

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS - CCT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

LEONARDO VINICIUS PIOVESAN

**ANÁLISE MULTICRITÉRIO PARA SUBSTITUIÇÃO DE
CONJUNTOS MOTRIZES BASEADOS EM INDICADORES DE
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

JOINVILLE

2016

UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS - CCT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LEONARDO VINICIUS PIOVESAN

**ANÁLISE MULTICRITÉRIO PARA SUBSTITUIÇÃO DE
CONJUNTOS MOTRIZES BASEADOS EM INDICADORES DE
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fabiano Ferreira Andrade

Coorientador: Prof. Dr. Omir Correa Alves Junior

JOINVILLE

2016

**"ANÁLISE MULTICRITÉRIO PARA SUBSTITUIÇÃO DE
CONJUNTOS MOTRIZES BASEADOS EM INDICADORES DE
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA"**

por

Leonardo Vinicius Piovesan

Este trabalho foi julgado

Bacharel em Engenharia Elétrica

e aprovado em sua forma final pelo

CURSO DE BACHARELADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA
CENTRO DE CIÊNCIAS TECNOLÓGICAS DA
UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA

Dr. Fabiano Ferreira Andrade
CCT/UDESC (Orientador/presidente)

Banca Examinadora:

Leadro Ávila da Silva
CNEE/WEG

Joinville, 28 de Junho 2016.

Dr. Joselito Anastácio Heerd
CCT/UDESC

Msc. Raimundo Nonato Gonçalves Robert
CCT/UDESC (Suplente)

AGRADECIMENTOS

A meus pais, Amarildo e Cláudia, por terem me apoiado durante os anos de graduação, assim como pelo carinho e afeto.

A minha tia e segunda mãe, Diva, pelo incentivo e afeto.

Aos professores da graduação, que contribuíram em meu crescimento pessoal e profissional.

Ao professor Fabiano Ferreira Andrade pela orientação, paciência e amizade no desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Omir Alves Correa Junior pela coorientação, enorme paciência, dedicação e preocupação em auxiliar no desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos Felipe Soares, Marlon Schier e Bruno Lodi pelo companheirismo ao longo da graduação.

Aos companheiros de laboratório Matheus Badin, Gustavo Vicente, Igor Perin, João Castilho e Roberto Lima pela parceria e colaboração.

Ao amigo Alexandre Zorzi pela parceria desenvolvida ao longo da graduação.

A Universidade do Estado de Santa Catarina e a FITEJ pelo apoio financeiro durante parte da graduação.

*O homem não pode fazer-se sem sofrer, pois é
ao mesmo tempo o mármore e o escultor*

Alexis Carrel, biólogo

RESUMO

O insumo energético se torna cada vez mais um fator preponderante nas demonstrações financeiras de empreendimentos industriais, prestadores de serviços e instituições. O segmento industrial possui o maior potencial de otimização na utilização da energia elétrica, porém, carece de métodos e procedimentos que propiciem o estudo e análise do consumo eficiente da energia elétrica. A efficientização energética pode trazer significativa redução de custos, bem como aumento no rendimento energético de equipamentos e instalações, com a consequente melhoria da qualidade dos produtos fabricados. Este trabalho consiste em especificar um método para analisar a eficiência energética de sistemas motrizes em plantas industriais. Também será feita uma análise de viabilidade financeira e econômica do método.

Palavras-chave: Eficiência Energética, Consumo, Sistema Motriz, Viabilidade Econômica

ABSTRACT

The energy input becomes increasingly a major factor in the financial statements of industrial enterprises, service providers and institutions. The industrial segment has the greatest optimization potential in the use of electricity, however, lacks methods and procedures that facilitate the study and analysis of efficient electricity consumption. Energy efficiency can bring significant cost savings and increased energy efficiency of equipment and facilities, with the consequent improvement of the quality of manufactured products. This work is to specify a method to analyze the energy efficiency of drive systems in industrial plants. It also will be an analysis of financial and economic feasibility of the method.

Keywords: Energy efficiency, Consumption, Driving System, Economic Viability

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Estrutura da Oferta Interna de Energia Elétrica (2014)	32
Figura 2.2	Produção e Perdas de Energia Elétrica no Brasil	32
Figura 2.3	Participação dos Setores no Consumo de Energia Elétrica (2014)	33
Figura 2.4	Participação dos Setores Industriais no Consumo de Energia (2014)	34
Figura 2.5	Energéticos Utilizados na Indústria (2014)	34
Figura 2.6	Exemplos de Indicadores de Desempenho	36
Figura 2.7	A Estrutura Básica de um SMD	37
Figura 2.8	Modelo de Sistema de Medição	41
Figura 2.9	Etiqueta de Eficiência Energética do PBE	47
Figura 2.10	Economia de Energia nos Últimos Anos (em bilhões de kW)	49
Figura 2.11	Motor de Indução Trifásico com Rotor em Gaiola de Esquilo	50
Figura 2.12	Conversão Eletromecânica Motriz	53
Figura 2.13	Evolução da Construção dos Motores Elétricos [kg/kW]	55
Figura 2.14	Custos de um Motor Elétrico em 10 Anos	56
Figura 2.15	Curvas de Desempenho de um Motor de 25 cv	57
Figura 3.1	Composição da Tarifa de Energia	66
Figura 3.2	Composição Média de uma Fatura de Energia de R\$100,00 Reais, em 2011	68
Figura 3.3	Subdivisão do Sistema Tarifário	73
Figura 3.4	Horário de Ponta e Fora de Ponta	75
Figura 3.5	A Estrutura Tarifária Convencional	77
Figura 3.6	A Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Verde	80
Figura 3.7	A Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Azul	83
Figura 5.1	Visão da Demanda de Potência Ativa	108
Figura 5.2	Visão dos Dados de Faturamento Ativo	109
Figura 5.3	Visão da Redução de Demanda de Potência Ativa	112
Figura 5.4	Visão dos Dados do Faturamento Ativo com Redução de Demanda	113
Figura 5.5	Visão dos Dados de Faturamento Reativo	113
Figura 5.6	Visão dos Valores Finais de Faturamento	114
Figura 5.7	Visão das Tarifas e Dados Complementares	115

Figura 6.1	Rendimento x Carregamento	118
Figura 6.2	KPIe 1 x Carregamento	119
Figura 6.3	KPIe 2 x Regime de Operação	119
Figura 6.4	KPIe 3 x Desgaste do Motor	120
Figura 6.5	KPIe 4 x Rebobinamentos	121
Figura 6.6	KPIe 5 x Potência	122
Figura 6.7	Fluxograma: Análise Técnica	124
Figura 6.8	Fluxograma: Análise Econômico-Financeira	127
Figura 7.1	Fábrica Obsoleta - VPL	139
Figura 7.2	Fábrica Obsoleta - TIR	140
Figura 7.3	Fábrica Obsoleta - <i>Payback</i>	140
Figura 7.4	Fábrica Obsoleta - RCB	141
Figura 7.5	Fábrica Obsoleta - Investimento Inicial	141
Figura 7.6	Fábrica Obsoleta - Redução do Preço da Fatura	142
Figura 7.7	Fábrica Moderna - VPL	143
Figura 7.8	Fábrica Moderna - TIR	143
Figura 7.9	Fábrica Moderna - <i>Payback</i>	144
Figura 7.10	Fábrica Moderna - RCB	144
Figura 7.11	Fábrica Moderna - Investimento Inicial	145
Figura 7.12	Fábrica Moderna - Redução do Preço da Fatura	145
Figura A.1	Faixa de Fator de Potência Capacitivo Isenta de Tributação	158
Figura A.2	Faixa de Fator de Potência Indutivo Isenta de Tributação	159
Figura A.3	Intervalos de Avaliação do Consumo de Energia Reativa Excedente	159

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Principais Componentes de um Motor Elétrico	51
Tabela 2.2	Grandezas de um Motor de Indução	52
Tabela 2.3	Evolução do Rendimento dos Motores Elétricos [%]	54
Tabela 2.4	Distribuição Percentual de Perdas em Motores	59
Tabela 3.1	Composição da Fatura de Energia Elétrica	67
Tabela 3.2	Tensão de Fornecimento Grupo A	70
Tabela 3.3	Tensão de Fornecimento Grupo B	71
Tabela 3.4	Quadro Comparativo entre Modalidades Tarifárias	86
Tabela 4.1	Cálculo do Valor Presente Líquido	99
Tabela 4.2	Cálculo da Relação Custo/Benefício	100
Tabela 4.3	Cálculo da Análise Incremental $\Delta B/\Delta C$	100
Tabela 4.4	Cálculo da Taxa Interna de Retorno	102
Tabela 4.5	Cálculo do <i>Payback</i>	102
Tabela 5.1	Dados para Faturamento de Energia Elétrica	110
Tabela 7.1	Distribuição dos Pesos dos <i>KPIe's</i>	130
Tabela 7.2	Fábrica Obsoleta - Ranking IVTS - 1º Caso	131
Tabela 7.3	Fábrica Obsoleta - Ranking IVTS - 2º Caso	133
Tabela 7.4	Fábrica Moderna - Ranking IVTS - 1º Caso	135
Tabela 7.5	Fábrica Moderna - Ranking IVTS - 2º Caso	137
Tabela B.1	Fábrica Obsoleta - Especificações Técnicas	164
Tabela B.2	Fábrica Moderna - Especificações Técnicas	165

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica	27
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas	27
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	27
ANP	Agência Nacional do Petróleo	27
AR	Alto Rendimento	27
BEN	Balanco Energético Nacional	27
CEP	Consumo de Energia por Produto	27
CGIEE	Comitê Gestor de Indicadores e de Níveis de Eficiência Energética	27
CIP	Contribuição de Iluminação Pública	27
COFINS	Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social	27
COSIP	Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública	27
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica	27
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	27
ESCO	Energy Savings Company	27
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços	27
KPI	Key Performance Indicator	27
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia	27
MME	Ministério de Minas e Energia	27
PAC	Programas de Conformidade	27
PBE	Programa Brasileiro de Etiquetagem	27
PCH	Pequena Central Hidrelétrica	27
PIE	Produtor Independente de Energia	27
PIS	Programa de Integração Social	27
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica	27
RCB	Relação Custo-Benefício	27
SMD	Sistema de Medição de Desempenho	27
TE	Tarifa de Energia	27
THS	Tarifação Horo-Sazonal	27
TIR	Taxa Interna de Retorno	27
TMA	Taxa Mínima de Atratividade	27
TRI	Tempo de Retorno do Investimento	27

TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	27
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão	27
VPL	Valor Presente Líquido	27
UDESC	Universidade do Estado de Santa Catarina	27

LISTA DE SÍMBOLOS

<i>A1</i>	Subgrupo de Fornecimento A1	27
<i>A2</i>	Subgrupo de Fornecimento A2	27
<i>A3_a</i>	Subgrupo de Fornecimento A3a	27
<i>A4</i>	Subgrupo de Fornecimento A4	27
<i>AS</i>	Subgrupo de Fornecimento AS	27
<i>B1</i>	Subgrupo de Fornecimento B1	27
<i>B2</i>	Subgrupo de Fornecimento B2	27
<i>B3</i>	Subgrupo de Fornecimento B3	27
<i>B4</i>	Subgrupo de Fornecimento B4	27
<i>B_j</i>	Benefícios Oriundos do Projeto no Período j	27
<i>C</i>	Consumo de Energia Registrado em 15 Minutos	27
<i>C_j</i>	Custos Oriundos do Projeto no Período j	27
<i>CA</i>	Consumo de Energia Ativa Registrado Durante o Período de Faturamento	27
<i>CA_{fp}</i>	Consumo de Energia Ativa Fora de Ponta Registrado Durante o Período de Faturamento	27
<i>CA_p</i>	Consumo de Energia Ativa de Ponta Registrado Durante o Período de Faturamento	27
<i>CEP</i>	Consumo de Energia por Produto	27
<i>COFINS</i>	Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social ..	27
<i>COSIP</i>	Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública ..	27
<i>CV</i>	Potência Nominal do Motor em Cavalos-Vapor	27
<i>D</i>	Demanda de Energia de um Intervalo de 15 Minutos	27
<i>DF</i>	Demanda Faturável do Período de Faturamento	27
<i>E_c</i>	Energia de Combustíveis	27
<i>E_e</i>	Energia Elétrica	27
<i>E_v</i>	Energia de Vapor	27
η	Rendimento do Motor	27
η_{Nomina}	Rendimento Nominal do Motor	27
<i>F</i>	Quantia Existente ou Equivalente num Instante Futuro em Relação ao Inicial	27
<i>F_n</i>	Cada um dos Diversos Valores Envolvidos no Fluxo de Caixa e que Ocorrem em n	27

<i>FER</i>	Parcela de Consumo de Energia Reativa Excedente	27
<i>FER_{ultrapassagem}</i>	Parcela de Ultrapassagem de Energia Reativa Excedente	27
<i>FDR</i>	Parcela de Consumo de Demanda de Potência Reativa Excedente	27
<i>FP</i>	Fator de Potência do Motor	27
γ	Carregamento do Motor	27
<i>i</i>	Taxa de Juros por Períodos de Capitalização	27
<i>I</i>	Corrente Eficaz de Linha, Média das Três Fases	27
<i>ICMS</i>	Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços	27
<i>n</i>	Número de Períodos de Capitalização	27
<i>N</i>	Vida Útil do Projeto	27
<i>P</i>	Quantia Existente ou Equivalente no Instante Inicial	27
<i>PIS</i>	Programa de Integração Social	27
<i>P_{Entrada}</i>	Potência Trifásica Entregue ao Motor pela Rede Elétrica	27
<i>P_{Nominal}</i>	Potência Nominal do Motor em kW	27
<i>P_{Saida}</i>	Potência Entregue à Carga pelo Motor	27
<i>P_c</i>	Valor do Faturamento Referente ao Consumo de Energia Ativa Durante o Período de Faturamento	27
<i>P_d</i>	Valor do Faturamento Referente à Demanda de Potência Ativa Durante o Período de Faturamento	27
<i>P_u</i>	Valor do Faturamento Referente à Demanda de Ultrapassagem de Potência Ativa Durante o Período de Faturamento	27
<i>RCB</i>	Relação Custo-Benefício	27
<i>TF</i>	Tarifa Final de Energia	27
<i>U</i>	Valor de Cada Contribuição Considerada em uma Série Uniforme de Dispêndios ou Recebimentos nos Períodos Considerados	27
<i>V</i>	Tensão Eficaz de Linha, Média das Três Fases	27
<i>VPL_j</i>	Valor Presente Líquido de um Fluxo de Caixa de Alternativa j	27
<i>VT_{ANEEL}</i>	Valor de Tarifa Publicado pela ANEEL	27
<i>TCA_{com}</i>	Tarifa da Modalidade Convencional Aplicável ao Consumo de Energia Ativa	27
<i>TDA_{com}</i>	Tarifa da Modalidade Convencional Aplicável à Demanda de Potência Ativa	27
<i>DU</i>	Demanda de Ultrapassagem do Período de Faturamento	27
<i>TDU_{com}</i>	Tarifa da Modalidade Convencional Aplicável à Demanda de Ultrapassagem de Potência Ativa	27

$TCA_{verde(p)}$	Tarifa da Modalidade Verde Aplicável ao Consumo de Energia Ativa de Ponta	27
$TCA_{verde(fp)}$	Tarifa da Modalidade Verde Aplicável ao Consumo de Energia Ativa Fora de Ponta	27
$TCA_{azul(p)}$	Tarifa da Modalidade Azul Aplicável ao Consumo de Energia Ativa de Ponta	27
$TCA_{azul(fp)}$	Tarifa da Modalidade Azul Aplicável ao Consumo de Energia Ativa Fora de Ponta	27
$TDA_{azul(p)}$	Tarifa da Modalidade Azul Aplicável à Demanda de Potência Ativa de Ponta	27
$TDA_{azul(fp)}$	Tarifa da Modalidade Azul Aplicável à Demanda de Potência Ativa Fora de Ponta	27
TDU_{com}	Tarifa da Modalidade Convencional Aplicável à Demanda de Ultrapassagem de Potência Ativa	27
TDU_{verde}	Tarifa da Modalidade Verde Aplicável à Demanda de Ultrapassagem de Potência Ativa	27
$TDU_{azul(p)}$	Tarifa da Modalidade Azul Aplicável à Demanda de Ultrapassagem de Potência Ativa de Ponta	27
$TDU_{azul(fp)}$	Tarifa da Modalidade Azul Aplicável à Demanda de Ultrapassagem de Potência Ativa Fora de Ponta	27
DU_p	Demanda de Ultrapassagem de Ponta do Período de Faturamento	27
DU_{fp}	Demanda de Ultrapassagem Fora de Ponta do Período de Faturamento	27
IVTS	Índice de Viabilidade Técnica de Substituição	27

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
2.1	VISÃO GERAL DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL . . .	31
2.1.1	O Uso da Energia Elétrica na Indústria Brasileira . . .	33
2.2	INDICADORES DE DESEMPENHO	33
2.3	SISTEMA DE MEDIÇÃO DE DESEMPENHO (SMD) . . .	37
2.3.1	Evolução dos Sistemas de Medição	38
2.3.2	O Processo de Medição de Desempenho	39
2.4	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	42
2.4.1	Indicadores de Eficiência Energética	43
2.5	PROJETOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	45
2.5.1	Empresa de Serviços de Conservação de Energia . . .	45
2.5.2	Políticas de Eficiência Energética	46
2.5.2.1	Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE)	47
2.5.2.2	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL)	48
2.5.2.3	Comitê Gestor de Indicadores e de Níveis de Eficiência Energética (CGIEE)	48
2.6	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO MOTOR DE INDUÇÃO TRIFÁSICO	50
2.6.1	Constituição Física	50
2.6.2	Dimensionamento de Motores	52
2.6.3	Estados de Operação de um Motor	56
2.6.4	Perdas em Motores	58
2.6.5	Baixa Eficiência em Motores	59
2.7	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	60
3	TARIFAÇÃO E FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	63
3.1	CONCEITOS BÁSICOS	63
3.2	TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	65
3.3	FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	67
3.4	GRUPOS CONSUMIDORES	68
3.4.1	Consumidores Cativos	69
3.4.1.1	Grupo A	70
3.4.1.2	Grupo B	70
3.4.2	Consumidores Livres	71

