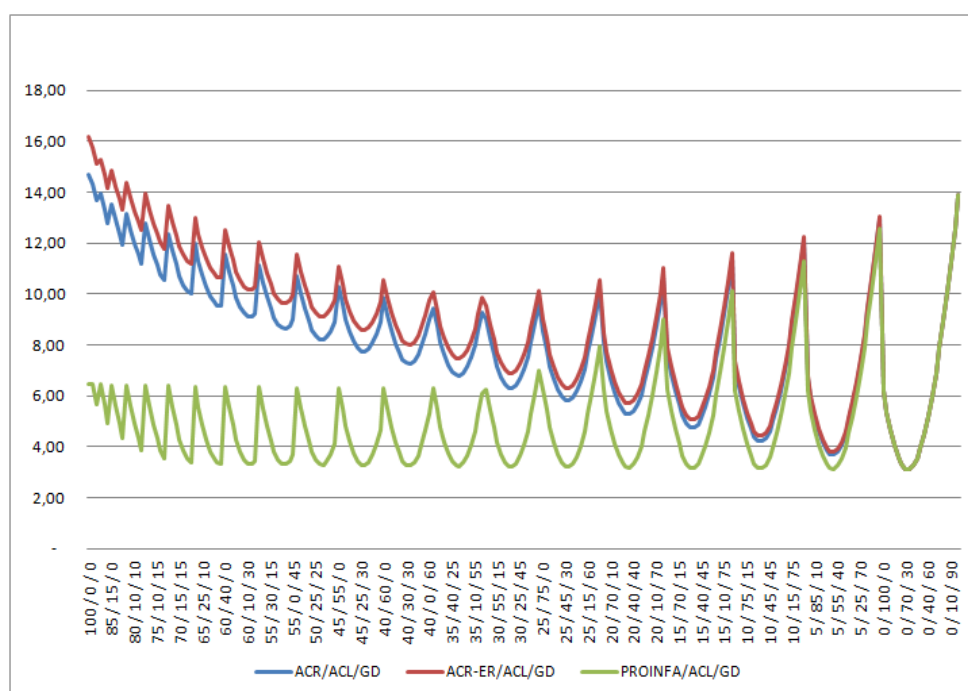


Figura 5.8 - Evolução da TIR do Caso V.

Os gráficos com a evolução da TIR (Figura 5.4 a 5.8), permitem ao investidor analisar o comportamento da TIR nas diferentes combinações dos mercados de comercialização EE, desta forma, pode-se visualizar os pontos viáveis (com TIR acima da TMA escolhida) e o ponto ótimo. Podemos observar que nos casos onde o percentual de comercialização de EE dos mercados (ACR, ACR-ER e PROINFA) é zerado, somente há variação de comercialização de EE nos mercados (ACL e GD). Por este motivo que as linhas do gráfico onde ocorrem estes casos têm o mesmo comportamento para os três ambientes.

Para o Caso I onde a TIR ficou abaixo da TMA escolhida e como não existem outras opções de comercialização de EE viáveis, foi simuladas as RNA's do simulador OSCOBRNA outras opções de comercialização que não foram contempladas no OSCOB, para exemplificar sua aplicação, conforme demonstrado na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Resultado do Caso I usando RNA

Mercado de Comercialização (%)					MLP		RBF	
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD	TIR (%)	VPL (R\$)	TIR (%)	VPL (R\$)
0	99	0	1	0	13,71	-2.171.342,51	13,69	-2.101.238,05
0	99	0	0	1	13,59	-2.350.834,84	13,57	-2.272.075,66
0	98	0	2	0	13,63	-2.302.242,12	13,62	-2.239.193,89
0	98	0	0	2	13,40	-2.657.807,52	13,39	-2.579.390,20

Para os Casos II à V onde se apresentou casos viáveis, conforme figuras 5.6 a 5.8, existem outras opções de comercialização de EE entre a melhor opção de comercialização e a TMA. Nas Tabelas 5.3 a 5.10, são apresentadas as diversas opções de comercialização de EE com a porcentagem de EE associada a cada mercado. Essa informação se faz importante ao investidor, pois, nos casos onde não é possível optar pelo ponto ótimo fornecido pelo OSCOB (dado um impedimento qualquer), o investidor pode escolher outra opção de comercialização de EE viável.