3.5	BANDEIRAS TARIFÁRIAS	72
3.6	DEMANDA DE POTÊNCIA E DIFERENCIAÇÃO DE HORÁRIOS	74
3.7	MODALIDADES TARIFÁRIAS	76
3.7.1	Tarifa Convencional	76
3.7.2	A Tarifa Horo-Sazonal	79
3.7.2.1	Tarifa Horo-Sazonal Verde	80
3.7.2.2	Tarifa Horo-Sazonal Azul	82
3.8	TRIBUTOS	85
3.8.1	Tributos Federais	85
3.8.2	Tributos Estaduais	87
3.8.3	Tributos Municipais	87
3.9	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	87
4	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA	89
4.1	FATORES QUE INFLUENCIAM NA ANÁLISE	89
4.2	ANÁLISE DE INVESTIMENTOS	90
4.2.1	Investimento Inicial	91
4.2.2	Custos e Receitas	92
4.2.3	Capital de Giro	93
4.2.4	Fluxo de Caixa	93
4.2.5	Ponto de Equilíbrio	95
4.2.6	Valor do Dinheiro no Tempo	95
4.2.7	Taxa Mínima de Atratividade - TMA	96
4.2.8	Custo de Oportunidade	97
4.2.9	Valor Presente Líquido	97
4.2.10	Relação Custo-Benefício	99
4.2.10.1	Análise Incremental $\Delta B/\Delta C$	100
4.2.11	Taxa Interna de Retorno	101
4.2.12	Tempo de Retorno do Investimento	101
4.3	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	103
5	SOFTWARE PARA CÁLCULO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA	105
5.1	DESENVOLVIMENTO	106
5.2	PRÉ-PROCESSAMENTO DE DADOS	106
5.3	COMPOSIÇÃO DO SOFTWARE	107
5.3.1	Faturamento Ativo	107
5.3.2	Faturamento Reativo	107
5.3.3	Faturas Finais	108
5.3.4	Tarifas & Dados	109

5.4	DADOS PARA O FATURAMENTO DE ENERGIA	110
5.5	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	111
6	ESPECIFICAÇÃO DO MÉTODO	117
6.1	INDICADORES DE DESEMPENHO ENERGÉTICOS (<i>KPIe</i> 's)	117
6.1.1	Índice de Viabilidade Técnica de Substituição	122
6.2	ESPECIFICAÇÃO DOS INDICADORES DE DESEMPENHO FINANCEIROS (<i>KPIf</i> 's)	123
6.3	ETAPA 1: ANÁLISE TÉCNICA	123
6.4	ETAPA 2 - ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA	125
6.5	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	126
7	RESULTADOS	129
7.1	ANÁLISE TÉCNICA	130
7.1.1	Fábrica Obsoleta - Caso 1	130
7.1.2	Fábrica Obsoleta - Caso 2	132
7.1.3	Fábrica Moderna - Caso 1	134
7.1.4	Fábrica Moderna - Caso 2	136
7.1.5	Conclusões	138
7.2	ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA	138
7.2.1	Fábrica Obsoleta	139
7.2.2	Fábrica Moderna	142
7.2.3	Conclusões	146
7.3	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	146
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	147
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	149
	APÊNDICE A - A LEGISLAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA	157
	APÊNDICE B - LISTA DE MOTORES DAS FÁBRICAS	163

1 INTRODUÇÃO

O processo de industrialização da sociedade humana, tendo como marco inicial a revolução industrial, deu início a um consumo exponencial de energia elétrica. A energia fóssil, não renovável e representada pelo petróleo, carvão mineral e gás natural, foi e continua sendo a principal forma de geração de energia, representando cerca de 80% da energia primária consumida no mundo. Na década de 70, o aumento da demanda e do preço do barril do petróleo provocou uma crise de âmbito mundial, que causou efeitos de curto e longo prazo na política e economia global. O uso de combustíveis fósseis provoca vários prejuízos ao meio ambiente, como por exemplo o aquecimento global (VITOUSEK et al., 1997).

Outras formas de geração de energia vêm sendo pesquisadas e desenvolvidas ao longo deste período a fim de diversificar a matriz energética mundial. Especialistas, cientistas e ambientalistas alertam para a necessidade de haver uma mudança do modelo energético atual, baseado em combustíveis fósseis e finitos, para um modelo sustentável, baseado em energias limpas e renováveis.

A energia hidroelétrica, por exemplo, é a fonte de energia renovável com o maior índice de eficiência energética. Projetos com vida útil de longo prazo, resposta rápida às mudanças de carga no sistema e não poluição do ar são características que a torna uma fonte energética atrativa (USBR, 2005).

A matriz energética do Brasil é predominantemente renovável, representando a maior parte da oferta interna. Pois, aproximadamente 70,6% são referentes à geração hidroelétrica. Este fato exprime a dependência do país com seus reservatórios de água, em geral lagos, responsáveis por garantir a geração de energia nas hidrelétricas. Em função da estiagem que perdurou por um longo período em regiões que abastecem os reservatórios, as usinas hidrelétricas passaram a oferecer menos energia a partir do ano de 2013, não mais sendo possível atender a demanda de mercado e instaurando uma crise hídrica no país (EPE, 2013).

Para tentar minimizar o problema da falta de energia e manter o abastecimento mínimo, no decorrer do ano de 2013, tornou-se necessário o acionamento de usinas termelétricas, que são muito mais dispendiosas, o que elevou consideravelmente o preço da energia elétrica. Estima-se que 80% do aumento da oferta interna de energia em 2013 correspondem à geração térmica (EPE, 2013).

Além da estiagem ter intensificado a crise energética, outros fatores contribuíram para o agravamento da falta de energia, como: ausência de controle e monitoramento das áreas verdes consideradas nascentes de rios e riachos (fontes de água) que são constantemente devastadas; falta de investimentos das empresas geradoras e distribuidoras de energia em programas de conscientização para evitar o desperdício do consumidor final; ausência de programas governamentais que incentivem as empresas consumidoras a implementar procedimentos que visam intensificar o controle, buscando assim consumir energia de forma eficiente.

A crise hídrica afetou negativamente a economia do país, pois o aumento do custo da energia foi repassado às indústrias e prestadoras de serviço, encarecendo alimentos, produtos industrializados e serviços de modo geral, resultando no corte de empregos (FIESP, 2014).

Em função da crise hídrica atual, a necessidade de se investir em planejamento e melhorar a eficiência energética tornam-se cada vez maior, uma vez que a produção de energia elétrica não está atendendo à demanda gerada pelo consumo no setor industrial, pelos prédios comerciais e pelo consumidor residencial. Não obstante, a utilização ineficiente de recursos agrava o problema, dado que parte da energia gerada é desperdiçada nos processos finais. GODOI (2008) conceitua a **eficiência energética** como um “abrangente conjunto de ações de racionalização da energia, que levam à redução do consumo, sem perda na quantidade ou qualidade dos bens e serviços produzidos, ou no conforto disponibilizado pelos sistemas energéticos utilizados e seus componentes”.

Visando promover o uso eficiente da energia nas indústrias, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) instituiu, no ano de 2012, em parceria com o Serviço de Apoio de Micro e Pequenas Empresas (SEBRAE) do Rio de Janeiro, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica Industrial (PROCEL INDÚSTRIA), responsável por difundir o uso eficiente da energia nesse setor, focando principalmente nos sistemas motrizes, responsáveis por mais da metade do consumo do segmento indústria em 2013 (EPE, 2014).

A compreensão e a correta aplicação dos métodos de análise de alternativas econômicas são hoje indispensáveis para a melhor alocação dos escassos recursos disponíveis (HIRSCHFELD, 2011).

Dado o exposto, este trabalho tem como objetivo elaborar um estudo para especificar e implementar um método que incentiva a racionalização do uso da energia elétrica nas indústrias, contribuindo para a melhoria dos índices de que medem a eficiência energética em sistemas motrizes, auxiliando assim aos consumidores no desenvolvimento e implantação de uma cultura voltada para o consumo eficiente da energia elétrica.

No Capítulo 2, é feita uma revisão bibliográfica geral na área de energia elétrica, eficiência energética e sistemas de medição de desempenho. Também é feito um estudo sobre o motor de indução trifásico.

No Capítulo 3, é visto como é estruturada a tarifação e o faturamento de energia elétrica no Brasil. Também é explicado o conceito de demanda de energia e o sistema de bandeiras tarifárias.

No Capítulo 4, é feito um estudo sobre análise de investimentos, descrevendo e exemplificando os métodos de análise utilizados neste trabalho.

No Capítulo 5, apresenta-se o programa computacional utilizado no estudo de caso, responsável por estimar a fatura de energia da unidade consumidora. É comentado sobre seu desenvolvimento e explicado sua composição.

No Capítulo 6, é especificado o método utilizado neste trabalho. São definidos os indicadores de desempenho utilizados e detalhadas as etapas que compõem o método.

No Capítulo 7, são apresentados o estudo de caso e os resultados obtidos por meio da aplicação do método. Há uma discussão sobre os resultados obtidos para cada análise.

No Capítulo 8, são feitas considerações finais acerca do trabalho realizado.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O objetivo deste capítulo é definir os aspectos teóricos do trabalho por meio da revisão da literatura pertinente ao propósito do trabalho. Esta fundamentação teórica permitirá a análise e interpretação dos dados coletados. Também visa dar uma visão geral da energia elétrica no Brasil, em especial na indústria, para nela situar a participação e importância dos motores elétricos. Também busca delinear o potencial de conservação de energia, e os esforços que têm sido feitos para alcançá-lo.

Neste capítulo, é apresentado um estudo histórico sobre os SMD's, tratando desde sua concepção inicial, mudanças devido às necessidades do mercado até a descrição de métodos atuais.

2.1 VISÃO GERAL DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

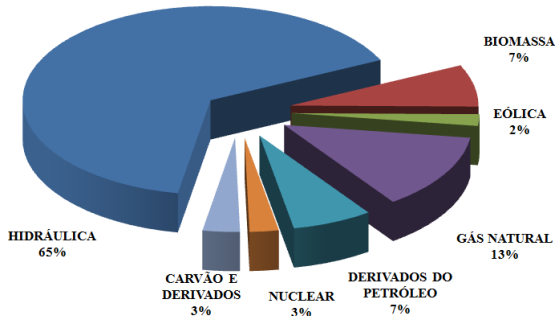
Através do Balanço Energético Nacional (BEN), elaborado e publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), pode-se ter uma maior compreensão sobre os aspectos de utilização de energia do país.

Em 2014, a geração de energia elétrica no Brasil atingiu 590,5 TWh. Deste valor, 84,1% foram gerados por centrais de serviços públicos (EPE, 2015). O gráfico da Figura 2.1 apresenta a contribuição de cada fonte geradora para a oferta interna de energia elétrica.

A matriz energética nacional conta com aproximadamente 74,6% do total proveniente de fontes renováveis; a diminuição dos reservatórios de água causou uma queda de 4,5% na geração hidráulica na comparação com o ano anterior. Somada com as importações de energia, a oferta interna totalizou 624,3 TWh em 2014 (EPE, 2015). Estas importações ocorrem porque a produção doméstica de gás natural é de aproximadamente 65 milhões de metros cúbicos por dia, o que ocasiona um déficit na demanda de 30 milhões de m³, que têm que ser importados de países vizinhos, como Argentina e Bolívia (ASCOA, 2013).

As perdas de energia (na transformação, distribuição e armazenagem) somaram 93,2 TWh em 2014, ou 14,9% da oferta interna de energia. O percentual de perda é expressivo, o que ressalta a importância de aperfeiçoar o controle da eficiência energética para combater o desperdício de energia. No

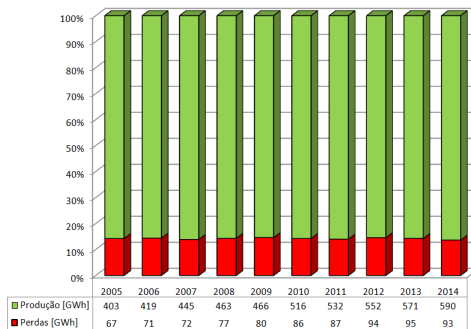
Figura 2.1 – Estrutura da Oferta Interna de Energia Elétrica (2014)



Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados do BEN 2015 para 2014 (EPE, 2015)

gráfico da Figura 2.2 apresenta-se a evolução percentual de perdas e produção de eletricidade produzida no país. É notável que houve o aumento na produção de energia elétrica enquanto que o percentual de perdas no período de 2005 à 2014 manteve-se estável. O crescente aumento de perdas de energia elétrica, além de comprometer a confiabilidade do sistema elétrico, afeta o meio ambiente, exige maiores investimentos em geração, onera a produção e torna o produto nacional menos competitivo no mercado internacional (SOLA; KOVALESKI, 2004).

Figura 2.2 – Produção e Perdas de Energia Elétrica no Brasil

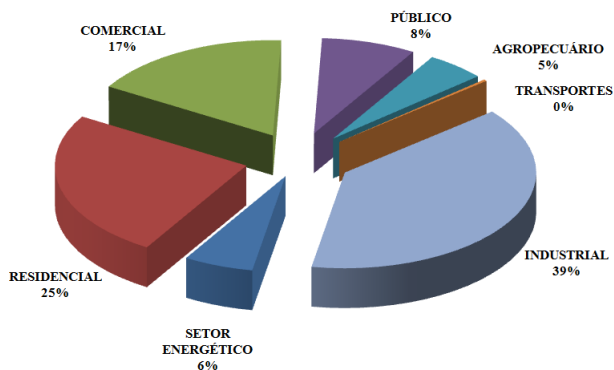


Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados do BEN 2015 para 2014 (EPE, 2015)

Para GOLDEMBERG (2000), os equipamentos e processos utilizados no transporte de energia produzida para residências ou indústrias foram desenvolvidos com o pensamento de um tempo em que os recursos energéticos eram fartos, baratos e não se tinha muita preocupação com as questões ambientais.

O setor industrial foi o maior consumidor de energia elétrica do país em 2014, correspondendo a 38,8% do total (EPE, 2015). O consumo de cada setor é apresentado no gráfico da Figura 2.3.

Figura 2.3 – Participação dos Setores no Consumo de Energia Elétrica (2014)



Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados do BEN 2015 para 2014 (EPE, 2015)

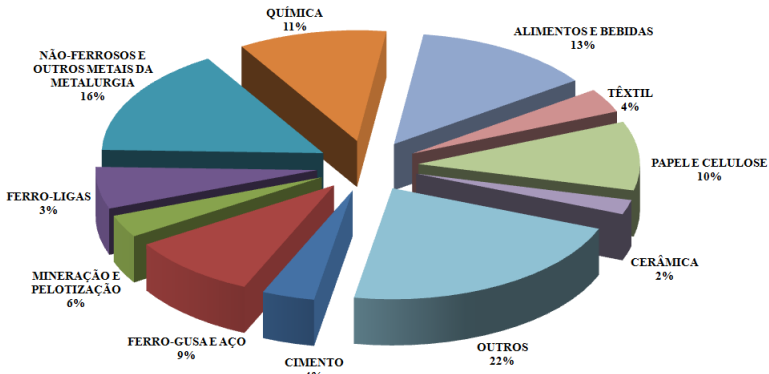
2.1.1 O Uso da Energia Elétrica na Indústria Brasileira

A Figura 2.4 mostra a participação de cada setor industrial no consumo de energia elétrica em 2014. Em termos de fontes de energia, a participação relativa para o consumo industrial é mostrado no gráfico da Figura 2.5. A eletricidade e o bagaço de cana são as duas fontes principais energéticas, respondendo por quase 40% de toda a energia consumida da indústria. No entanto, a eletricidade é um energético difundido por todos os segmentos industriais, ao contrário do bagaço de cana que se concentra majoritariamente no setor de Alimentos e Bebidas (EPE, 2015).

2.2 INDICADORES DE DESEMPENHO

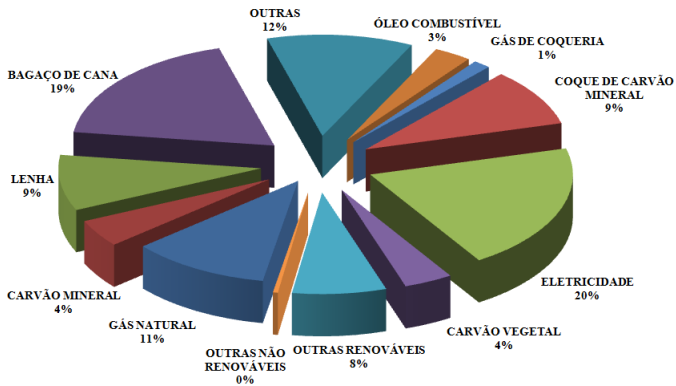
Os Indicadores de desempenho (do inglês KPI, *key performance indicator*) tem como função avaliar o desempenho de tarefas de um projeto e são

Figura 2.4 – Participação dos Setores Industriais no Consumo de Energia (2014)



Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados do BEN 2015 para 2014 (EPE, 2015)

Figura 2.5 – Energéticos Utilizados na Indústria (2014)



Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados do BEN 2015 para 2014 (EPE, 2015)

importantes para uma organização, pois informam o que deve ser medido e quais os níveis de desempenho a serem mantidos. Para NEELY et al. (1997),

os *KPIs* quantificam a eficácia e eficiência de uma atividade, sendo que um sistema de medição de desempenho é formado pela união destes *KPIs*.

De acordo com FORTUIN (1988), um indicador de desempenho é uma variável que expressa quantitativamente a eficácia ou eficiência, ou ambos, de etapas (ou mesmo do processo de modo integral), comparando-o com um valor relevante para o processo. Alguns *KPIs* são condicionados pelo ramo em que a organização atua. Por exemplo, uma organização do ramo de varejo pode considerar vendas por metro quadrado e satisfação do cliente como *KPIs*, enquanto que uma organização de óleo e gás pode optar por fatores como sucesso em suas explorações, ou mesmo o valor de suas reservas (FLEISCHMANN et al., 2000). Os *KPIs* dão transparência tanto aos leitores como a seus investidores devido à possibilidade de comparações entre o desempenho de cada organização (PWC, 2011).