Tabela 5.3: Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE do Caso II

Mercado de Comercialização (%)						
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD	TIR (%)	VPL (R\$)
0	100	0	0	0	17,16	6.784.965,75
0	95	0	5	0	16,67	5.224.856,61
0	90	0	10	0	16,18	3.664.747,48
0	95	0	0	5	16,01	3.136.664,61
0	85	0	15	0	15,68	2.104.638,34
100	0	0	0	0	15,51	1.581.102,13
0	90	0	5	5	15,51	1.576.555,47
0	80	0	20	0	15,18	544.529,20
95	0	0	5	0	15,09	281.186,17
0	85	0	10	5	15,01	16.446,33

Tabela 5.4: Resultado do Caso II usando RNA

Mercado de Comercialização (%)					MLP		RBF	
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD	TIR (%)	VPL (R\$)	TIR (%)	VPL (R\$)
0	99	0	1	0	16,97	6.406.012,36	16,99	6.423.866,00
0	99	0	0	1	16,86	6.002.175,18	16,91	6.019.696,40
0	98	0	2	0	16,88	6.096.201,36	16,87	6.123.070,78
0	98	0	0	2	16,69	5.292.992,43	16,72	5.317.925,88

Tabela 5.5: Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE do Caso III

Mercado de Comercialização (%)						
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD	TIR (%)	VPL (R\$)
0	100	0	0	0	20,34	31.558.745,26
0	95	0	5	0	19,82	28.354.283,12
0	90	0	10	0	19,30	25.149.820,98
0	95	0	0	5	19,14	24.200.037,93
0	85	0	15	0	18,77	21.945.358,83
100	0	0	0	0	18,62	21.062.432,63
0	90	0	5	5	18,61	20.995.575,79
0	80	0	20	0	18,24	18.740.896,69
95	0	0	5	0	18,18	18.382.786,12
0	85	0	10	5	18,08	17.791.113,65
0	90	0	0	10	18,03	17.531.710,71
90	0	0	10	0	17,73	15.703.139,61

0	0	0	0	100	17,70	15.556.819,62
0	75	0	25	0	17,70	15.536.434,55
0	80	0	15	5	17,54	14.586.651,51
0	85	0	5	10	17,49	14.327.248,57
95	0	0	0	5	17,48	14.228.540,93
85	0	0	15	0	17,27	13.023.493,10
0	70	0	30	0	17,16	12.331.972,41
0	85	0	0	15	17,02	11.553.763,60
90	0	0	5	5	17,02	11.548.894,42
0	75	0	20	5	16,99	11.382.189,36
0	80	0	10	10	16,95	11.122.786,43
80	0	0	20	0	16,82	10.343.846,59
0	5	0	0	95	16,72	9.798.304,86
5	0	0	0	95	16,63	9.273.489,23
0	65	0	35	0	16,61	9.127.510,27
85	0	0	10	5	16,56	8.869.247,91
0	80	0	5	15	16,47	8.349.301,46
0	70	0	25	5	16,44	8.177.727,22
90	0	0	0	10	16,42	8.085.029,34
0	75	0	15	10	16,40	7.918.324,29
75	0	0	25	0	16,35	7.664.200,08
0	0	5	0	95	16,19	6.737.045,38
0	0	0	5	95	16,17	6.593.842,72
0	80	0	0	20	16,11	6.266.196,60
80	0	0	15	5	16,10	6.189.601,40
0	60	0	40	0	16,05	5.923.048,13
85	0	0	5	10	15,96	5.405.382,83
0	75	0	10	15	15,91	5.144.839,32
70	0	0	30	0	15,88	4.984.553,57
0	65	0	30	5	15,88	4.973.265,08
0	10	0	0	90	15,84	4.730.170,20
0	70	0	20	10	15,84	4.713.862,15
10	0	0	0	90	15,65	3.680.538,94
75	0	0	20	5	15,62	3.509.954,89
0	75	0	5	20	15,54	3.061.734,46
80	0	0	10	10	15,49	2.725.736,32
0	55	0	45	0	15,49	2.718.585,99
85	0	0	0	15	15,47	2.631.897,86
65	0	0	35	0	15,41	2.304.907,06
0	70	0	15	15	15,35	1.940.377,18
0	60	0	35	5	15,32	1.768.802,94
0	75	0	0	25	15,30	1.669.009,71
0	5	0	5	90	15,27	1.525.708,06

0	65	0	25	10	15,27	1.509.400,00
5	0	0	5	90	15,18	1.000.892,43
70	0	0	25	5	15,15	830.308,38
0	15	0	0	85	15,06	352.415,66
75	0	0	15	10	15,01	46.089,81

Tabela 5.6: Resultado do Caso III usando RNA

Mercado de Comercialização (%)					MLP		RBF	
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD	TIR (%)	VPL (R\$)	TIR (%)	VPL (R\$)
0	99	0	1	0	20,16	30.852.068,93	20,24	30.867.993,12
0	99	0	0	1	20,04	29.987.586,90	20,11	29.978.794,44
0	98	0	2	0	20,06	30.226.960,87	20,14	30.296.524,18
0	98	0	0	2	19,82	28.519.405,18	19,88	28.544.515,21