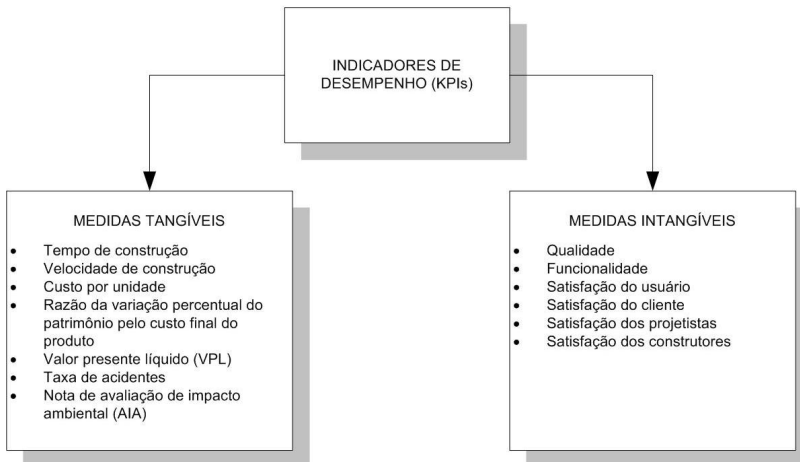
COLLIN (2002) explica que o processo de definir *KPIs* envolve uma série de considerações:

- *KPIs* são indicadores de desempenho gerais que focam nos aspectos críticos de saídas ou resultados;
- Somente um número limitado de *KPIs* é sustentável para uso regular. Gerenciar muitos (e complexos) *KPIs* pode consumir muito tempo e recursos;
- O uso sistemático de *KPIs* é essencial, já que seu valor deriva em grande parte de seu uso conciso nos projetos;
- A coleta de dados deve ser o mais simples possível;
- Estabelecer prioridades;
- Uma grande amostra é necessária para reduzir o impacto das variáveis específicas para o projeto. Então, os *KPIs* devem ser projetados a fim de serem úteis em quaisquer projetos de sua área;
- *KPIs* devem evoluir com o tempo, então é provável que sejam sujeitos à mudanças e refinamentos;
- Gráficos de *KPIs* devem ser simples visualmente e de fácil atualização e acesso;

Na revisão bibliográfica, identificou-se procedimentos distintos para se classificar os *KPIs*. TIRONI et al. (1991) classificam os *KPIs* pelo produto ou processo associado, assim como por nível de controle e avaliação. Então a divisão destes *KPIs* varia conforme a estratégia e a necessidade de informação da organização.

CHAN; CHAN (2004) fornecem alguns exemplos de *KPIs*, divididos em medidas objetivas (tangíveis) e subjetivas (intangíveis), ilustrados na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Exemplos de Indicadores de Desempenho



Fonte: Adaptado de CHAN; CHAN (2004)

Para OLIVEIRA; LANTELME; FORMOSO (1995), os *KPIs* podem ser agrupados em indicadores de desempenhos específicos e indicador de desempenho global. **O indicador de desempenho global** é de caráter homogêneo, pois permite a comparação do desempenho da organização com outras do setor, ou até mesmo a avaliação do setor como um todo. **Os indicadores de desempenho específicos** são de caráter heterogêneo, fornecendo informações para a gestão sobre os processos os quais controla. Estes indicadores estão relacionados diretamente com os objetivos, planejamento, controle e melhoria de estratégias e processos.

KAPLAN; NORTON (1997) sugerem dividir os *KPIs* em indicadores de resultado e vetores de desempenho. **Os indicadores de resultado** são mais abrangentes, pois indicam o desempenho dos objetivos gerais da estratégia da gestão e das iniciativas de curto prazo. **Os vetores de desempenho** são específicos para uma determinada unidade ou processo da organização, além de fornecerem informações sobre previsões e tendências.

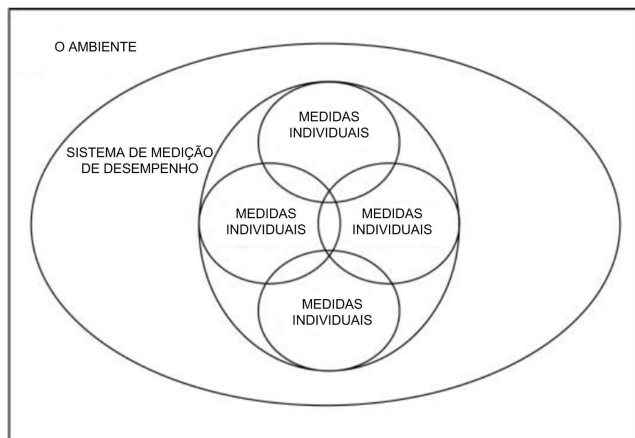
2.3 SISTEMA DE MEDIÇÃO DE DESEMPENHO (SMD)

A medição de desempenho defini-se como a quantificação de uma ação executada, em que a medição é o processo de quantificação e a ação conduz ao desempenho (NEELY; GREGORY; PLATTS, 2005). As organizações alcançam suas metas satisfazendo seus clientes com eficiência e eficácia maiores que a da concorrência (KOTLER, 1984). Neste contexto, o autor define como eficácia a abrangência das necessidades do cliente que foram atendidas, e eficiência como a quantidade de recursos utilizados para satisfazer tais necessidades. Sendo assim, estes dois pontos são fatores fundamentais em um SMD pois levam em consideração tanto razões internas (eficiência) como externas (eficácia) para cursos de ação e tomada de decisões (SLACK, 1991).

Para NEELY; GREGORY; PLATTS (2005), os SMD's podem ser analisados em três diferentes níveis, demonstrados na Figura 2.7:

- As medidas individuais (*KPIs*) ;
- O conjunto de medidas individuais, ou seja, o SMD em sua forma integral;
- A relação entre o SMD e o ambiente no qual opera.

Figura 2.7 – A Estrutura Básica de um SMD



Fonte: Adaptado de NEELY; GREGORY; PLATTS (2005)

2.3.1 Evolução dos Sistemas de Medição

Nos últimos 30 anos, diversas mudanças vêm sendo observadas quanto à medição de desempenho nas empresas. Os primeiros indicadores e procedimentos utilizados eram voltados ao controle de contabilidade e foram desenvolvidos pela DuPont e General Motors durante o início do século XX (NELLY, 1999). Até a década de 80, os indicadores eram voltados para a medição de desempenho em termos de produtividade física ou finanças (GHALAYNI; NOBLE; CROWE, 1997). BONELIL; FLEURY; FRITSCH (1994) definem que a razão do uso dessas medidas era a predominância taylorista e fordista de padronização em massa e eficiência que dominaram as práticas gerenciais durante esse período.

FIGUEIREDO et al. (2005) separam a evolução dos SMDs em 3 fases distintas. A primeira ocorreu entre os séculos XIV e XIX, período marcado pelo surgimento das práticas de contabilidade para controle do processo e os sistemas de administração de controle de produção. A segunda se estabelece até meados da década de 80, quando a medição de desempenho passou a fazer parte do ciclo de planejamento e controle nas organizações. E a última fase se estende até os dias atuais, iniciada durante a década de 80, quando há uma modernização nos novos modelos de SMDs.

JOHNSON (1990) avalia os dados fornecidos por indicadores voltados ao modelo tradicional de contabilidade de custos como incapazes de fornecer informação sobre o grau de competitividade das empresas, no contexto atual de negócios. Além disso, GHALAYNI; NOBLE; CROWE (1997) afirmam que tais indicadores possuem um elevado custo, rápida desatualização e dificuldades de quantificação das melhorias tanto em termos monetários quanto a diversos fatores, como lead time, satisfação do cliente e qualidade do produto. MASKELL (2002) comenta que o modelo tradicional de contabilidade constitui-se de medidas inadequadas para as novas exigências dos clientes, que passaram a exigir produtos com menor tempo de entrega e maior nível de qualidade.

Segundo COSTA (2003), a insatisfação de algumas empresas, principalmente aquelas que atuam no setor automobilístico, quanto ao uso de medidas financeiras e contábeis, ocorreu a partir da identificação de mudanças de mentalidade com relação à organização da produção e ao crescimento da competitividade global. As empresas perceberam que os indicadores usados em suas gestões não eram mais eficientes, diante da crescente competitividade do mercado (SCHIEMANN; LINGLE, 1999). Esta insatisfação em relação aos SMDs tradicionais levou a um desenvolvimento de diversos modelos de sistemas que, entre outras características, incluíam indicadores não-financeiros, maior alinhamento com a estratégia das empresas e identificação de tendên-

cias e progressos (MARTINS; SALERNO, 1998). Dentre os principais modelos de SMD's, podemos destacar (MARTINS et al., 2001):

- *Performance Measurement Matrix*
- *SMART - Performance Pyramid*
- *BSC - Balanced Scorecard*
- *Integrated Performance Measurement System*
- *Performance Prism*

Para FISCHMANN; ZILBER (2009), a necessidade dos gestores e empresários de se prepararem com instrumentos gerenciais, técnicas e métodos de mínimo erro e tempo de tomada de decisões foi imposta pelo surgimento da tecnologia e da globalização.

Tais fatores geraram então uma necessidade das organizações em ampliar o foco para outras áreas, como a de inovação tecnológica e estratégias voltadas para a maximização dos lucros (PORTER, 1992), muito por conta da imprevisibilidade, instabilidade e incertezas que fizeram parte da rotina de organizações por vários anos.

Isto causou mudanças na estratégia adotada pelas empresas, sendo uma delas a adoção de novos indicadores e medidas, que fornecessem informações para a realização de previsões e tendências para as empresas (CROSS; LYNCH, 1988).

2.3.2 O Processo de Medição de Desempenho

Para atingir êxito no curto e longo prazo, é importante que a decisão dos gestores sejam tomadas com base na análise de dados históricos que foram coletados. Estes dados auxiliam no acompanhamento dos objetivos estabelecidos de acordo com a estratégia adotada. Ou seja, o nível de competitividade de uma empresa é resultado de um bom planejamento estratégico e sua correta execução (MULLER, 2003). Os dados isolados podem não se traduzir em informação útil, que influencia na tomada de decisões. É necessário que haja uma integração entre os mesmos, formando assim um sistema de medição de desempenho. FISCHMANN; ZILBER (2009) conceituam desempenho no âmbito das organizações como sendo a capacidade de alcançar resultados estratégicos pela implementação de estratégias adotadas no processo de planejamento.

A medição do desempenho é um processo crucial para o desenvolvimento e busca por melhorias, pois permite a obtenção da informação para

tomada de decisões. Ela identifica a atual lacuna entre o desempenho atual e o desejado e fornece informação sobre o progresso da redução destas diferenças (WEBER; THOMAS, 2006). Para isto, é importante que um sistema de medição de desempenho integre os diferentes pontos de uma organização, seja a planta fabril ou as ações estratégicas impostas pela administração (SINK; TUTTLE, 1993).

MIRANDA; SILVA (2002) destacam algumas razões para as organizações terem investimentos voltados para o desenvolvimento de seus sistemas de medição:

- Controlar as atividades operacionais da empresa;
- Alimentar os sistemas de incentivo de funcionários;
- Controlar o planejamento;
- Criar, implantar e conduzir estratégias competitivas;
- Identificar problemas que necessitem intervenção dos gestores;
- Verificar se a missão da empresa está sendo atingida.

GREGORY (1993), GHALAYNI; NOBLE; CROWE (1997) e MANOOCHEHRI (1999) abordam a questão da integração da melhoria contínua e a necessidade do dinamismo nos sistemas de medição. Segundo os autores, os sistemas devem ser dinâmicos para permitir a revisão periódica de áreas críticas, dados históricos, decisões e resultados. Também comentam a necessidade dos sistemas de serem capazes de fornecer a previsão de possíveis cenários futuros, para a tomada de decisões preventivas, ao invés de focarem somente em resultados passados.

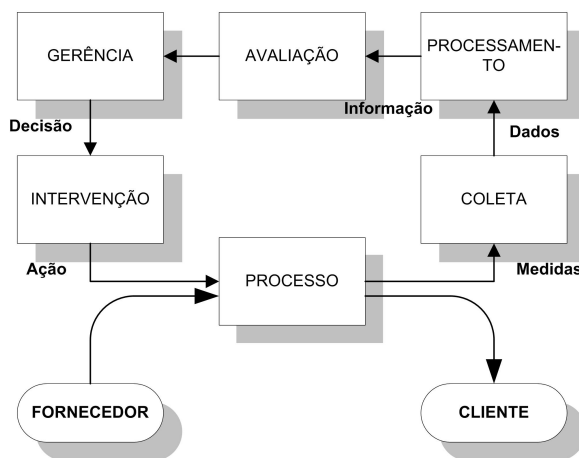
Para HARRINGTON (1993), o processo de medição é crítico para:

- Entender o que está acontecendo;
- Avaliar as necessidades e o impacto de mudanças;
- Assegurar que os ganhos realizados não sejam perdidos;
- Corrigir situações fora de controle;
- Estabelecer prioridades;
- Decidir quando aumentar responsabilidades;
- Determinar necessidades de treinamento adicional;

- Planejar para atender à novas expectativas do cliente;
- Estabelecer cronogramas realistas.

SINK; TUTTLE (1993) apresentaram em seu trabalho um modelo de sistema de medição de desempenho, envolvendo a coleta, processamento e avaliação de dados pela gerência, apresentado na Figura 2.8. O modelo coleta e processa os dados ao mesmo tempo em que são processados, fazendo a conexão fornecedor-cliente. Estes dados se tornam informação, capaz de gerar um *feedback* sobre o processo.

Figura 2.8 – Modelo de Sistema de Medição



Fonte: Adaptado de COSTA (2003)

O *feedback* do processo de medição possibilita aos gestores identificarem as capacidades da organização, pois possibilita realizar um diagnóstico da situação, acompanhar se a atividade está seguindo os padrões definidos e agir sobre possíveis desvios com ações corretivas, em tempo hábil. Também indica qual está sendo o impacto destas ações na melhoria e eficiência da atividade. Estes fatores possibilitam um melhor gerenciamento e controle da organização sobre suas atividades.

NEELY; GREGORY; PLATTS (2005) identificam em seu trabalho possíveis problemas associados ao sistema de medição de desempenho, após

a integração dos parâmetros individuais de medição. Entre estes problemas, alguns merecem destaque:

- Quais são os princípios "definitivos" do projeto do sistema de medição de desempenho;
- Como as medições podem ser integradas tanto nas ações da organização como em sua hierarquia;
- Como os conflitos entre medições de desempenho podem ser eliminados;
- Quais técnicas os gestores devem usar para reduzir o número de possíveis medidas para uma lista breve e significativa;
- Existe um sistema de medição "genérico" para toda a organização;

2.4 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O conceito de eficiência energética está ligado à minimização de perdas na conversão de energia primária em útil. As perdas ocorrem para qualquer tipo de energia, seja térmica, mecânica ou elétrica; seu uso está relacionado a diversos fatores, como a competitividade industrial e comercial, a sustentabilidade energética e a redução da emissão de poluentes (PATTERSON, 1996).

A eficiência energética corresponde à medição e análise de indicadores de desempenho com o objetivo de reduzir o uso de energia em um processo, porém sem alterar seu resultado ou produto final, mantendo os níveis de qualidade e produção. O melhor aproveitamento da energia se faz necessário para uma empresa que queira manter sua competitividade, já que a crescente demanda energética faz aumentar o preço da energia e, conseqüentemente, do produto final. Isto leva a empresa a optar por um perfil de consumo racional, promovendo a redução de custos, assim como de gases nocivos ao meio ambiente (PATTERSON, 1996).

A eficiência energética é um conceito que também pode ser explicado pela Primeira ou Segunda lei da Termodinâmica (MACHADO, 1998).

A **Primeira Lei da Termodinâmica**, também conhecida como Princípio de Joule, diz que a energia total num sistema isolado é constante, ou seja, a energia transferida para um sistema é igual à variação de sua energia interna. Pela primeira Lei, eficiência é definida como a razão entre energia que sai do processo e energia que entra nele. Segundo PATTERSON (1996), esta Lei possui um problema significativo, pois não há distinção qualitativa entre

a entrada e saída. Por exemplo, fontes de energia de alta qualidade, mais úteis e produtivas, e fontes de energia de baixa qualidade, que são menos úteis e produtivas.

A **Segunda Lei da Termodinâmica** diz que a energia de um sistema isolado tende a crescer ao longo do tempo, alcançando um valor máximo. Para esta Lei, eficiência se define como a razão entre a energia mínima teórica necessária para a realização de um processo térmico e a energia efetivamente gasta.

2.4.1 Indicadores de Eficiência Energética

Para PATTERSON (1996), "eficiência energética" é um termo genérico, e não há uma medida quantitativa e absoluta que meça com precisão a eficiência energética de um processo. Se faz necessário então uma série de indicadores que quantifiquem a eficiência energética e acompanhem sua alteração ao longo do tempo, em um determinado processo. O autor agrupa estes indicadores da seguinte forma:

- **Termodinâmico:** indicadores formados por meio de medições derivadas da ciência da termodinâmica. Alguns são simples razões, enquanto outros dão medidas mais quantificadas, que relacionam medições reais de energia com valores ideais.
- **Físico-Termodinâmico:** indicadores considerados híbridos, pois não retornam valores de mesma grandeza da entrada, mantida como energia, em unidade termodinâmica.
- **Econômico-Termodinâmico:** também são indicadores híbridos, com a saída medida em termos econômicos, como preços de mercado.
- **Econômico:** estes indicadores fazem a medição da variação de eficiência energética em valores de mercado. A entrada e saída deste indicador são enumerados em termos monetários.

De acordo com DOMANSKI; LOURENCO (2011), o indicador mais utilizado no ramo industrial é o físico-termodinâmico, pois faz a relação entre a energia consumida por produto produzido, conforme pode ser visto na Equação 2.1:

$$CEP = \frac{\text{Consumo de Energia}}{\text{Produto Produzido}} \quad (2.1)$$

Onde:

CEP = Consumo de energia por produto

Diversos processos na indústria utilizam diferentes fontes de energia para a produção, como combustíveis fósseis e vapor (SIITONEN; RAUHAMA-KI, 2009). O CEP também pode ser calculado a partir da equação 2.2:

$$CEP = \frac{E_e + E_v + E_c}{ProdutoProduzido} \quad (2.2)$$

Onde:

E_e = Energia elétrica

E_v = Energia de vapor

E_c = Energia de combustíveis

FERREIRA; FERREIRA (1994) separam os indicadores de desempenho energético em indicadores descritivos e explicativos. Os **indicadores descritivos** são utilizados na caracterização da existência de eficiência energética, não considerando as causas ou desvios que justifiquem tal eficiência. **Os indicadores explicativos** servem de auxílio, pois procuram explicar as variações e desvios nos indicadores descritivos, sejam elas estruturais, tecnológicas ou comportamentais. Os autores utilizam dois critérios para estabelecer seus indicadores:

- **critério econômico:** quando não é possível caracterizar a atividade por meio de indicadores físicos e técnicos, devido a medição da eficiência energética em um alto nível de agregação;
- **critério técnico-econômico:** quando é possível caracterizar a atividade por meio de indicadores físicos e técnicos, como a relação do consumo de energia por produto produzido. A eficiência energética pode, então, ser medida a um nível menor e mais específicos como sub-setor, ramo de atividade ou utilização final.