Tabela 5.7: Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE do Caso IV

Mercado de Comercialização (%)					TIR (%)	VPL (R\$)
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD		
0	100	0	0	0	16,54	12.242.289,41
0	95	0	5	0	16,09	8.626.387,01
0	90	0	10	0	15,64	5.010.484,62
0	95	0	0	5	15,49	3.826.130,97
0	85	0	15	0	15,18	1.394.582,22
100	0	0	0	0	15,03	237.649,72
0	90	0	5	5	15,03	210.228,58

Tabela 5.8: Resultado do Caso IV usando RNA

Mercado de Comercialização (%)					MLP		RBF	
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD	TIR (%)	VPL (R\$)	TIR (%)	VPL (R\$)
0	99	0	1	0	16,43	11.725.415,60	16,42	11.251.770,64
0	99	0	0	1	16,32	10.769.642,97	16,31	10.356.258,47
0	98	0	2	0	16,33	10.976.674,86	16,35	10.623.094,06
0	98	0	0	2	16,11	9.092.873,29	16,11	8.835.933,10

Tabela 5.9: Exemplo dos possíveis mercados de comercialização de EE do Caso V

Mercado de Comercialização (%)						TIR (%)	VPL (R\$)
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD			
0	100	0	0	0		16,31	13.289.945,00
0	95	0	5	0		15,53	5.314.063,50
0	95	0	0	5		15,27	2.678.930,03

Tabela 5.10: Resultado do Caso V usando RNA

Mercado de Comercialização (%)						MLP		RBF	
ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD		TIR (%)	VPL (R\$)	TIR (%)	VPL (R\$)
0	99	0	1	0		16,15	11.027.605,10	16,19	11.104.755,04
0	99	0	0	1		16,08	10.370.836,17	16,14	10.682.093,77
0	98	0	2	0		15,99	9.548.507,86	16,02	9.670.906,65
0	98	0	0	2		15,87	8.267.802,76	15,92	8.840.647,79

Sob a ótica do investidor ao definir a TMA, que corresponde ao nível de risco associado ao negócio e o custo de oportunidade (alternativas de remuneração, por exemplo: poupança, fundos de investimento, etc.). Analisando os casos I à V, montou-se o gráfico de Análise de Risco (Figura 5.9) para apresentar ao investidor a porcentagem de casos favoráveis de cada caso.

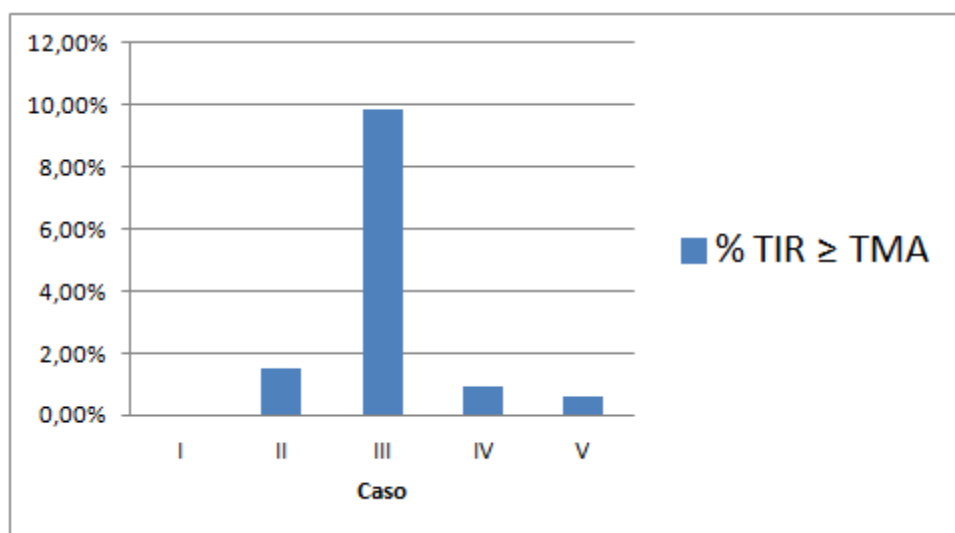


Figura 5.9 – Gráfico para análise de risco.

Através da análise do gráfico de Análise de Risco (Figura 5.9), o investidor analisará o percentual de casos viáveis de cada caso, permitindo assim, que o mesmo escolha a tecnologia que apresenta o maior número de casos viáveis, minimizando o risco

de não obter o retorno do investimento e maximizando as opções de comercialização de EE.