Para muitas empresas e organizações, porém, a utilidade destes indicadores está na intensidade energética, dada pelo inverso da eficiência energética. Tal indicador é geralmente expresso em quantidade de energia gasta por quantidade de produção, como "kWh/US\$" e "kWh/ton".

Para MARTINS (1999), a maior vantagem de se investir em eficiência energética é o fato de ela ser mais barata do que a produção de energia. Embora os investimentos em tecnologia que melhoram a eficiência serão maiores, o autor afirma que, em geral, a conservação de energia resulta em menores custos do que sua produção.

2.5 PROJETOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Um projeto de eficiência energética tem como objetivo principal reduzir o desperdício de energia elétrica advindo da ineficiência dos processos e ou equipamentos presentes nas instalações da unidade consumidora. As ações que permitem alcançar tal objetivo envolvem a substituição de equipamentos por outros de melhor rendimento, podendo estar presentes nos sistemas lumínico-técnico, motriz, aquecimento, refrigeração, ar comprimido dentre outros (CPFL, 2016).

Apesar dos ganhos financeiros e energéticos proporcionados por tais projetos, existem barreiras que impedem suas execuções e consequentemente o aproveitamento das oportunidades de aumento da eficiência energética. Estas barreiras podem ser vistas de várias perspectivas, podendo assim serem classificadas de diversas maneiras (DELGADO, 1996):

- **Tecnológicas:** indisponibilidades de equipamentos eficientes e de preço acessível; dimensionamento de serviços e equipamentos precário; uso de tecnologia pouco consolidada e certificada.
- **Culturais:** falta de conhecimento e conscientização de técnicas de uso eficiente da energia; decisão de compra do equipamento devido ao custo de venda e não aos custos durante sua vida útil; priorização aos investimentos em produção e consumo ao invés de eficiência; desconhecimento e negligência com os sistemas de gestão de energia.
- **Econômicas:** negligência do custo da energia que impacta orçamento; altos juros; incerteza quanto aos retornos financeiros e o aumento do preço da energia; risco de paralisação da produção; risco de perda de qualidade na produção.
- **Financeiras:** dificuldade de obtenção de crédito; competição com outros investimentos do próprio negócio; dificuldade em encontrar ESCO's que forneçam garantias; *payback* elevado.

2.5.1 Empresa de Serviços de Conservação de Energia

Uma empresa de serviços de energia (ESCO, do inglês *Energy Savings Company*) é uma empresa de engenharia especializada em executar serviços de conservação de energia elétrica e consumo de água nas instalações dos clientes (ABESCO, 2016).

A primeira etapa de um projeto consiste na avaliação energética das instalações elétricas do cliente. É executado um pré-diagnóstico, apresentando de forma abrangente as oportunidades de eficiência energética, e um diagnóstico energético logo após, visando detalhar as ações mais atrativas e importantes para o cliente. As etapas podem ser realizadas juntas ou separadamente (ABESCO, 2016).

Estas empresas também realizam seus serviços por meio de contratos de performance com seus clientes. Dentre as funções do contrato estão a responsabilização da ESCO na captação de recursos para as ações técnico-financeiras do projeto e divisão dos riscos com o cliente, ou seja, remunerar a empresa conforme a economia gerada pelos investimentos.

Um projeto de eficiência energética tradicional é composto pelas seguintes etapas (ABESCO, 2016):

- Contratação da ESCO para análise energética;
- Pré-diagnóstico energético e hídrico e viabilidade técnico-econômica;
- Diagnóstico detalhado: energético e hídrico;
- Viabilização do financiamento;
- Negociação do contrato;
- Contratação da ESCO como prestadora de serviços técnicos e/ou financeiros;
- Implantação das ações;
- Medição e verificação dos resultados.

2.5.2 Políticas de Eficiência Energética

Melhorias no desempenho energético de produtos comerciais são elementos essenciais para o portfólio de eficiência energética de qualquer governo; é de sua responsabilidade a elaboração de programas, voluntários ou regulamentadores, que removam produtos energeticamente ineficientes do mercado.

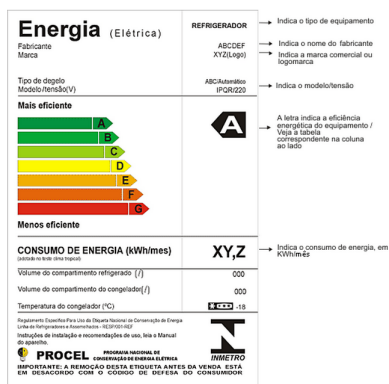
Diversos programas foram criados pelo governo a fim de estimular a inovação tecnológica, visando o desenvolvimento de produtos cada vez mais eficientes, estabelecendo níveis mínimos de desempenho energético para permitir a comercialização de certos produtos, assim como níveis máximos de

consumo de energia. Na próxima seção, serão apresentadas as principais políticas de promoção à eficiência energética que estão em vigor atualmente; elas servirão como base para a especificação e análise do método proposto, pois os motores que servirão como objeto de estudo devem respeitar as leis de comercialização de produtos e atender à padrões e requisitos de desempenho exigidos por órgãos do governo que verificam o uso racional e eficiente da energia no país.

2.5.2.1 Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE)

Este programa surgiu em 1984 a partir de um protocolo firmado entre o Ministério da Indústria e do Comércio e a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE, com intermédio do Ministério de Minas e Energia - MME. Coordenado pelo Inmetro, visa o fornecimento de informações aos consumidores sobre o desempenho de produtos, como a eficiência energética, ruído, consumo de energia entre outros. O PBE atua por meio de etiquetas informativas, como o exemplo da Figura 2.9, usada para informar o desempenho energético de refrigeradores. Cada linha de eletrodoméstico possui sua própria etiqueta, alterando-se apenas as características técnicas de cada produto. A etiquetagem é uma forma de evidenciar se os requisitos mínimos de desempenho, estabelecidos em normas e regulamentos técnicos, estão sendo alcançados (INMETRO, 2015).

Figura 2.9 – Etiqueta de Eficiência Energética do PBE



Fonte: INMETRO (2015)

O programa incentiva a competitividade do mercado, pois as etiquetas informam ao consumidor sobre o produto que está comprando, fazendo com que os fabricantes tenham que melhorar seus produtos para alcançar melhores índices de desempenho a cada nova avaliação feita pelo Inmetro. Também estabelece requisitos de segurança para os produtos, a fim de minimizar possíveis acidentes de consumo.

O PBE é atualmente composto por Programas de Conformidade (PAC) (INMETRO, 2015). São processos sistematizados, acompanhados e avaliados com o propósito de garantir níveis de segurança pré-estabelecidos em normas e regulamentos técnicos, protegendo o consumidor.

2.5.2.2 Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL)

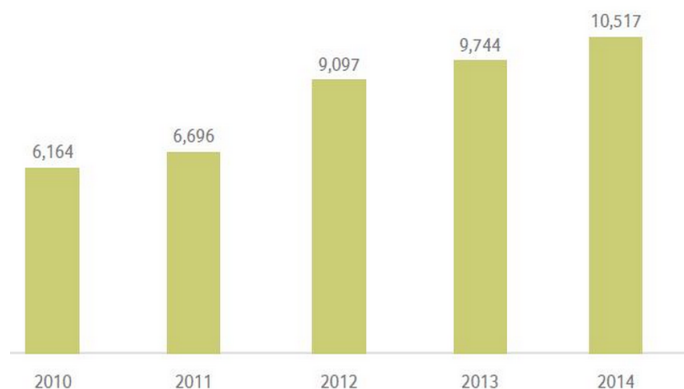
Este programa, criado em 1985, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia - MME e executado pela Eletrobrás tem como objetivo combater o desperdício de energia e promover o uso eficiente da energia elétrica, tanto no lado da produção como no do consumo, reduzindo os impactos ambientais e fomentando a criação de empregos. Entre suas áreas de atuação, estão a de iluminação pública e industrial, prédios públicos e edificações em geral, saneamento, gestão energética municipal, informações, educação, desenvolvimento tecnológico e divulgação. Seus programas de uso racional de energia acumularam, entre 1986 e 2014, uma economia de energia de mais de 80 bilhões de kWh (PROCEL, 2015). No gráfico da Figura 2.10 pode-se verificar os recentes ganhos energéticos anuais alcançados pelo programa.

Em 2002, a parceria Procel/Eletrobrás instituiu o Programa Nacional de Eficiência Energética Industrial - **Procel Indústria**. O programa atua em parceria com micro e pequenas empresas do Estado do Rio de Janeiro, instituições de ensino superior do país e entidades representativas do setor industrial brasileiro. O foco do programa é voltado aos sistemas motrizes da indústria, os maiores consumidores do segmento, o qual representou cerca de 33% do uso de energia elétrica do país em 2014 (EPE, 2015).

2.5.2.3 Comitê Gestor de Indicadores e de Níveis de Eficiência Energética (CGIEE)

Presidido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o CGIEE é composto por diversos órgãos e entidades, como o Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Agên-

Figura 2.10 – Economia de Energia nos Últimos Anos (em bilhões de kW)



Fonte: PROCEL (2015)

cia Nacional do Petróleo (ANP). O objetivo principal do comitê é estabelecer os níveis máximos de consumo de energia de aparelhos e máquinas produzidos no Brasil (CGEE, 2013), por meio da elaboração, acompanhamento e avaliação de regulamentações e planos de metas específicos para cada aparelho/máquina consumidor de energia, constituição de comitês técnicos e criação de planos de fiscalização.

Entre o período de 2001 e 2011, o CGIEE estabeleceu padrões de eficiência energética para os seguintes produtos (CGEE, 2013):

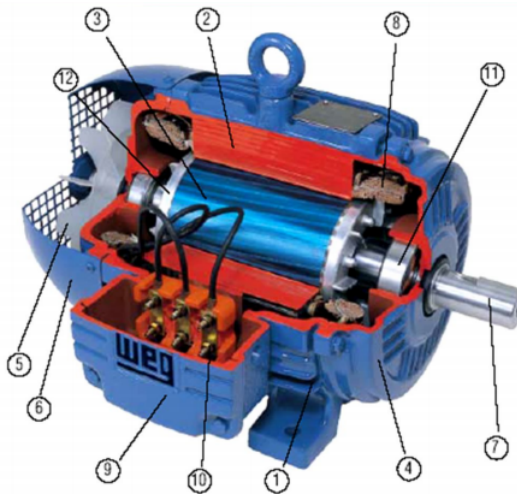
- Motores elétricos de indução trifásico;
- Lâmpadas fluorescentes compactas;
- Refrigeradores e congeladores;
- Fogões e fornos a gás;
- Condicionadores de ar;
- Aquecedores de água a gás;
- Reatores eletromagnéticos para lâmpadas a vapor de sódio a alta pressão e vapor metálico;
- Lâmpadas incandescentes.

2.6 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO MOTOR DE INDUÇÃO TRI-FÁSICO

2.6.1 Constituição Física

Os componentes básicos de um motor de indução trifásico são mostrados na Figura 2.11 e detalhados na Tabela 2.1.

Figura 2.11 – Motor de Indução Trifásico com Rotor em Gaiola de Esquilo



Fonte: (HENRIQUE, 2016)

Na Tabela 2.2 estão discriminados as principais grandezas elétricas de um motor de indução trifásico.

Das grandezas descritas na Tabela 2.2, dá-se maior importância, neste trabalho, para o conceito de **carregamento** e **rendimento**:

Carregamento: a potência trifásica entregue ao motor pode ser calculada pela Equação 2.3 (DOE, 1997).

$$P_{Entrada} = \frac{V \cdot I \cdot F \cdot P \cdot x \sqrt{3}}{1000} \quad (2.3)$$

Onde:

$P_{Entrada}$ = Potência trifásica entregue ao motor pela rede elétrica, em kW;

Tabela 2.1 – Principais Componentes de um Motor Elétrico

Ref.	Nome	Características
	Estator	Parte estática do motor, constituído de:
1	Carcaça	Geralmente em ferro fundido, sustenta todo o conjunto. Dimensionado de acordo com a potência e rotação do motor.
2	Núcleo do estator	Chapas de aço, as de boa qualidade em ferro-silício, isoladas e prensadas, destinadas a fazer circular o campo magnético do estator.
8	Enrolamento trifásico	Bobinas em fios de cobre isolado, ligadas à rede trifásica, onde circula a corrente do motor, que produz o campo magnético. Há três bobinas, uma para cada fase, iguais e defasadas geometricamente dentro do estator em 120°.
	Rotor	Parte girante do motor, constituído de:
7	Eixo	Em aço, permite a transferência de potência mecânica à carga.
3	Núcleo do rotor	Chapas de aço, semelhantes as do núcleo do estator, que completam o circuito magnético criado no parte estática.
12	Barras e anéis de curto-circuito	Em alumínio, formam a chamada gaiola de esquilo. Nelas circulam as correntes do rotor e onde é desenvolvida a força motriz.

V = Tensão eficaz de linha, média das três fases, em V;

I = Corrente eficaz de linha, média das três fases, em A;

FP = Fator de potência do motor.

A potência nominal do motor, ou seja, a qual ele foi designado e dimensionado a entregar quando em capacidade máxima, é obtida pela Equação 2.4.

$$P_{Nominal} = CVx \frac{0,735}{\eta_{Nominal}} \quad (2.4)$$

Onde:

$P_{Nominal}$ = Potência nominal do motor, em kW;

CV = Potência nominal do motor, em cavalo-vapor;

$\eta_{Nominal}$ = Rendimento nominal do motor.

A partir das Equações 2.3 e 2.4 podemos então quantificar por meio da Equação 2.5 o quanto de potência está sendo demandada pelo motor frente a sua capacidade máxima de potência, relação conhecida como carregamento.

$$\gamma = \frac{P_{Entrada}}{P_{Nominal}} x 100 [\%] \quad (2.5)$$

Onde:

γ = Carregamento do motor, em %;

$P_{Entrada}$ = Potência trifásica entregue ao motor pela rede elétrica, em kW;

Tabela 2.2 – Grandezas de um Motor de Indução

Grandeza	Símbolo	Unidade	Descrição
Potência mecânica	P_{mec}	cv	Potência fornecida no eixo do motor
Potência elétrica	P_{el}	kW	Potência fornecida ao motor
Torque	T	Nm	Torque (conjugado) desenvolvido no eixo do motor
Rotação	N	rpm	Rotação no eixo do motor
Corrente	I	A	Corrente absorvida da rede elétrica pelo motor
Tensão	E	V	Tensão da rede que alimenta o motor (tensão entre fases)
Fator de Potência	fp	1	Atraso da corrente em relação à tensão, medido pelo cosseno do ângulo de atraso
Rendimento	η	1	Relação entre a potência mecânica e a potência elétrica
Carregamento	γ	1	Relação entre a potência fornecida e a potência nominal do motor

$P_{Nominal}$ = Potência nominal do motor, em kW.

Rendimento: de acordo com MCCOY; DOUGLASS (2014), o rendimento (ou eficiência) de um motor pode ser expresso como a relação entre a potência útil entregue à carga e a potência utilizada pelo motor, entregue pela rede elétrica, apresentada na Equação 2.6.

$$\eta = \frac{P_{Saida}}{P_{Entrada}} \times 100 [\%] \quad (2.6)$$

Onde:

η = Rendimento do motor;

P_{Saida} = Potência entregue à carga pelo motor, em kW;

$P_{Entrada}$ = Potência trifásica entregue ao motor pela rede elétrica, em kW.

Quando um motor é especificado em um certo valor de cavalo-vapor, é esperado que consiga entregar esta quantidade de potência na forma de energia mecânica, em seu eixo (MCCOY; DOUGLASS, 2014).

Para melhor compreensão entre a relação das equações descritas acima, a Figura 2.12 ilustra o processo de conversão de energia eletromecânica.

2.6.2 Dimensionamento de Motores

Segundo WEG (1998), em um regime de trabalho contínuo, deve-se especificar o motor para operar entre 75% e 100% da potência nominal, cor-

respondente à faixa de melhor rendimento. Os motores que operam com um carregamento abaixo de 50% apresentam uma queda de desempenho, caracterizado pelas altas perdas frente à baixa potência sendo fornecida em seu eixo.

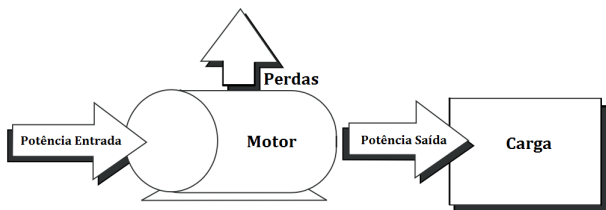
Não há inconvenientes, porém, conforme GARCIA (2003), para um motor superdimensionado, senão seu menor rendimento, visto que este estará propenso a ter uma vida útil maior e apresentar menos defeitos.

Quando há a substituição de um motor devido a defeitos, muitas vezes ocorre do motor substituto permanecer trabalhando indefinidamente, e sobredimensionado. Segundo GARCIA (2003), isto é resultado de uma má organização do setor de manutenção da fábrica, além do fato de ser inviável manter motores reservas em estoque para todos os existentes na fábrica; para o autor, a parada de produção devido a defeitos em motores é notável para a direção da fábrica, enquanto que o alto consumo de energia pode ser negligenciado.

As principais causas do uso frequente de motores sobredimensionados no Brasil são (ELETROBRAS, 2002):

- Desconhecimento das características da própria carga;
- Desconhecimentos dos métodos de dimensionamento adequados;
- Aplicação de sucessivos fatores de segurança nas várias etapas de um projeto industrial;
- Expectativa do aumento futuro de carga;
- Não especificação do fator de serviço maior que 1,0 para motores que apresentam esporadicamente picos de carga.

Figura 2.12 – Conversão Eletromecânica Motriz



Fonte: Adaptado de (MCCOY; DOUGLASS, 2014)

Os motores elétricos, quando surgiram, eram grandes e pesados, além de possuírem um baixo rendimento. Numa época em que o preço da energia era baixo a ponto de ser ignorado pelos gestores das fábricas, os fabricantes construíam motores utilizando o mínimo possível de cobre e ferro, tornando-os baratos, porém, ao mesmo tempo, ineficientes do ponto de vista energético (MCCOY; DOUGLASS, 2014). Isto foi possível por meio do desenvolvimento do material isolante utilizado no cobre, que agora podia suportar temperaturas mais elevadas. Embora isto ocasionasse maiores perdas no motor, estas podiam ser acomodadas sem danificar a isolação ou reduzir a vida útil do motor. A Tabela 2.3 ilustra a evolução no tempo do rendimento dos motores elétricos (MCCOY; DOUGLASS, 2014).

Tabela 2.3 – Evolução do Rendimento dos Motores Elétricos [%]

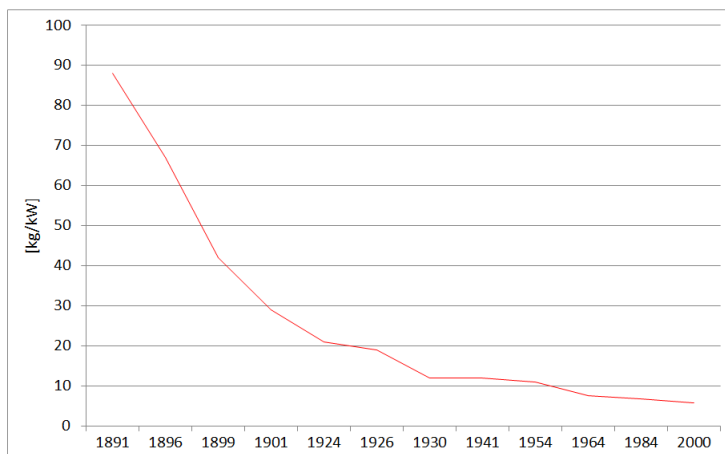
POTÊNCIA NOMINAL (HP)	1944	1955	1965	1980	1994	2004	2012
7,5	84,5	87,0	84,0	-	85,5	89,5	91,7
15	87,0	89,5	88,0	86,5	86,6	91,1	92,4
25	89,5	90,0	89,0	88,0	89,3	92,4	93,6
50	90,5	91,0	91,5	90,4	91,3	93,2	94,7
100	91,5	92,0	92,0	91,6	92,3	94,5	95,4

Com o passar dos anos, novas tecnologias permitiram a construção de motores mais eficientes e utilizando as mesmas quantidades de ferro e cobre que antigamente (GARCIA, 2003). Isto resultou em uma queda nos índices kg/kW e R\$/kW. Na Figura 2.13, podemos ver a evolução no tempo da construção dos motores elétricos.

Porém, menos cobre e ferro na fabricação do motor implica em uma maior densidade de fluxo e, conseqüentemente, queda em seu rendimento. Os fabricantes, então, propuseram alterações na construção dos motores de alto rendimento, agora com maior custo de fabricação (mais material empregado) porém menores custos durante sua vida útil (custo de aquisição e de operação) (GARCIA, 2003).

Estes motores são apresentados como uma alternativa na redução do consumo de energia elétrica, embora não sejam a solução final com relação aos motores de indução, pelo fato de serem suscetíveis aos mesmos fatores exógenos que os motores padrão, como condições do alimentador, métodos de partida e ambientes de trabalho (GARCIA, 2003).

Figura 2.13 – Evolução da Construção dos Motores Elétricos [kg/kW]



Fonte: Adaptado de MARQUES; HADDAD; MARTINS (2006)

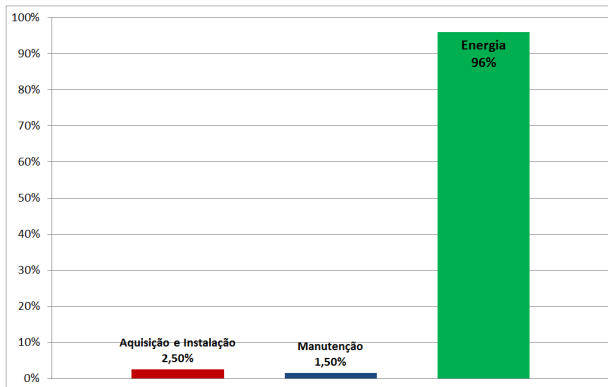
Os motores de alto rendimento (AR) são otimizados pelos seguintes aspectos (MARQUES; HADDAD; MARTINS, 2006):

- **Aumento na quantidade de cobre nos enrolamentos do estator:** reduzem as perdas por efeito Joule no estator e sua temperatura de operação, prolongando sua vida útil;
- **Superdimensionamento das barras do rotor:** diminuição das perdas por efeito Joule no rotor;
- **Otimização no projeto das ranhuras:** garante uma maior liberação de calor;
- **Uso de chapas de ferro de alta qualidade:** reduzem as perdas no ferro;
- **Otimização no projeto dos ventiladores e rolamentos:** reduzem as perdas por atrito;
- **Tratamento térmico das chapas do estator e rotor:** reduzem as perdas suplementares.

A desvantagem do motor AR está em seu custo, cerca de 20 a 30% maior do que motores padrão. Porém, isto não justifica que seja inviável a

substituição de motores deste tipo em operação por motores AR, ou mesmo a compra de motores AR para novas instalações elétricas; conforme AMÉRICO (2003), o custo da energia elétrica consumida por um motor pode chegar a 100 vezes o seu preço de aquisição, durante sua vida útil. Um estudo publicado pela Revista Eletricidade Moderna também confere com estes números, ilustrados no gráfico da Figura 2.14.

Figura 2.14 – Custos de um Motor Elétrico em 10 Anos



Fonte: Adaptado de EM (2008)

2.6.3 Estados de Operação de um Motor

Os motores possuem os seguintes estados de operação:

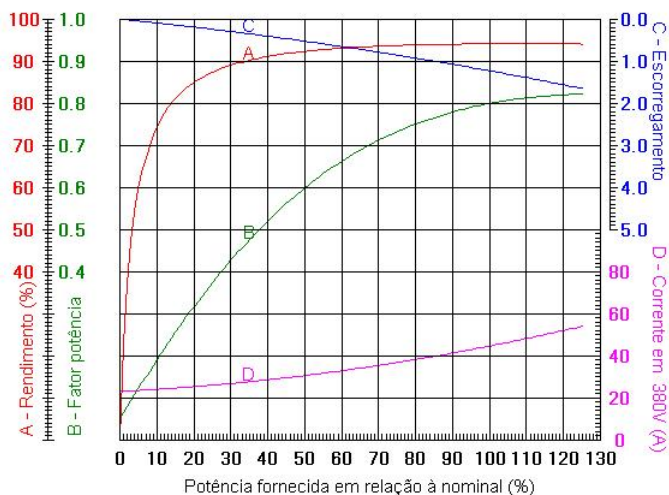
Motor com carga nominal: estado em que o motor opera a 100% de carga, ou seja, na potência a qual foi projetado. Um motor "rotulado" como 50 cv é aquele dimensionado para fornecer uma potência mecânica em seu eixo de 50 cv. Todos os valores de grandezas presentes em sua placa de identificação são referentes à condição nominal.

Motor sem carga ou a vazio: estado em que o motor opera a 0% de carga, ou seja, desacoplado. Embora não esteja produzindo nenhum torque, certas grandezas, como corrente e potência elétrica, não apresentam valores nulos, porém são os mínimos possíveis. Nesse estado, a rotação atinge o valor máximo.

Motor com carga acima da nominal ou em sobrecarga: estado em que o motor opera com uma carga acima a que foi projetado. O motor irá perder rotação e sua corrente aumentará, podendo causar superaquecimento e danos em seu enrolamento interno. Neste caso, pode haver uma proteção contra sobrecorrente que desligará o motor quando necessário.

A Figura 2.15 apresenta a variação típica de certas grandezas do motor de indução com relação à carga em seu eixo.

Figura 2.15 – Curvas de Desempenho de um Motor de 25 cv



Fonte: (WEG, 2016)

Rendimento: acima de 75% de carregamento, assume um valor constante. Porém, abaixo de 40%, o rendimento diminui drasticamente, indicando o fato de que operar motores com baixa carga (ou sobredimensionados) é uma prática ineficiente.

Fator de Potência: assim como rendimento, reduz drasticamente abaixo de 40% de carregamento.

Escorregamento: definido com a velocidade relativa do rotor em relação ao campo girante, em termos percentuais. Atinge um pouco mais de 2% em carga nominal, sendo nulo quando o motor está a vazio.

Corrente: Cresce conforme o aumento da carga no eixo do motor. Quando sem carga, a corrente possui um valor não-nulo.

2.6.4 Perdas em Motores

As perdas podem ser classificadas em perdas fixas, que não dependem da carga, variáveis, que variam com o carregamento do motor e suplementares, que ocorrem por outros fatores (MOREIRA et al., 2000).

- **Perdas Fixas**

Perdas no núcleo: ocorrem devido a fenômenos gerados pela atuação do campo magnético no ferro, como a histerese e correntes parasitas. Dependem da frequência da rede, da densidade máxima de fluxo no ferro e do material magnético utilizado no motor.

Perdas mecânicas: ocorrem devido ao atrito que surge nos mancais e rolamentos do motor, assim como a resistência do ar à movimentação do rotor. Em carga nominal, esta parcela da perda total é baixa.

- **Perdas Variáveis**

Perdas no estator: estas perdas surgem devido ao efeito Joule, que é definido como aquecimento do condutor devido à passagem de corrente, variando conforme a resistência do condutor e o quadrado da corrente que por ele circula. Neste caso, dependerá do comprimento e da bitola do enrolamento do estator.

Perdas no rotor: assim como no estator, as perdas no rotor acontecem devido ao efeito Joule na gaiola do rotor, e depende da carga no eixo do motor, do material do condutor da gaiola (em geral, alumínio) e de suas dimensões (seção reta e comprimento das barras). São proporcionais ao escorregamento do motor.

- **Perdas suplementares:** surgem devido à vários fenômenos, como distribuição não uniforme da corrente nos enrolamentos, saturação do núcleo e imperfeições na densidade de campo magnético (ranhuras no estator e rotor). Tais fenômenos estão associadas aos parâmetros construtivos do motor, como o design dos enrolamentos do estator, largura do entreferro, abertura das ranhuras e superfície dos materiais magnéticos do estator e rotor. Em motores maiores, tais perdas podem chegar aos mesmos valores que as observadas no estator devido ao efeito Joule (MOREIRA et al., 2000).

A Tabela 2.4 apresenta uma distribuição percentual típica de perdas em motores de diferentes potências e operando em regime nominal (MOREIRA et al., 2000).

Tabela 2.4 – Distribuição Percentual de Perdas em Motores

POTÊNCIA NOMINAL (HP)	25	50	100
Perdas no Núcleo (%)	15	20	13
Perdas Mecânicas (%)	7	8	14
Efeito Joule no Estator (%)	42	38	18
Efeito Joule no Rotor (%)	21	22	18
Perdas Suplementares (%)	15	12	27

2.6.5 Baixa Eficiência em Motores

Os motores são considerados máquinas de elevada eficiência, esta representada pelos níveis de rendimento, geralmente acima dos 90%. Porém, este rendimento pode diminuir, dependendo da ocasião e estado em que o motor se encontra. Pode-se notar quatro causas principais para baixa eficiência em motores (GARCIA, 2003):

- **Motor sobredimensionado/operando com pouca carga:** Como observado na Figura 2.15, página 57, a queda brusca no rendimento ocorre ao operar o motor com cargas baixas, em torno de 40% da carga nominal. A faixa ideal de trabalho se dá entre 75% e 100% de carga. O dimensionamento de motores deve levar em consideração o torque de partida da carga e o regime de funcionamento, já que, em algumas situações, é necessário o uso de motores de maior porte para suprir as características da carga (WEG, 1998).
- **Motor rebobinado:** Os motores em geral apresentam um defeito comum, conhecido como a "queima", que nada mais é do que a perda da isolamento dos condutores que compõem o enrolamento, que, dependendo da tensão de operação, pode ser feita de esmalte ou papel, causada principalmente pelo calor gerado no interior do motor. A falta de isolamento pode levar a um curto-circuito entre bobinas de mesma fase, fases diferentes ou mesmo entre fase e carcaça (aterrada em potencial nulo). Como solução, é feito o rebobinamento do motor, ou seja, são trocadas as bobinas danificadas por outras com a isolamento intacta. Po-

rém, este processo pode alterar as características originais do motor. Se caso for observado um rigor técnico no procedimento de rebobinamento, não haverá nenhuma alteração. Utilizar bobinas de bitola diferente da original, por exemplo, pode levar a uma queda de desempenho e aumento das perdas no cobre. Em seu estudo, BORTONI et al. (1999) tiraram conclusões significativas a respeito do desempenho de motores antes e após seu reparo em diversas oficinas. Foi observado que alguns motores realmente mostraram um melhor desempenho após o reparo, porém a qualidade do material e equipamentos empregados, assim como os procedimentos adotado pela oficina, é fundamental para o sucesso do reparo.

- **Instalação:** alguns fatores mecânicos, como a fixação, alinhamento, temperatura e ambiente em que o motor se situa podem influenciar nas perdas do motor, afetando o desempenho. Porém, estes fatores nem sempre são facilmente mensuráveis quando se quer analisar seus impactos na eficiência do motor.
- **Alimentação elétrica:** Na rede em que o motor está alimentado, pode haver a existência de harmônicos e desequilíbrio entre as fases. Os harmônicos, distúrbios nas formas senoidais de tensão e corrente, podem ocorrer devido a aparelhos eletrônicos também ligados a rede. Já o desbalanceamento entre fases pode provir da própria rede distribuidora, assim como da diferença de indutância entre os cabos de alimentação do motor.
- **Manutenção:** BORTONI et al. (1999) também apontam em seu estudo que a limpeza do motor pode melhorar seu desempenho, após terem observados as perdas por atrito e ventilação diminuíram após a limpeza. Outros fatores como lubrificação, ambiente limpo, boas conexões também podem influenciar no desempenho do motor.

2.7 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Nesse capítulo, foi apresentada uma revisão sobre os SMD's e indicadores de desempenho. Estes conceitos foram utilizados para descrever os sistemas e indicadores que tratam da eficiência energética. Também foram abordadas as políticas de eficiência energética que estabelecem regras e recomendações na manufatura de produtos e consumo da energia, assim como as principais características e grandezas a respeito do motor de indução de trifásico.

No próximo capítulo, será explicado como funciona a tarifação e o faturamento de energia no Brasil, passando pelos conceitos básicos, grupos de consumidores, modalidades tarifárias e equacionamentos do faturamento.

3 TARIFAÇÃO E FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo, são apresentados o modo com que a tarifação e o faturamento de energia são aplicados no país. Também são detalhados conceitos básicos relacionados à energia elétrica, como a demanda de potência.

3.1 CONCEITOS BÁSICOS

Para a melhor compreensão e entendimento deste trabalho, são adotadas as seguintes definições, conforme o Art. 2º da Resolução ANEEL N°456, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabelece, de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

- **Carga Instalada:** soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).
- **Contrato de Fornecimento:** instrumento contratual em que a concessionária e o consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo A ajustam as características técnicas e as condições comerciais do fornecimento de energia elétrica.
- **Demanda:** média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado (kW ou kVAr).
- **Demanda Contratada:** demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).
- **Demanda de Ultrapassagem:** parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW).

- **Demanda Faturável:** valor da demanda de potência ativa, identificada de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).
- **Demanda Medida:** maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).
- **Estrutura Tarifária:** conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.
- **Horário de Ponta:** correspondente ao intervalo de três horas consecutivas, definido por cada concessionária local, compreendido entre as 17 e 22 horas, de segunda à sexta-feira.
- **Horário Fora de Ponta:** correspondente às horas complementares às relativas ao horário de ponta, acrescido de total das horas dos sábados e domingos.
- **Fator de Carga:** razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidoras ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado.
- **Fator de Demanda:** razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora.
- **Fator de Potência:** razão entre a energia elétrica ativa e raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétrica ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado.
- **Fatura de Energia Elétrica:** nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação de serviço público de energia, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.
- **Modulação:** corresponde a redução percentual do valor de demanda no horário de ponta em relação ao horário fora de ponta.
- **Potência Disponibilizada:** potência que o sistema elétrico da concessionária deve dispor para atender às instalações elétricas da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL N°456.

- **Potência Instalada:** soma das potências nominais de equipamentos elétricos de mesma espécie instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento.
- **Tarifa:** preço da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potências ativas.
- **Tarifa Monômnia:** tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa.
- **Tarifa Binômnia:** conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.
- **Tarifa de Ultrapassagem:** tarifa aplicável sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a contratada, quando exceder os limites estabelecidos.
- **Tolerância de Ultrapassagem:** tolerância dada aos consumidores das tarifas horo-sazonais para fins de faturamento de ultrapassagem de demanda. Esta tolerância é de 5% para os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69kV, 10% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69kV com demanda contratada superior a 100kW, e por fim 20% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69kV com demanda contratada de 50 a 100kW.

3.2 TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A tarifação de energia elétrica tem como objetivo a captação de recursos afim de garantir o funcionamento pleno do Sistema Interligado Nacional (SIN), com um fornecimento de energia de qualidade, e assegurar aos prestadores de serviços recursos para cobrir os custos operacionais e investimentos necessários para a expansão e manutenção do sistema (ANEEL, 2015). Seus valores são definidos e publicados por meio de resolução pela ANEEL, de acordo com o que está estabelecido por lei e nos contratos de concessão assinados com as empresas.