5.4.1 Simulação e resultados dos aspectos regulatórios.

Neste item para avaliarmos como os aspectos regulatórios influenciam nas escolhas tecnológicas, serão simulados diferentes opções: de tecnologia, de potência incentivada e de desconto na TUST, conforme os casos abaixo:

- Caso I – Contrapressão a 22 bar e 300 °C;
- Caso II – Contrapressão a 40 bar e 350 °C;
- Caso III – Condensação a 65 bar e 510 °C;
- Caso IV – Condensação a 92 bar e 520 °C;
- Caso V – Condensação a 120 bar e 550 °C.
- Potência Incentivada: 50 e 70 MW;
- Desconto TUST: 50 e 100%;
- COFINS: 4%;
- IRPJ: 15%.

Os demais parâmetros permaneceram fixos, como informados anteriormente.

Primeiramente, vamos avaliar as variações na potência incentivada para as diferentes tecnologias, conforme Tabelas 5.11 e 5.12 que apresentam os resultados de cada um dos casos testados, para as potências de 50 e 70MW respectivamente.

Tabela 5.11: Resultado da simulação das diferentes opções de tecnologia para potência de 50MW

Variáveis do Modelo	Caso				
	I	II	III	IV	V
EE anual p/exp.(MWh)	45.625,00	106.458,33	212.916,67	243.333,33	304.166,67
Garantia Física (MW)	5,21	12,15	24,31	27,78	34,72
Inv. Prev. em EE (R\$)	48.984.893,93	89.416.441,56	160.949.179,68	225.266.441,60	289.708.108,29
VPL (R\$)	-1.970.357,79	14.603.590,61	31.620.097,88	12.062.982,96	11.870.271,23
TIR (%)	13,81	19,53	20,35	16,52	16,17
PBD (Meses)	-	116,00	110,00	150,00	156,00
Com. no ACR (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACR-ER (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Com. no PROINFA (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACL (%)	-	-	-	-	-
Com. no GD (%)	-	-	-	-	-

Podemos observar, que caso a legislação seja alterada para incentivar potências até 50MW, poderemos incentivar apenas o Caso II que competirá praticamente em iguais condições do Caso III.

Tabela 5.12: Resultado da simulação das diferentes opções de tecnologia para potência de 70MW

Variáveis do Modelo	Caso				
	I	II	III	IV	V
EE anual para exp. (MWh)	45.625,00	106.458,33	212.916,67	243.333,33	304.166,67
Garantia Física (MW)	5,21	12,15	24,31	27,78	34,72
Inv. Prev. em EE (R\$)	48.984.893,93	89.416.441,56	160.949.179,68	225.266.441,60	289.708.108,29
VPL (R\$)	-1.970.357,79	14.603.590,61	43.141.482,44	24.837.516,01	11.870.271,23
TIR (%)	13,81	19,53	22,25	18,11	16,17
PBD (Meses)	-	116,00	96,00	130,00	156,00
Com. no ACR (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACR-ER (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Com. no PROINFA (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACL (%)	-	-	-	-	-
Com. no GD (%)	-	-	-	-	-

Podemos observar, que caso a legislação seja alterada para incentivar potências até 70MW, poderemos incentivar os Casos II, III e IV que competirão praticamente em iguais condições e reduziremos ainda mais o risco associado a cada tecnologia quando comparados os gráficos da Figura 5.9 e Figura 5.10.

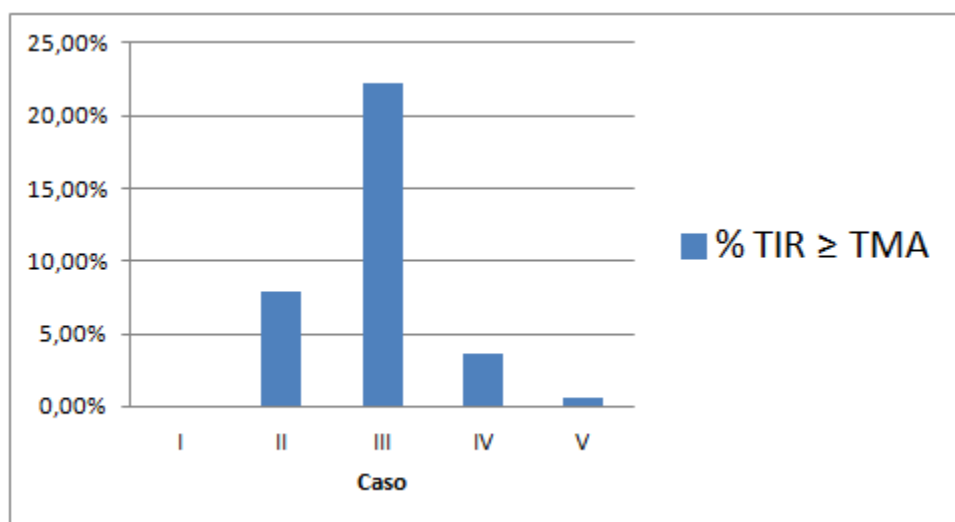


Figura 5.10 – Gráfico para análise de risco para potência de 70MW.