Estes contratos preveem três mecanismos de atualização tarifária, sendo eles (ANEEL, 2013):

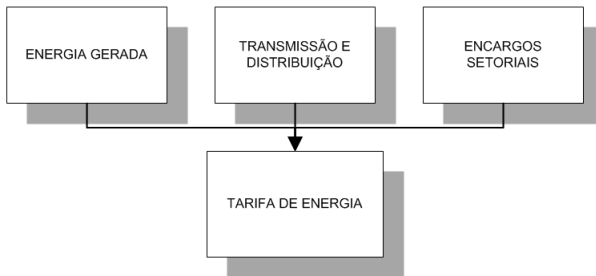
- Reajuste anual, realizado na data de aniversário do contrato com a distribuidora;

- Revisão tarifária periódica, realizado em média a cada quatro anos;
- Revisão tarifária ordinária, realizado quando necessário;

Essa atualização tarifária é essencial para manter um equilíbrio econômico, afim de garantir a continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica à sociedade.

A tarifa de energia considera três custos distintos, apresentados na Figura 3.1. Porém, este valor publicado ainda não é o mesmo cobrado dos consumidores. Com base nestes valores, as distribuidoras de energia incluem seus tributos (PIS, COFINS, ICMS), além da taxa COSIP, para então emitir o valor final da tarifa. Estes tributos são inclusos na tarifa aplicada, fazendo parte de sua própria base de cálculo, apresentado na Equação 3.1.

Figura 3.1 – Composição da Tarifa de Energia



Fonte: adaptado de (ANEEL, 2013)

$$TF = \frac{VT_{ANEEL}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (3.1)$$

Onde:

TF = Tarifa final de energia;

VT_{ANEEL} = Valor de tarifa publicado pela ANEEL;

PIS = Programa de Integração Social, em %;

$COFINS$ = Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social, em %;

$ICMS$ = Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços, em %.

3.3 FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

As faturas de energia elétrica são formadas pela soma de dois grupos de faturamento (além dos encargos e tributos, definidos neste capítulo) (TAMIETTI, 2009):

- Parcela referente ao consumo de energia e demanda de potência ativas (incluindo multas por ultrapassagem de demanda contratada, não havendo para o consumo);
- Parcela referente ao consumo de energia e demanda de potência reativas excedentes, quando aplicável (incluindo multas por ultrapassagem de consumo reativo, não havendo para demanda reativa).

Para melhor compreensão da fatura, a Tabela 3.1 apresenta sua composição.

Tabela 3.1 – Composição da Fatura de Energia Elétrica

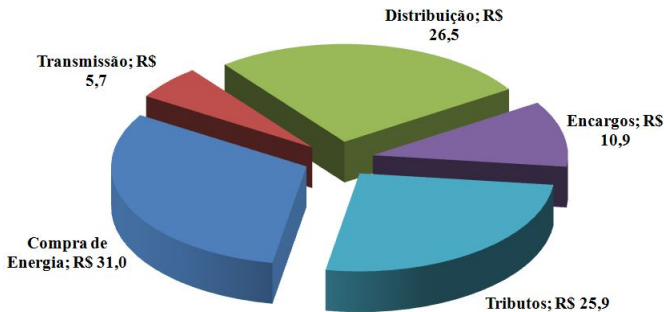
FATURAMENTO ATIVO	SIGLA	FATURAMENTO REATIVO	SIGLA
Parcela de consumo de energia ativa	P_c	Parcela de consumo de energia reativa excedente	FER
Parcela de demanda de potência ativa	P_d	Parcela de demanda de potência reativa excedente	FDR
Parcela de ultrapassagem de demanda contratada	P_u	Parcela de ultrapassagem de energia reativa excedente	$FER_{ultrapassagem}$

A tarifa de consumo cobre as despesas com a geração de energia, formada pela tarifa de energia (TE) e encargos incidentes sobre a parcela de consumo; a tarifa de demanda cobre as despesas com o transporte da energia, ou seja, transmissão e distribuição, formada pela tarifa de transporte (chamada de "parcela de fio") e encargos incidentes sobre a parcela de demanda (TAMIETTI, 2009).

A Figura 3.2 apresenta a composição média de uma fatura de energia. A Lei nº12.783, de 2013, causou uma redução de cerca de 20% na fatura da energia, passando seu preço de anterior de R\$ 100,00 para R\$ 79,80. As principais alterações no cálculo da fatura, que permitiram esta redução, foram (ANEEL, 2015):

- Diminuição no preço de alocação de cotas de energia, resultantes das geradoras com concessões renovadas;
- Redução da receita das transmissoras com concessões renovadas;
- Redução dos encargos setoriais, com a extinção da Reserva Global de Reversão (RGR) e o aporte direto do Tesouro Nacional;
- Retirada de subsídios da estrutura da tarifa.

Figura 3.2 – Composição Média de uma Fatura de Energia de R\$100,00 Reais, em 2011



Fonte: adaptado de (ANEEL, 2015)

Mais adiante neste capítulo, será detalhada a composição de fatura de energia elétrica de cada modalidade tarifária em particular.

3.4 GRUPOS CONSUMIDORES

Um consumidor defini-se como qualquer pessoa física ou jurídica que solicita a concessionária o fornecimento de energia elétrica, se responsabilizando pelo pagamento das faturas e demais obrigações fixadas em regulamentos (ANEEL, 2000).

Atualmente, o mercado é dividido em consumidores cativos, vinculados a concessionária que atende a seus endereços e livres, com direito a escolha de sua concessionária de fornecimento. No tocante à qualidade de energia e à segurança de sua oferta, não há diferenças entre consumidores cativos e livres. Os consumidores cativos pagam às companhias de distribuição pelo acesso e uso de suas redes, em valores equivalentes aos que são pagos pelos consumidores livres; a diferença está na compra de energia. Enquanto os consumidores cativos têm o preço da energia fixado por tarifas,

sem margem de negociação, os consumidores livres negociam com a unidade fornecedora seus próprios preços, quantidades, prazos de entrega, garantias e reajustes (SILVA; JANNUZZI, 2009).

3.4.1 Consumidores Cativos

Estes consumidores são em geral formados pela classe residencial, industrial e rural e classificados pelo nível de tensão em que são atendidos da seguinte forma (ANEEL, 2000):

- Consumidores do Grupo A - Tarifação Convencional Binômia;
- Consumidores do Grupo A - Tarifação Horo-Sazonal;
- Consumidores do Grupo B - Tarifação Convencional Monômia.

O mercado cativo apresenta as seguintes características (TRACTEBEL, 2015):

- A energia é suprida pela distribuidora na qual a unidade consumidora está conectada, sendo que o valor pago já inclui o custo da energia e do serviço de uso da transmissão e distribuição (serviço de fio);
- Não há preço de energia e sim uma "tarifa de energia", cujo valor é definido anualmente pela ANEEL para cada distribuidora;
- O consumidor não tem liberdade para negociar as condições de contratação e flexibilidades de seu suprimento de energia para atendimento das necessidades de seu negócio, devendo seguir as determinações da distribuidora;
- O consumidor fica sujeito à imprevisibilidade da variação anual do valor das tarifas das distribuidoras, o que traz incertezas quanto ao custo de energia para a indústria e comércio.

A tarifa do consumidor cativo é composta por basicamente três parcelas (TRACTEBEL, 2015):

Parcela de energia: dada pela tarifa de energia (TE), resultante dos custos médios de todos os contratos de compra de energia que a empresa distribuidora possui com diferentes geradoras e comercializadoras, além de eventual geração própria.

Parcela de fio: dada pela tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), referente aos custos pagos às empresas transmissoras para receber em suas linhas de transmissão a energia produzida nas geradoras e operação e remuneração dos investimentos feitos na manutenção e ampliação de sua rede de distribuição.

Outros custos: custos referentes a perdas técnicas e não técnicas, impostos, tributos e encargos do setor elétrico.

3.4.1.1 Grupo A

Grupamento composto por unidades consumidoras atendidas em nível de tensão igual ou superior a 2.300 V, ou, ainda, nível de tensão inferior a 2.300 V a partir de sistema subterrâneo de distribuição, caracterizado pela estruturação tarifária binômia (COPEL, 2005). É dividido nos subgrupos apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Tensão de Fornecimento Grupo A

SUBGRUPO	TENSÃO DE FORNECIMENTO
A1	>230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo

Este grupo possui poucos consumidores, em geral devido a elevada demanda e consumo de energia; algumas concessionárias nem ao menos possuem tarifas para a classe A1 por não possuírem clientes deste porte. A expressiva maioria dos consumidores está inserida no subgrupo A4, e uma menor quantidade nos subgrupos A3 e A3a, normalmente voltadas ao atendimento na classe rural (SILVA; JANNUZZI, 2009).

3.4.1.2 Grupo B

Grupamento composto de unidades consumidoras atendidas em nível de tensão inferior a 2.300 V, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2.300 V e faturadas neste grupo, conforme os termos definidos nos artigos 79 a 81 da Resolução ANEEL N°456 (COPEL, 2005). É caracterizado pela tarifa

monômia, sendo esta faturada por parcelas de consumo e fator de potência. Sua divisão é apresentada na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Tensão de Fornecimento Grupo B

SUBGRUPO	TENSÃO DE FORNECIMENTO
B1	Classe residencial e residencial baixa renda
B2	Classe rural (agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural)
B3	Demais classes (industrial, comercial, serviços, poder e serviço público)
B4	Classe de iluminação pública

Aqui, se situam os clientes de menor porte de consumo de energia, classificados como de baixa tensão. Para haver o fornecimento de energia, é necessário a aceitação dos termos de um contrato de adesão, com o fim de regular as relações entre a concessionária e a unidade consumidora (ANEEL, 2000).

3.4.2 Consumidores Livres

Segundo a Resolução ANEEL N°456, da ANEEL, o consumidor livre é definido como aquele que pode optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos específicos.

Dentre as vantagens de fazer parte do mercado livre de energia, se destacam (CELESC, 2015):

- Liberdade na negociação diretamente com o fornecedor de energia;
- Possibilidade de adequação da compra de energia ao processo produtivo;
- Previsão orçamentária;
- Gerenciamento de energia elétrica como "matéria prima";
- Preços mais competitivos (redução do custo entre 10% e 30%);
- Poder de alocação da energia entre unidades industriais.

O mercado de consumidores, quando segmentado com base no valor da fatura de energia, permite identificar a sua representatividade, do ponto de vista econômico, para com os fornecedores de energia. Para os consumidores

livres, isto vale não só para a distribuidora, mas também para a geradora e comercializadora de energia. A busca pelos melhores valores/benefícios dentre as diferentes distribuidoras de energia torna o mercado livre um ambiente acirrado e competitivo, já que os clientes compreendem que a qualidade da compra de seus insumos é intimamente relacionada ao sucesso a à perpetuação de seus negócios (SILVA; JANNUZZI, 2009).

No tocante ao consumidor livre, três leis são de grande destaque (FLOREZZI, 2009):

- **Lei n°9.074 de 07/07/1995**

- Criação do mercado livre de energia.
- O consumidor cativo pode se tornar livre se caso tiver demanda contratada maior ou igual a 10 MW, atendido em tensão maior ou igual a 69 kV e fornecimento de energia por meio de um Produtor Independente de Energia - PIE.

- **Lei n°9.648 de 27/05/1998**

- Os consumidores que atendem aos requisitos da Lei n°9.074 agora podem comprar energia não só de PIEs mas também de qualquer concessionária de energia do sistema interligado.
- Em 08/07/2000, o consumidor pode se tornar livre se tiver uma demanda mínima de 3 MW e atendido em qualquer nível de tensão.
- Consumidores de demanda maior ou igual a 500 kW e atendidos em qualquer nível de tensão podem comprar energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

- **Lei n°10.438 de 26/04/2002**

- Consumidores livres podem retornar à condição de cativos, porém somente os que compram energia de fontes incentivadas (energia solar, eólica e biomassa) e PCHs; os demais consumidores, após passarem para livres, devem comprar energia da concessionária local por um prazo mínimo de 5 anos, ou antes se houver concordância da distribuidora.

3.5 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Este sistema tem como objetivo deixar a informação sobre os custos com a energia mais precisa e transparente ao consumidor. As cores das ban-

deiras indicam as condições de geração de eletricidade, podendo o preço da energia alterar conforme tal condição.

As bandeiras são uma forma diferente de apresentar os gastos com a geração, que já estavam incluídos na fatura mas geralmente passavam despercebidos (ANEEL, 2015b).

O sistema possui 3 bandeiras:

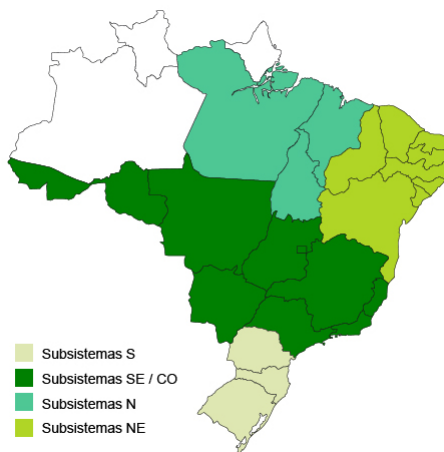
Bandeira verde: condição favorável para a geração de energia. A fatura de energia não sofre acréscimo de preço, e não há acréscimo na aplicada no consumo de eletricidade;

Bandeira amarela: condição menos favorável para a geração de energia. A tarifa de consumo sofre um aumento de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha: condição precária para a geração de energia. A tarifa de consumo sofre um aumento de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

As bandeiras tarifárias são faturadas para todos os consumidores cativos, independente de seu grupo, e determinadas conforme os subsistemas, apresentados na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Subdivisão do Sistema Tarifário



Fonte: (ANEEL, 2015b)

3.6 DEMANDA DE POTÊNCIA E DIFERENCIAÇÃO DE HORÁRIOS

Demanda de Potência: A demanda de potência é definida pela média das potências elétricas ativas instantâneas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado (COPEL, 2005).

Para o faturamento da energia elétrica em território nacional, as concessionárias adotam intervalos de integração de 15 minutos. Cada ponto de medição é formado pelo somatório da energia elétrica consumida pela unidade consumidora nos últimos 15 minutos, em kWh. Assim, um dia de faturamento é composto por 96 pontos de medição (TAMIETTI, 2009).

Deste modo, a demanda de energia (medida em kW ou mW) de um intervalo de medição se dá pelo consumo de energia elétrica registrado dividido por $1/4$ de hora, ou 15 minutos, apresentada na Equação 3.2.

$$D = \frac{C}{1/4} \quad (3.2)$$

Onde:

D = Demanda de energia de um intervalo de 15 minutos, em kW

C = Consumo de energia registrado em 15 minutos, em kWh

A demanda de energia pode ser classificada em:

Demanda Contratada: Demanda de potência ativa que deve ser obrigatória e continuamente fornecida pela concessionária, no ponto de entrega, fixada por contrato de fornecimento. Deve ser integralmente paga, tendo sido utilizada em sua totalidade ou não, durante o período de faturamento, expressa em kW.

Demanda de Ultrapassagem: Parcela de demanda medida excedente ao valor da demanda contratada, expressa em kW. É cobrado uma tarifa de ultrapassagem sobre esta diferença, mais cara que a tarifa de demanda usual, expressa em kW.

Demanda Faturável: Demanda de energia ativa que será faturada ao final do período de faturamento, expressa em kW.

Demanda Medida: Maior demanda de potência ativa medida durante o período de faturamento, expressa em kW.

O faturamento da parcela de demanda, para todas as modalidades tarifárias, pode ocorrer de três maneiras (TAMIETTI, 2009):

- **Demanda registrada (medida) inferior à demanda contratada:** aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada;

- **Demanda registrada superior à demanda contratada, porém dentro do limite de tolerância de ultrapassagem:** aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada;
- **Demanda registrada superior à demanda contratada e além do limite de tolerância de ultrapassagem:** aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada, e soma-se a isso a aplicação da tarifa de ultrapassagem correspondente à diferença entre a demanda registrada e a demanda contratada.

Horário de Ponta: Período definido pela concessionária e composto por três horas consecutivas, de segunda a sexta-feira, entre 17:00h e 22:00h, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados definidos por lei federal (ANEEL, 2000; TAMIETTI, 2009).

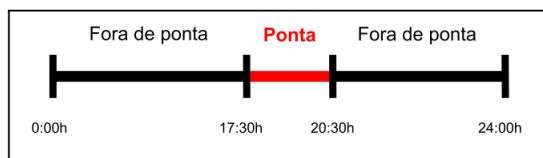
Neste intervalo, a energia se torna mais cara, visto que as redes de distribuição atingem seu pico de consumo por volta das 19 horas. Isto motiva empresas e indústrias a evitarem seus funcionamentos neste horário, como forma de reduzir suas contas mensais de energia (TAMIETTI, 2009).

Um novo consumidor neste período resulta em maiores gastos para a concessionária, visto a necessidade de ampliação do sistema para atender a todas as unidades consumidoras no horário de ponta.

Horário Fora de Ponta: Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta, de segunda a sexta-feira, além sábados, domingos e feriados inteiros (ANEEL, 2000; TAMIETTI, 2009).

Para melhor entendimento, a Figura 3.4 ilustra uma das possibilidades de relação entre os horários.

Figura 3.4 – Horário de Ponta e Fora de Ponta



Fonte: (TAMIETTI, 2009)

3.7 MODALIDADES TARIFÁRIAS

Define-se estrutura tarifária como o conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento (ANEEL, 2000).

A conta de energia elétrica nada mais é do que um reflexo de como a energia é utilizada pela unidade consumidora, e sua análise é primordial para estabelecer uma relação entre hábitos e consumo de tal unidade. Este conhecimento leva a uma escolha mais adequada de tarifação, dentre as alternativas de enquadramentos tarifárias disponíveis ao consumidor, e menores despesas com o uso da energia (TAMIETTI, 2009).

Dentre as causas mais comuns do encarecimento da conta de energia elétrica, podemos citar (EDP, 2004):

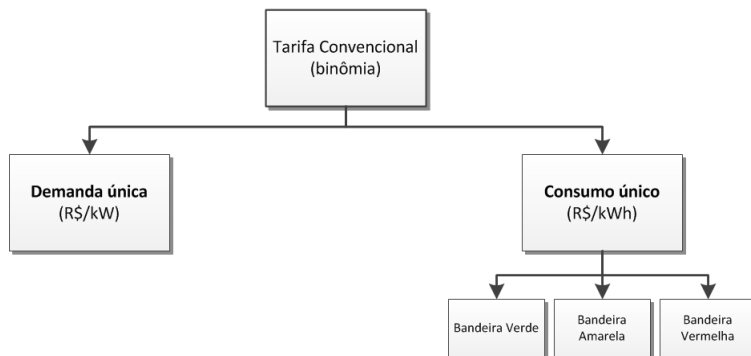
- Enquadramento em estrutura tarifária inadequada às necessidades da unidade consumidora;
- A fixação de valores de demanda contratada incompatíveis com a utilização, podendo estes serem muito superiores à necessidade, sujeitando a unidade consumidora ao pagamento desnecessário de demanda, ou, quando inferiores, ao pagamento de penalidades pela ultrapassagem dos valores contratados;
- A baixa eficiência na utilização da energia elétrica, normalmente causada por processos produtivos irregulares e equipamentos ultrapassados;
- O baixo fator de potência da unidade consumidora.