Como a variação da TUST pode estar no intervalo de 50 a 100% de descontos para empreendimentos com potência de até 30MW, avaliamos as tecnologias com o

desconto de 100%, conforme Tabela 5.13 que apresenta os resultados de cada um dos casos testados.

Tabela 5.13: Resultado da simulação com desconto de 100% da TUST

	Caso				
Variáveis do Modelo	I	II	III	IV	V
EE anual para exp. (MWh)	45.625,00	106.458,33	212.916,67	243.333,33	304.166,67
Garantia Física (MW)	5,21	12,15	24,31	27,78	34,72
Inv. Previsto em EE (R\$)	48.984.893,93	89.416.441,56	160.949.179,68	225.266.441,60	289.708.108,29
VPL (R\$)	-1.298.179,10	14.603.590,61	43.141.482,44	24.837.516,01	11.870.271,23
TIR (%)	14,21	19,53	22,25	18,11	16,17
PBD (Meses)	-	116,00	96,00	130,00	156,00
Com. no ACR (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACR-ER (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Com. no PROINFA (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACL (%)	-	-	-	-	-
Com. no GD (%)	-	-	-	-	-

Podemos observar que mesmo com o desconto de 100% na TUST o caso I ainda não apresenta a TIR desejada, sendo necessárias outras alterações na legislação para que estes empreendimentos enquadrados no caso I sejam viáveis do ponto de vista do investidor, como descreveremos a seguir.

Testamos variações na COFINS (4%) e no IRPJ (15%) para verificar o impacto da redução destes impostos, conforme Tabela 5.14 e 5.15 que apresentam os resultados de cada um dos casos, respectivamente.

Tabela 5.14: Resultado da simulação com COFINS em 4%

	Caso				
Variáveis do Modelo	I	II	III	IV	V
EE anual para exp. (MWh)	45.625,00	106.458,33	212.916,67	243.333,33	304.166,67
Garantia Física (MW)	5,21	12,15	24,31	27,78	34,72
Inv. Previsto em EE (R\$)	48.984.893,93	89.416.441,56	160.949.179,68	225.266.441,60	289.708.108,29
VPL (R\$)	124.093,86	12.185.286,60	41.394.205,57	23.281.961,18	25.833.282,22
TIR (%)	15,07	18,77	21,90	17,89	17,51
PBD (Meses)	175,00	124,00	99,00	133,00	137,00
Com. no ACR (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACR-ER (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Com. no PROINFA (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACL (%)	-	-	-	-	-
Com. no GD (%)	-	-	-	-	-

Tabela 5.15: Resultado da simulação com IRPJ em 15%

Variáveis do Modelo	Caso				
	I	II	III	IV	V
EE anual para exp. (MWh)	45.625,00	106.458,33	212.916,67	243.333,33	304.166,67
Garantia Física (MW)	5,21	12,15	24,31	27,78	34,72
Inv. Previsto em EE (R\$)	48.984.893,93	89.416.441,56	160.949.179,68	225.266.441,60	289.708.108,29
VPL (R\$)	3.847.563,46	20.873.382,33	58.770.397,03	43.140.465,71	50.656.412,88
TIR (%)	17,24	21,31	24,59	20,24	19,80
PBD (Meses)	140,00	103,00	83,00	110,00	114,00
Com. no ACR (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACR-ER (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Com. no PROINFA (%)	-	-	-	-	-
Com. no ACL (%)	-	-	-	-	-
Com. no GD (%)	-	-	-	-	-

Podemos observar que os descontos em ambos os impostos viabilizam o caso I e incrementaram as receitas dos demais casos. Sendo estas as alternativas, dentre as analisadas, as que o governo pode alterar a legislação para que estes empreendimentos enquadrados no Caso I sejam viáveis do ponto de vista do investidor.

Por fim, analisamos quais os preços mínimos de cada mercado para o caso III que viabilizam sua implantação, do ponto de vista do investidor, os dados obtidos estão apresentados na Tabela 5.16.

Tabela 5.16: Resultado da simulação com os preços mínimos de cada mercado para caso III

Variáveis do Modelo	Preço				
	ACR	ACR-ER	PROINFA	ACL	GD
EE anual para exp. (MWh)	212.916,67	212.916,67	212.916,67	212.916,67	212.916,67
Garantia Física (MW)	24,31	24,31	24,31	24,31	24,31
Inv. Previsto em EE (R\$)	160.949.179,68	160.949.179,68	160.949.179,68	160.949.179,68	160.949.179,68
VPL (R\$)	379.882,20	389.535,27	437.800,62	1.199.200,40	41.713,35
TIR (%)	15,07	15,07	15,08	15,21	15,01
PBD (Meses)	176,00	176,00	176,00	176,00	177,00
Preço Mínimo EE (R\$)	124,00	124,00	124,00	122,90	123,60

Os preços do ACR e ACR-ER são praticamente os mesmos, pois na modelagem adotamos que por se tratar de empreendimentos com baixa potência instalada os mesmos sempre serão despachados.

A informação dos preços mínimos de cada mercado é extremamente importante do ponto de vista do investidor, pois, possibilita o conhecimento antecipado dos preços mínimos de comercialização de EE de cada mercado que viabilizam seu investimento.

5.5 Considerações Preliminares

Os resultados mostrados na Tabela 5.1 apresentam como melhor opção de comercialização pela análise da TIR na opção tecnológica vapor a 65 bar (Caso III) com 100% da comercialização de EE no ACR-ER.

As RNA's (MLP e RBF) mostraram-se úteis no auxílio para escolha de diferentes combinações de comercialização de EE entre os diferentes ambientes, que não foram contemplados pelo simulador OSCOB, sem que haja necessidade de novas simulações, evitando assim a necessidade de se simular todas as possibilidades de comercialização de EE.

As Tabelas 5.11 à 5.15 apresentaram o comportamento das possíveis mudanças que o governo pode implementar para incentivar os empreendimentos de cogeração.

CAPÍTULO 6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 Considerações Finais

Considerando que o desenvolvimento de ferramentas computacionais de simulação é fundamental para a tomada de decisão, o simulador OSCOB auxiliado pelas RNA's cumpriu o propósito de identificar as influências dos aspectos técnicos, econômico e regulatórios na tomada de decisão associadas ao investimento na cogeração de energia elétrica.

Através do simulador OSCOB, políticas governamentais podem ser avaliadas antecipadamente prevendo os impactos técnicos (quais tecnologias devem ser incentivadas) e econômicos (como remunerar adequadamente o investidor) antes de realizar alterações na legislação.

Neste trabalho, RNA's foram utilizadas para simular e verificar a possibilidade da existência de diferentes combinações de comercialização de EE entre os diferentes ambientes que não foram simulados.

Desta forma, os resultados destes ambientes computacionais permitirão a criação de um novo paradigma de eficiência na avaliação da viabilidade de sistemas de cogeração, pois possibilitará uma análise quantitativa que permitirá melhorar a qualidade e a eficiência na tomada de decisão relacionada ao investimento e, conseqüentemente, gerenciar os riscos e as oportunidades que viabilizem o investimento em sistemas de cogeração pela indústria sucroalcooleira.

Dada às características particulares, a diversidade de informações a serem analisadas e a ausência de ferramentas específicas para simular o negócio das usinas de cogeração por bagaço de cana, o OSCOB foi direcionado para esta indústria. O objetivo principal de um simulador é obter os resultados os mais próximos possíveis da realidade, desta forma, quanto maior for a precisão dos dados de entrada, mais eficaz será o resultado da simulação. Todavia, à medida que dados previstos forem substituídos por dados reais, mais próximo do real serão os resultados das simulações.

Conclui-se, portanto, que para que se tenha êxito na colocação da energia nos diferentes mercados para venda de seus excedentes de energia elétrica, as empresas necessitam simular as diversas formas de contratação disponíveis. Deste modo, conseguem maximizar os lucros e, conseqüentemente, minimizar o risco associado aos investimentos necessários para a implantação de sistemas de cogeração em suas plantas industriais.

6.2 Proposta de Trabalhos Futuros

O Simulador OSCOB possibilita o desenvolvimento de trabalhos que permitam refletir características particulares das indústrias sucroalcooleiras, tais como:

- Modelar a utilização da vinhaça no processo de geração de EE através do uso de biodigestores;
- Desenvolver e modelar indicadores de sustentabilidade sócio-ambientais que tenham impacto na viabilidade econômica de projetos de cogeração.

Sob a ótica da geração distribuída, poderia ser proposta a aplicação da mesma metodologia em outros tipos de recursos energéticos, como por exemplo, a obtenção de biogás em Estação de Tratamento de Esgoto (ETE's) e Aterros Sanitários para produção de EE.