Assim sendo, a compreensão da estrutura tarifária e como são calculados os valores expressos em notas fiscais de energia elétrica são fatores importantes para a tomada de decisões em projetos que envolvem a conservação de energia elétrica (TAMIETTI, 2009).

3.7.1 Tarifa Convencional

A estrutura tarifária Convencional se caracteriza pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente do horário de uso da energia (ponta ou fora de ponta), ilustrado na Figura 3.5 (ANEEL, 2000).

Figura 3.5 – A Estrutura Tarifária Convencional



Fonte: (TAMIETTI, 2009)

A fatura de energia elétrica destes consumidores pode ser formada por até três parcelas, sendo elas a de consumo, demanda e ultrapassagem. A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a contratada em mais de 5%, com esta tolerância podendo variar de acordo com a tensão de atendimento (TAMIETTI, 2009).

O enquadramento na tarifa Convencional exige um contrato entre consumidor e concessionária, no qual pactua-se um único valor de demanda pretendida pelo consumidor (demanda contratada) (PROCEL, 2002). Isto aplica-se para unidades consumidoras do grupo A (binômia), visto que o faturamento do grupo B (monômia) é dado somente pela parcela de consumo de energia elétrica (R\$/kWh), caracterizando uma tarifa monômia.

O consumidor do Grupo A, especificamente dos subgrupos A3a, A4 e AS, é apto ao enquadramento na tarifação Convencional quando sua demanda contratada for inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, três registros consecutivos ou seis registros alternados de demanda superior a 300 kW (PROCEL, 2002). Se este for o caso, é obrigatório seu enquadramento em uma das estruturas tarifárias horo-sazonais.

Em linhas gerais, a estrutura tarifária Convencional é indicada para unidades consumidoras comerciais e residenciais, em que o período de maior uso de energia se dá por volta das 18 às 21 horas (EDP, 2004).

Faturamento de Energia e Demanda da Tarifação Convencional

- **Parcela de consumo (Pc):** A parcela de consumo é obtida fazendo a multiplicação do consumo de energia ativa medido no período de faturamento pela tarifa de consumo convencional em vigência, apresentada na Equação 3.3 (TAMIETTI, 2009):

$$Pc = CA \times TCA_{conv} \quad (3.3)$$

Onde:

Pc = valor do faturamento referente ao consumo de energia ativa durante o período de faturamento, em R\$;

CA = consumo de energia ativa registrado durante o período de faturamento, em kWh;

TCA_{conv} = tarifa da modalidade convencional aplicável ao consumo de energia ativa, em R\$/kWh.

- **Parcela de Demanda (Pd):** A parcela de demanda é obtida fazendo a multiplicação da demanda de potência ativa registrada durante o período de faturamento pela tarifa de demanda convencional em vigência, apresentada na Equação 3.4. Ressalta-se que o valor de demanda cobrado será o maior entre a demanda contratada pela unidade consumidora e a demanda medida.

$$Pd = DF \times TDA_{conv} \quad (3.4)$$

Onde:

Pd = valor do faturamento referente a demanda de potência ativa registrada durante o período de faturamento, em R\$;

DF = demanda faturável do período de faturamento, em kW;

TDA_{conv} = tarifa da modalidade convencional aplicável a demanda de potência ativa, em R\$/kW.

- **Parcela de Ultrapassagem (Pu):** A parcela de ultrapassagem de demanda é obtida fazendo a multiplicação da demanda de ultrapassagem pela tarifa de ultrapassagem convencional em vigência, apresentada na Equação 3.5. Ressalta-se que o valor de demanda de ultrapassagem se dá pela diferença entre a demanda medida no período de faturamento e a demanda contratada. Esta diferença é cobrada apenas se a demanda medida estiver acima do limite de tolerância, estabelecido em 5% para todos os consumidores do Grupo A (ANEEL, 2010).

$$Pu = DU \times TDU_{conv} \quad (3.5)$$

Onde:

Pu = valor do faturamento referente a demanda ultrapassagem de potência ativa registrada durante o período de faturamento, em R\$;

DU = demanda de ultrapassagem do período de faturamento, em kW;

TDU_{conv} = tarifa da modalidade convencional aplicável a demanda de ultrapassagem de potência ativa, em R\$/kW.

3.7.2 A Tarifa Horo-Sazonal

Esta estrutura é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia (ponta e fora de ponta) (ANEEL, 2000). Foi estabelecida em 1988 com a publicação da Portaria n° 33, em 11 de fevereiro de 1988, pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), com o intuito de promover o melhor aproveitamento do sistema elétrico e, consequentemente, minimizar as necessidades de ampliar sua capacidade (EDP, 2004).

Na tarifa horo-sazonal, o dia é dividido em horário de ponta e fora de ponta e faturado tanto em demanda como energia, de acordo com o período de consumo; ela permite ao consumidor reduzir suas despesas com energia elétrica, desde que se faça proveito de seu uso, no caso, evitando-se o consumo no horário de ponta. Embora o custo por kWh seja mais baixo nas tarifas horo-sazonais, as multas por ultrapassagem de demanda são mais altas (TAMIETTI, 2009). Assim como na Tarifa Convencional, a tarifa de consumo é alterada conforme a bandeira tarifária em vigência.

Para os consumidores enquadrados na Tarifa Horo-Sazonal (THS), as concessionárias disponibilizam medidores digitais que entregam informações de consumo em sua interface. Esta saída de dados é do tipo serial e segue uma norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), sendo que disponibiliza ao consumidor dados de consumo de energia ativa e reativa contabilizados em intervalos de 15 minutos, período padrão utilizado no faturamento de energia ativa (consumo e demanda) (TAMIETTI, 2009).

Este equipamento, denominado de medidor THS, facilita o controle de demanda da unidade consumidora, pois todos os dados de consumo ativo e reativo ficam armazenados no medidor, não sendo necessário outros métodos para a coleta destes dados, como é o caso de unidades enquadradas na Ta-

rifação Convencional, que possuem medidores geralmente analógicos e sem interface com o consumidor (TAMIETTI, 2009).

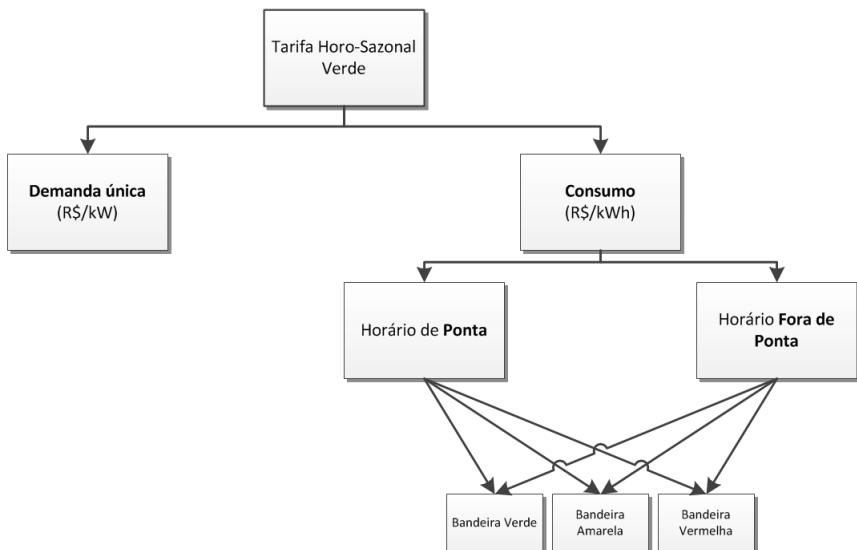
3.7.2.1 Tarifa Horo-Sazonal Verde

O enquadramento de consumidores do Grupo A na THS Verde é compulsório para unidades atendidas em tensão inferior a 69 kV (subgrupos A3a, A4 e AS), quando a demanda contratada for maior ou igual a 300 kW, também sendo a tarifa horo-sazonal Azul como opção (TAMIETTI, 2009).

Esta modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua a demanda contratada da unidade consumidora, mantida a mesma independente do horário de uso e tendo a concessionária a obrigação de fornecer esta demanda de potência de modo constante e integral (TAMIETTI, 2009). Por outro lado, o consumo de energia elétrica é cobrado de acordo com o horário de uso, ponta ou fora de ponta, com tarifas diferenciadas.

A estrutura tarifária horo-sazonal Verde é ilustrada na Figura 3.6.

Figura 3.6 – A Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Verde



Fonte: (TAMIETTI, 2009)

A unidade consumidora pode optar por retornar à tarifação Convencional quando for verificado, nos últimos onze ciclos de faturamento, a ocorrência de nove registros, consecutivos ou alternados, de demandas medidas inferiores a 300 kW (TAMIETTI, 2009).

Esta modalidade tarifária é aconselhada à unidades consumidoras que possam interromper suas atividades quando em horário de ponta, geralmente estabelecido das 18h às 21h, ou que possua geração própria (EDP, 2004).

Faturamento de Energia e Demanda da Tarifação Verde

- **Parcela de consumo (Pc):** A parcela de consumo é obtida fazendo a multiplicação do consumo de energia ativa medido no período de faturamento pela tarifa de consumo verde em vigência, apresentada na Equação 3.6. Há a diferenciação de tarifas aplicáveis ao consumo de ponta e fora de ponta.

$$Pc = (CA_p \times TCA_{verde(p)}) + (CA_{fp} \times TCA_{verde(fp)}) \quad (3.6)$$

Onde:

Pc = valor do faturamento referente ao consumo de energia ativa durante o período de faturamento, em R\$;

CA_p = consumo de energia ativa de ponta registrado durante o período de faturamento, em kWh;

CA_{fp} = consumo de energia ativa fora de ponta registrado durante o período de faturamento, em kWh;

$TCA_{verde(p)}$ = tarifa da modalidade verde aplicável ao consumo de energia ativa de ponta, em R\$/kWh;

$TCA_{verde(fp)}$ = tarifa da modalidade verde aplicável ao consumo de energia ativa fora de ponta, em R\$/kWh;

- **Parcela de Demanda (Pd):** A parcela de demanda é obtida fazendo a multiplicação da demanda de potência ativa registrada durante o período de faturamento pela tarifa de demanda convencional em vigência, idêntica ao cálculo da modalidade convencional e apresentada na Equação 3.10. Ressalta-se que o valor de demanda cobrado será o maior entre a demanda contratada pela unidade consumidora e a demanda medida.

$$Pd = DF \times TDA_{verde} \quad (3.7)$$

Onde:

Pd = valor do faturamento referente a demanda de potência ativa registrada durante o período de faturamento, em R\$;

DF = demanda faturável do período de faturamento, em kW;

TDA_{verde} = tarifa da modalidade verde aplicável a demanda de potência ativa, em R\$/kW.

- **Parcela de Ultrapassagem (Pu):** A parcela de ultrapassagem de demanda é obtida fazendo a multiplicação da demanda de ultrapassagem pela tarifa de ultrapassagem verde em vigência, apresentada na Equação 3.8.

$$Pu = DU \times TDU_{verde} \quad (3.8)$$

Onde:

Pu = valor do faturamento referente a demanda ultrapassagem de potência ativa registrada durante o período de faturamento, em R\$;

DU = demanda de ultrapassagem do período de faturamento, em kW;

TDU_{verde} = tarifa da modalidade verde aplicável a demanda de ultrapassagem de potência ativa, em R\$/kW.

3.7.2.2 Tarifa Horo-Sazonal Azul

O enquadramento de consumidores do Grupo A na THS Azul é obrigatório para as unidades consumidoras dos subgrupos A1, A2 e A3, ou seja, unidades atendidas em nível de tensão acima ou igual a 69 kV (TAMIETTI, 2009).

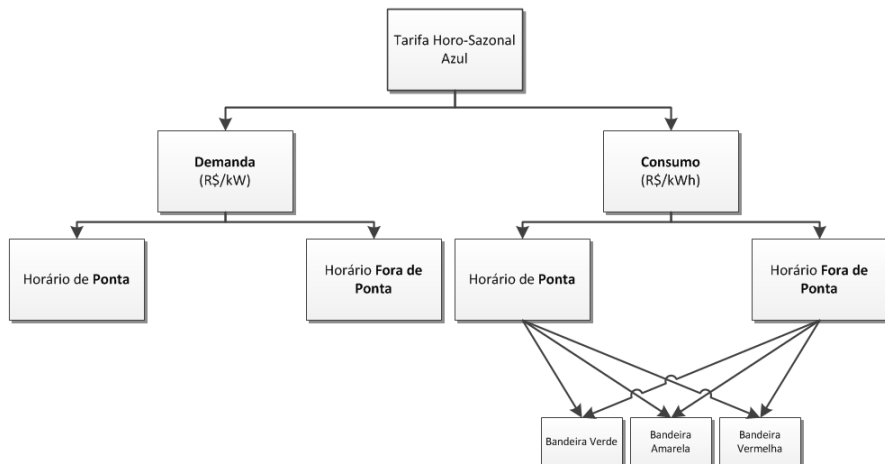
Se caso o nível de tensão esteja abaixo dos 69 kV, porém a demanda contratada for acima dos 300 kW, o enquadramento também é compulsório, embora possa-se escolher entre as tarifas horo-sazonais Verde ou Azul. O enquadramento é opcional se a unidade seja atendida por tensão e tenha uma demanda contratada inferior a 69 kV e 300 kW, respectivamente (TAMIETTI, 2009).

Assim como a THS Verde, esta modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua a demanda contratada da unidade consumidora, diferenciada de acordo com o horário de uso (ponta e fora de ponta) e tendo a concessionária a obrigação de fornecer esta demanda de potência de modo constante e integral (TAMIETTI, 2009). O consumo

de energia elétrica também é cobrado de acordo com o horário de uso, com tarifas diferenciadas.

A estrutura tarifária horo-sazonal Azul é ilustrada na Figura 3.7.

Figura 3.7 – A Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Azul



Fonte: (TAMIETTI, 2009)

A unidade consumidora pode optar por retornar à tarifação Convencional quando for verificado, nos últimos onze ciclos de faturamento, a ocorrência de nove registros, consecutivos ou alternados, de demandas medidas inferiores a 300 kW (TAMIETTI, 2009).

A THS Azul é recomendada, geralmente, às unidades consumidoras industriais, que não podem interromper suas atividades durante o horário de ponta, apresentando um elevado consumo de energia nesse período. Outro fator se dá pelo elevado grau de eficiência na utilização da demanda contratada, ou seja, estas unidades apresentam uma relação alta de consumo por quilowatt de demanda (EDP, 2004).

Faturamento de Energia e Demanda da Tarifa Azul

- **Parcela de consumo (Pc):** A parcela de consumo é obtida fazendo a multiplicação do consumo de energia ativa medido no período de faturamento pela tarifa de consumo verde em vigência, apresentada na Equação 3.9. Há a diferenciação de tarifas aplicáveis ao consumo de ponta e fora de ponta.

$$Pc = (CA_p \times TCA_{azul(p)}) + (CA_{fp} \times TCA_{azul(fp)}) \quad (3.9)$$

Onde:

Pc = valor do faturamento referente ao consumo de energia ativa durante o período de faturamento, em R\$;

CA_p = consumo de energia ativa de ponta registrado durante o período de faturamento, em kWh;

CA_{fp} = consumo de energia ativa fora de ponta registrado durante o período de faturamento, em kWh;

$TCA_{azul(p)}$ = tarifa da modalidade azul aplicável ao consumo de energia ativa de ponta, em R\$/kWh;

$TCA_{azul(fp)}$ = tarifa da modalidade azul aplicável ao consumo de energia ativa fora de ponta, em R\$/kWh;

- **Parcela de Demanda (Pd):** A parcela de demanda é obtida fazendo a multiplicação da demanda de potência ativa registrada durante o período de faturamento pela tarifa de demanda convencional em vigência, apresentada na Equação 3.10. Há diferenciação de tarifas aplicáveis a demanda faturada de ponta e fora de ponta.

$$Pd = (DF_p \times TDA_{azul(p)}) + (DF_{fp} \times TDA_{azul(fp)}) \quad (3.10)$$

Onde:

Pd = valor do faturamento referente à demanda de potência ativa registrada durante o período de faturamento, em R\$;

DF_p = demanda faturável de ponta do período de faturamento, em kW;

DF_{fp} = demanda faturável fora de ponta do período de faturamento, em kW;

$TDA_{azul(p)}$ = tarifa da modalidade azul aplicável à demanda de potência ativa de ponta, em R\$/kW.

$TDA_{azul(fp)}$ = tarifa da modalidade azul aplicável à demanda de potência ativa fora de ponta, em R\$/kW.

- **Parcela de Ultrapassagem (Pu):** A parcela de ultrapassagem de demanda é obtida fazendo a multiplicação da demanda de ultrapassagem pela tarifa de ultrapassagem verde em vigência, apresentada na Equação 3.11.

$$Pu = (DU_p \times TDU_{azul(p)}) + (DU_{fp} \times TDU_{azul(fp)}) \quad (3.11)$$

Onde:

Pu = valor do faturamento referente à demanda ultrapassagem de potência ativa registrada durante o período de faturamento, em R\$;

DU_p = demanda de ultrapassagem de ponta do período de faturamento, em kW;

$TDU_{azul(p)}$ = tarifa da modalidade azul aplicável à demanda de ultrapassagem de potência ativa de ponta, em R\$/kW.

DU_{fp} = demanda de ultrapassagem fora de ponta do período de faturamento, em kW;

$TDU_{azul(fp)}$ = tarifa da modalidade azul aplicável à demanda de ultrapassagem de potência ativa fora de ponta, em R\$/kW.

Na Tabela 3.4 é feita uma comparação entre a Tarifação Convecional e as THSs.