Com respeito ao BD do simulador OSCOB é possível integrar outras técnicas de IA para que sejam testadas e comparadas com a aplicação da RNA.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] RODRIGUES, Flavia F. C.; BORGES, Carmem L. T. e FALCÃO, Djalma M. (2007). **Programação da contratação de energia considerando geração distribuída e incertezas na previsão de demanda.** Revista Controle & Automação. Volume: 18 nº 3. Julho, Agosto e Setembro 2007.
- [2] CARUSO, Bianca de Freitas. **André visita feiras e destaca o diferencial de MS para fomentar setor sucroenergético.** Disponível em: <http://www.noticias.ms.gov.br/index.php?templat=vis&site=136&id_comp=1068&id_reg=152883&voltar=home&site_reg=136&id_comp_orig=1068>. Acesso em: 26 de out. 2011
- [3] SILVA, P. P. e ORTEGA, J. M. (2006). *Advantages, Incentives and Obstacles to Cogeneration of Electric Power derived from Sugarcane Bagasse in the State of Mato Grosso do Sul.* Book of Proceedings, Rio 6 – World Climate & Energy Event.
- [4] SILVA, Paulo Patrício. **Influência dos Aspectos Regulatórios no Processo de Tomada de Decisão em Sistemas de Cogeração de Energia Elétrica: Um Estudo de Caso do Setor Sucroalcooleiro de Mato Grosso do Sul.** (Dissertação de Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande – MS, 2009.
- [5] COELHO, S. T. **Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa, Um Modelo para o Estado de São Paulo.** (Tese de Doutorado). Programa Inter-unidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.
- [6] PELLEGRINI, M. C. **Inserção de Centrais Cogeneradoras a Bagaço de Cana no Parque Energético do Estado de São Paulo: Exemplo de Aplicação de Metodologia para Análise dos Aspectos Locacionais e de Integração Energética.** Dissertação (Mestrado, Programa Inter-unidades de Pós-Graduação em Energia – EP, FEA, IEE, IF) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- [7] PAULA, C. P. **Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada.** Tese (Doutorado em Energia, Programa Inter-unidades de Pós-Graduação - EP, FEA, IEE, IF) - Universidade de São Paulo, 2004.

[8] PALLETA, C. E. M. **As Implicações dos Aspectos Legais, Econômicos e Financeiros na Implementação de Projetos de Energia a partir de Biomassa no Brasil: Um estudo de Viabilidade.** (Dissertação de Mestrado). Programa Inter-unidades de Pós-Graduação em Energia - EP, FEA, IEE, IF) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

[9] FERRARI, J. T. **Análise do panorama regulatório nacional visando a inserção das mini e micro-centrais hidrelétricas no mercado de energia.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2006.

[10] JANUÁRIO, A. C. V. **O mercado de energia elétrica de fontes incentivadas: proposta para sua expansão e suas implicações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica 2007.** (Dissertação de Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

[11] VOGSTAD, K. O. *A System Dynamics Analysis of the Nordic Electricity Market: the Transition from Fossil Fuelled Toward a Renewable Supply within a Liberalized Electricity Market.* Doctoral thesis for the degree Doktoringenior, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2004.

[12] NASCIMENTO, Fábio Nunes; NETO, Odilon José de Oliveira e FIGUEIREDO, Reginaldo Santana. **Modelo de avaliação da viabilidade econômica da cogeração de energia no setor sucroalcooleiro utilizando bagaço de cana pela aplicação da metodologia system dynamics.** Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional, v. 7, n. 1, p. 3-18, jan-abr/2011, Taubaté, SP, Brasil.

[13] NAGAOKA, Marilda da Penha Teixeira; ESPERANCINI, Maura Seiko Tsutsui. **Viabilidade econômica sob condições de risco em cogeração de energia elétrica.** Energia Agrícola, n.2, v. 21, p. 81-98. Botucatu: 2006.

[14] **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).** Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 21 de mai. 2011

[15] PELLEGRINI, Luiz Felipe. **Análise e otimização termo-econômica-ambiental aplicada à produção combinada de açúcar, álcool e eletricidade.** (Tese de Doutorado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Mecânica. São Paulo, 2009. 350 p.

[16] WALTER, A. C. S. **Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e Geração Termelétrica no Setor Sucroalcooleiro.** (Tese de Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1994. 263 p.

- [17] STERMAN, J. ***Business dynamics: systems thinking and modelling for a complex world***. Boston, MA: Irwin McGraw-Hill, 2000.
- [18] FORRESTER, J. W., ***Industrial Dynamics***, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1961.
- [19] PIDD, M. ***Modelagem empresarial: ferramentas para tomada de decisão***. Porto Alegre: Artes. Médicas, 1998.
- [20] ANDRADE, Aurélio L. ***Pensamento sistêmico: um roteiro básico para perceber as estruturas da realidade organizacional***. PPGE/UFGRS, Porto Alegre, RS, Brasil. REAd – Revista Eletrônica de Administração. Edição 5, v.3, no 1, Junho de 1997.
- [21] SENGE, Peter M. ***A Quinta Disciplina - Arte, Teoria e Prática da Organização de Aprendizagem***. São Paulo, Best Seller, 1990. 352 p.
- [22] SENGE, Peter M. ***A Quinta Disciplina – Caderno de Campo***. São Paulo, Qualitymark, 1996. 543 p.
- [23] MEDEIROS, Josué Vitor Jr; SOUSA; Manoel Veras Neto e AÑEZ, Miguel Eduardo Moreno. ***Modelos e Inovações em Estratégia: Aplicação do modelo scorecard dinâmico no processo de formulação da estratégia em empresa de pequeno porte***. São Paulo, 2007. 303 P.
- [24] **POWERSIM STUDIO ENTERPRISE 2003**. Software Powersim Studio Enterprise, versão 2003.
- [25] CARDOZO, C. M. F. ***Operação de sistemas hidroelétricos em ambiente competitivo: uma abordagem da gestão empresarial via simulação estocástica e dinâmica de sistemas***. (Tese de Doutorado), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.
- [26] REIBSTEIN, D. J.; CHUSSIL, M. J. ***Primeiro a lição, depois o teste: usando simulações para analisar e desenvolver estratégias competitivas***. In DAY, G. S. ; REIBSTEIN, D. J. “A Dinâmica da Estratégia Competitiva.” Editora Campus, 1999.
- [27] LAPPONI, J. C. ***Matemática Financeira: redesenho organizacional para o crescimento e desempenho máximos***. Elsevier, Rio de Janeiro, 2006.
- [28] BRAGA, Antonio de Pádua; LUDEMIR, Teresa Bernarda; CARVALHO, André Ponce L. F. ***Redes neurais artificiais: teoria e aplicações***. Rio de Janeiro: LTC editora, 2000. 262 p.
- [29] MCCULLOCH, Warren; PITTS, Walter. ***A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity***. Bulletin of Mathematical Biophysics, 5:115-133, 1943.

- [30] HEBB, D. O., *The Organization of Behavior*, John Wiley, 1949.
- [31] ROSENBLATT, F. , *Principles of Neurodynamics: Perceptrons and the Theory of Brain Mechanism*, Spartan, 1962.
- [32] WIDROW, Bernard; HOFF, Marcian E. *Adaptive switching circuits*. Institute of Radio Engineers, Western Electronic Show and Convention, 1960.
- [33] MINSKY, M; PAPERT, S. *Perceptrons: an introduction to computational geometry*. MIT Press, Massachusetts. 1969.
- [34] RUMELHART, D. E.; HINTON, G. E.; Williams, R.J. *Learning representations by back-propagating errors*. Nature, 323:533-536, 1986.
- [35] SIQUEIRA, Débora B. M. L. **Reconhecimento de Caracteres utilizando Redes Neurais Artificiais**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1999;
- [36] Laboratório de Informática. **Tutorial de Redes Neurais: Aplicações em Bioinformática**. Disponível em: <http://www.lncc.br/~labinfo/tutorialRN/frm1_inspiracaoBiologica.htm>. Acesso em: 21 de dez. 2010
- [37] KOVACS, K. L. **Redes Neurais Artificiais - Fundamentos e Aplicações**. Editora Acadêmica. São Paulo, 1996.
- [38] HAYKIN, S. *Neural Networks: A comprehensive foundation*, Prentice Hall, ISBN 0-13-908385-5, 1999. p.396.
- [39] NIEVOLA, Júlio Cesar. *Perceptron Multicamadas (MLP)*. Disponível em: <http://www.ppgia.pucpr.br/~euclidesfjr/Metodos_Inteligentes/1506/MLP-Geral.ppt>. Acesso em: 11 de out. 2010
- [40] HAGAN, M.T.; DEMUTH, H.B.; BEALE, B.H. *Neural Network Toolbox 6, User's Guide*. The MathWorksInc, 2009.
- [41] BORS, G. *Introduction of the Radial Basis Function (RBF) Networks*. Online Symposium for Electronics Engineers, issue 1, vol. 1, DSP Algorithms: Multimedia, <http://www.osee.net/>, pp. 1-7, 2001.
- [42] HAYKIN, S. *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*. Macmillan Publishing Co./ IEEE Press, 1994.
- [43] HE, Xiangdong; LAPEDES, Alan. *Nonlinear modelling and prediction by successive approximations using radial basis functions*. Technical report, Los Alamos National Laboratory, 1991.

[44] HAIR JR., Joseph F.; ANDERSON, Rolph E. *Multivariate Data Analysis* 5. ed. New Jersey: Prentice Hall, 1998. 730 p.

[45] Eberhart, R., Dobbins, R. *Neural Networks PC Tools - A Practical Guide*. Academic Press, San Diego, 1990.

[46] LEVENBERG, K. *A method for the solution of certain problems in least squares*, *Quart. Appl. Math.*, 1944, Vol. 2, pp. 164–168.

[47] MARQUARDT, D. *An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters*. *SIAM J. Appl. Math.*, 1963, Vol. 11, pp. 431–441.