3.8 TRIBUTOS

Os tributos se tratam de pagamentos compulsórios devidos ao poder público, a partir de determinação legal, com o objetivo de assegurar bens ao Governo para que possa desenvolver suas atividades. Estão embutidos nos preços de bens e serviços, como nas faturas de água, energia e telefone, por exemplo (ANEEL, 2015). Na fatura de energia, estão incluídos tributos federais, estaduais e municipais. As distribuidoras de energia recolhem e repassam esses tributos às autoridades competentes pela sua cobrança.

3.8.1 Tributos Federais

Programas de Integração Social - PIS: instituído pela Lei Complementar n.º 07/1970, era destinado à promoção da integração do empregado no cotidiano e desenvolvimento das empresas. A partir da Constituição Federal de 1988, o PIS passou a financiar o programa de seguro-desemprego e o abono salarial, que complementa a renda do trabalhador que recebe até dois salários mínimos em média por mês (ALVES, 2012).

Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS: instituído pela Lei Complementar n.º 70/1991, é uma contribuição ao

Tabela 3.4 – Quadro Comparativo entre Modalidades Tarifárias

TARIFICAÇÃO CONVENCIONAL		TARIFICAÇÃO HORO-SAZONAL (THS)	
Unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior a 69 kV (subgrupos A3a, A4 e AS) quando a demanda contratada for inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, três (3) registros consecutivos ou 6 (seis) registros alternados de demanda superior a 300 kW. Quando este for o caso, é obrigatório o enquadramento na THS.	Tarifa	Compulsória	Opcional
	Azul	Unidades consumidoras com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV (subgrupos A1, A2 ou A3), independente da demanda contratada ou inferior a 69 kV, quando a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW.	Unidades consumidoras do Grupo A com tensão de fornecimento inferior a 69 kV sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.
	Verde	Unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior a 69 kV (subgrupos A3a, A4 e AS), quando a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW, em alternativa a tarifação horo-sazonal azul.	Unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior a 69 kV sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.

governo com o objetivo de financiar benefícios de longo prazo para o trabalhador, como previdência social, a saúde e assistência social, sendo por isso sua alíquota de incidência maior que a do PIS (PIS, 2015).

3.8.2 Tributos Estaduais

Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS: previsto no art. 155 da Constituição Federal de 1988, incide sobre operações relativas à circulação de mercadorias e serviços, com alíquotas variando em cada estado (ANEEL, 2015). A distribuidora realiza a cobrança do ICMS diretamente na conta de energia, repassando o valor ao Governo estadual.

3.8.3 Tributos Municipais

Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - COSIP: previsto no art. 149-A da Constituição Federal, que estabelece como competência dos municípios, por meio de lei aprovada na Câmara Municipal, a forma de cobrança e base de cálculo da CIP (ANEEL, 2015). A concessionária arrecada a taxa de iluminação pública para o município, sendo o repasse feito mesmo quando não há pagamento da fatura de energia pelo consumidor.

3.9 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi explicada a tarifação e faturamento de energia, passando desde os conceitos básicos até as formas de cobrança pelo consumo de energia elétrica.

No próximo capítulo, serão abordados e exemplificados os métodos de análise de investimentos tradicionalmente utilizados em projetos não só de eficiência energética como de outros ramos. Também serão descritos alguns conceitos relacionados à área financeira.

4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

O uso de motores elétricos antigos e com rendimento muito baixo, ou seja, que apresentam um elevado consumo com relação ao trabalho que executam, é rotineiro na indústria. Aliando esse fato com o alto preço pago pela eletricidade, percebemos que é necessário haver um controle e monitoramento por parte do setor industrial sobre como a energia elétrica vem sendo utilizada em suas instalações.

Diante deste cenário, os investimentos objetivando a análise da eficiência energética tornam-se necessários pelas organizações, afim de diminuir os valores na fatura de energia e conseqüentemente propiciar maiores ganhos financeiros com seus serviços e produtos. Assim, se faz necessário o uso de mecanismos que auxiliem na tomada de decisões destas organizações. Muitas vezes os recursos disponíveis são escassos, e um bom gerenciamento destes se torna essencial para a saúde das empresas, garantindo a sustentabilidade e viabilidade dos negócios (ECKERT et al., 2013).

Neste capítulo, é conceituada a análise de investimentos e princípios econômicos básicos, presentes no empreendedorismo; são também vistos métodos financeiros tradicionais para a escolha de alternativas de investimento.

4.1 FATORES QUE INFLUENCIAM NA ANÁLISE

Certos fatores, relativos às condições de uso e estado do motor, podem influenciar no processo de substituição de motores quando se é feito a análise econômica destes investimentos, como:

Tempo de uso do motor: o funcionamento do motor pode ser a variável decisiva na escolha de substituí-lo. Mesmo que haja potencial de ganhos financeiros e maior eficiência energética do processo fabril com a troca, o investimento pode se tornar inviável se o motor opera por períodos curtos ou de maneira infrequente. Neste caso, a recuperação do investimento pode demorar a ponto dos gestores usarem seus recursos para outros fins.

Uso de conversores de frequência: bombas e ventiladores, geralmente, têm seus motores atuando em velocidade máxima o tempo todo. Válvulas e dampers são encarregados de diminuir a vazão, seja de ar ou água,

dissipando a energia excedente; porém o motor continua atuando em velocidade nominal. O uso de um conversor de frequência provoca uma redução na velocidade do motor, sem o uso de dampers ou válvulas, afim de reduzir a vazão do processo e o consumo de energia elétrica. Neste trabalho, não foi incluído conversores na análise.

4.2 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

De acordo com HELFERT (2000), as análises de investimento propostas devem ter como foco os objetivos da organização, porém, também considerando fatores como a condição financeira esperada, as perspectivas futuras do ramo de atuação e o nível de competitividade da empresa. Definir o cenário atual da organização e suas metas é essencial na tomada de decisões, visto que se projeta a situação futura da empresa e o seu valor agregado estimado.

Para SOUZA; CLEMENTE (2004), a análise de investimentos auxilia na tomada de decisões pois diminui o nível de incerteza, procurando identificar e reconhecer possíveis eventos quando da realização do investimento. Então, a análise consiste em estudar as situações que podem ocorrer e propor medidas para otimizar os resultados previstos.

CAMARGO (2007) identifica as fases para a elaboração e análise do investimento da seguinte forma:

- Construção do fluxo de caixa, pela estimativa de entrada e saída de dinheiro;
- Escolha da taxa de desconto mais adequada;
- Cálculo da viabilidade econômico-financeira, por meio de técnicas de análise;
- Decisão final e sua inclusão no orçamento de capital da empresa, caso seja aceito.

HIRSCHFELD (2011) define como análise de investimento um estudo de viabilidade tratando de todos os aspectos legais, estudando-os para favorecer uma melhor tomada de decisão. São eles:

- Aspectos jurídicos: examinam-se as informações jurídicas da empresa, estatutos, tipos de ações e outros aspectos legais das áreas do empreendimento;
- Aspectos administrativos: examinam-se o organograma da empresa, seus componentes e o currículo da Diretora e Conselho de Administração;

- Aspectos mercadológicos: faz-se um estudo do mercado, estimando possíveis demandas e receitas operacionais;
- Aspectos técnicos: estuda-se a localização, necessidades técnicas, mão-de-obra, taxas, tributos e outros fatores que concernem a implementação do projeto. Também são estudados possíveis incentivos para o projeto e os custos de investimento e operacionais.
- Aspectos econômicos contábeis: estimam-se os balanços patrimoniais baseado nas possíveis receitas operacionais. Em seguida, é feita uma análise de fatores representativos, como liquidez, capital de giro, ativos e passivos e valores patrimoniais da empresa.
- Aspectos financeiros: é analisado o fluxo de caixa estimado pelo empreendimento dentro de um certo prazo escolhido. Também são estudados diferentes cenários no que concerne a taxa de juros que incidirá nesse fluxo, como: a) taxa mínima de atratividade do mercado, com o intuito de verificar se é mais vantajoso executar o empreendimento ou aplicar os recursos no mercado financeiro; b) taxa de juros a ser paga visto uma necessidade iminente de capital de giro, em um dado prazo; c) taxa de juros cobrada em um dado prazo quando há um excesso momentâneo de capital de giro, podendo este ser aplicado externamente ao projeto (taxa externa de retorno).

4.2.1 Investimento Inicial

Este investimento se dá como o montante de capital necessário para que a empresa possa ser formada. Isto significa que, não somente é preciso de capital para a instalação física, equipamentos e móveis, mas também para manter a empresa operando durante os primeiros meses de atividade.

Para GITMAN (1997), investimento inicial é definido como o fluxo de saída de caixa, quando se avalia um novo investimento, ou seja, a quantidade de recursos mínima para sua realização.

Este valor pode ser reduzido, caso seja estabelecido contratos com fornecedores e outros serviços necessários em uma série de etapas, organizadas em prazos, durante a realização do investimento. Isto possibilita mais tempo para a obtenção destes serviços, sem contudo, causar a paralização do projeto (DAMODARAN, 2009).

Então, o investimento inicial deve ser mensurado para saber se há recursos disponíveis no presente momento e a necessidade de alteração de contratos e prazos para permitir a realização do projeto dentro do tempo esperado.

4.2.2 Custos e Receitas

Segundo REBELATTO (2004), o custo é um fator indispensável no estudo de viabilidade do investimento, pois a sua mensuração permite uma melhor utilização dos recursos disponíveis, reduzir as saídas e propiciar maior geração de caixa.

A análise econômica de um projeto, conforme CASAROTTO; KOPITTKKE (2000), deve conter um levantamento detalhado dos custos e receitas adicionais decorrentes do mesmo, especificados como efeitos adicionais. O autor classifica os custos da seguinte forma:

- **Custos do investimento:** subdividido em custo fixo e de giro. O **custo fixo** representa despesas que não são função do volume da produção como equipamentos, instalação física, móveis e construções civis necessárias. O **custo de giro** é o capital de giro necessário para operação dos equipamentos ou da nova fábrica, composto pelos recursos necessários para sustentar vendas a prazo, como estoque de matérias-primas e outros componentes.
- **Custos Operacionais:** subdividido em custo de produção e despesas gerais. O **custo de produção** se dá como o custo total necessário para se fabricar o produto, formado pelos custos ligados diretamente a produção, geralmente variáveis, como matéria-prima, material auxiliar, embalagens, combustível, consumo de energia elétrica, água e frete e custos ligados indiretamente, geralmente fixos, como manutenção, seguros, demanda de potência contratada e alugueis de imóveis e equipamentos. As **despesas gerais** incidem após a fabricação do produto, como impostos, comissões aos vendedores, despesas administrativas e impostos municipais.

A receita, para REBELATTO (2004), é definida como os fluxos positivos de caixa, ou seja, os recursos financeiros recebidos pela empresa, por meio da venda de seus produtos.

Segundo CASAROTTO; KOPITTKKE (2000), para efeito de análise do investimento, as receitas adicionais são apenas operacionais, ou seja, o produto do aumento de produção pelo preço unitário, decorrentes da implementação de uma nova unidade fabril ou equipamento.

4.2.3 Capital de Giro

O capital de giro, ou ativo circulante, é definido como os recursos de rápida renovação, como dinheiro, créditos e estoques, responsáveis por sustentar o dia-a-dia da empresa e representa a parcela do investimento que circula rapidamente de uma forma a outra, durante a condução normal dos negócios (CHING; MARQUES; PRADO, 2008). Em contraste com o capital fixo, ou de lenta renovação, que trata dos recursos utilizados na aquisição de imóveis, máquinas e equipamentos.

Portanto, para uma empresa entrar em operação e garantir sua sustentabilidade, ela precisa produzir e vender seus produtos para que possa receber a receita destas vendas, e, durante este período, deve pagar suas obrigações, suprir suas saídas e subsidiar novas aquisições, formando assim o capital de giro da empresa.

Este capital de giro pode ser mensurado por meio de uma análise do prazo de pagamento das compras, do recebimento nas vendas e o giro dos estoques (CHING; MARQUES; PRADO, 2008). Esta análise permite identificar que períodos a empresa pode ficar com o caixa a descoberto, ou seja, quando a saída de recursos for superior à entrada, e podendo ela planejar ações para impedir este evento.

Segundo LIMA (2013), é importante manter uma reserva financeira destinada ao capital de giro, de forma que a empresa diminua seus riscos de não honrar seus compromissos de curto prazo. Porém, não deve haver um desequilíbrio entre esta reserva e o volume a ser aplicado em ativos permanentes da empresa, os quais são fonte de lucro. Segundo o autor, "[...] a rentabilidade da empresa pode esperar por uma recuperação de lucros, mas que o capital de giro não pode esperar. [...] sem o lucro, a empresa fica estagnada ou encolhe, porém, sem o capital de giro, ela desaparece".

Este fato também é observado por CAMARGO (2007), que aponta que investimentos altos em ativos circulantes acabam por diminuir a lucratividade da empresa, enquanto que os baixos podem vir a compromete-la, no momento de honrar seus compromissos. Deste modo, é de responsabilidade do administrador financeiro em medir o risco que a empresa pode se expor, e, a partir daí, estimar os recursos destinados a reserva de capital de giro que garantam a continuidade da empresa.

4.2.4 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa pode ser definido com um instrumento gerencial com o objetivo de controlar todas as movimentações financeiras de um dado pe-

riodo. É constituído pelo movimento de recursos financeiros da empresa, como contas a pagar e a receber, receita de vendas, despesas e saldo de aplicações (SEBRAE, 2008). Já GITMAN (1997) conceitua fluxo de caixa como a demonstração das origens e aplicações dos recursos da empresa, em um determinado período.

Segundo CAMARGO (2007), é por meio do fluxo de caixa que o administrador busca conciliar a liquidez necessária para a prestação de contas e a maximização do retorno sobre o investimento, sendo esta ferramenta um dos pilares do planejamento financeiro das empresas.

A utilização do fluxo de caixa pode trazer as seguintes vantagens para a empresa (CHING; MARQUES; PRADO, 2008):

- Auxílio na tomada de decisões antecipada, ao prever a falta ou excesso de dinheiro na empresa;
- Reconhecer a situação financeira da empresa no determinado período, se ela está operando com aperto ou folga;
- Verificação da disponibilidade de recursos financeiros para realização de novos investimentos;
- Avaliação da capacidade da empresa em gerar caixa, para possibilitar novos compromissos;
- Identificar momentos favoráveis para o incremento de caixa por meio de promoções de vendas;
- Visualizar a possibilidade de retirada de lucro para outras atividades, porém sem comprometer o caixa da empresa.

O fluxo de caixa da empresa pode ser dividido da seguinte forma (GITMAN, 1997):

- **Fluxos operacionais:** entradas e saídas referentes ao processo operacional, ou seja, à produção e venda de produtos e serviços da empresa. Também se dá pela movimentação de recursos devido a estoques, salários, materiais e contas a pagar;
- **Fluxos de investimento:** relacionado a compra e venda de ativos permanentes, sejam imóveis ou investimentos. É registrado, por exemplo, uma saída de caixa ao se adquirir um bem permanente e uma entrada de caixa no caso da venda de algum ativo;

- **Fluxo de financiamento:** relacionado a entrada e saída de caixa oriundas de operações financeiras com capital próprio ou de terceiros. É registrado, por exemplo, uma saída de caixa ao quitar-se um empréstimo e uma entrada de caixa caso se tome um. Com relação ao próprio capital, ou o de sócios, pode ser considerada uma entrada de caixa quando este é posto a disposição da empresa, e saída quando há uma distribuição dos lucros.

Estes fluxos, quando combinados e durante determinado período, causam a flutuação do saldo de caixa e dos títulos negociáveis da empresa. O período adotado, chamado de *período de informação*, é comumente de trinta dias, com valores informados diariamente. De acordo com CAMARGO (2007), períodos maiores de fluxo de caixa são mais suscetíveis a imprecisões entre os números projetados e reais.

4.2.5 Ponto de Equilíbrio

Classificar os custos em fixos e variáveis tem como vantagem a comparação entre as diferentes estruturas de custos, resultantes dos diferentes níveis de produção e demanda. Isto que significa encontrar o ponto de equilíbrio que, segundo CASAROTTO; KOPITTKE (2000), é definido como o nível de atividade necessário para que a empresa se torne lucrativa em um certo empreendimento.

Para HIRSCHFELD (2011), o ponto de equilíbrio ocorre quando duas alternativas dependentes de um mesmo parâmetro e comparadas dentro de um mesmo prazo e condição, apresentam um mesmo valor. O autor comenta que esta ferramenta não se prende somente ao balanço entre receitas e despesas, com o equilíbrio ocorrendo quando ambas atingem o mesmo valor, mas também como um método de análise do ponto de equilíbrio de múltiplas alternativas, afim de compará-las.

O ponto de equilíbrio, então, pode ser entendido como uma ferramenta utilizada para encontrar o ponto em que a empresa passará a ser lucrativa, sendo então de grande importância para o planejamento de vendas e estudos de custos envolvidos (ECKERT et al., 2013).

4.2.6 Valor do Dinheiro no Tempo

O valor temporal do dinheiro é o princípio financeiro que conceitua que uma unidade monetária disponível hoje terá um valor diferente do que uma unidade monetária disponível amanhã. O dinheiro, por exemplo, pode

apresentar um rendimento, se aplicável ao mesmo uma taxa de juros por um certo período, ou mesmo se desvalorizar, se aplicado a ele uma taxa de inflação por um certo período. É um conceito extremamente importante para a análise de investimentos, pois os gastos com o investimento e seus rendimentos estão geralmente defasados no tempo (SOARES et al., 2007).

Deste modo, deve-se ajustar estes valores, referidos em diferentes momentos no tempo, de modo que possam ser posteriormente comparáveis entre si, ou seja, calcular seus valores atuais. Isto permite avaliar qual das alternativas é mais vantajosa para empresa: a) investir o capital em um novo projeto, esperando o retorno em forma de lucros; b) emprestar o capital, esperando o retorno na forma de juros (FERNANDES; SÁNCHEZ; ANGULO, 2000).

4.2.7 Taxa Mínima de Atratividade - TMA

Ao se analisar uma proposta de investimento, segundo CASAROTTO; KOPITTKKE (2000), deve-se considerar as oportunidades presentes e escolher o investimento que auferirá maiores lucros, em um mesmo período e com a aplicação da mesma quantidade de capital.

Segundo o autor, para tal proposta ser atrativa, ela deve render, no mínimo, a taxa de juros equivalente à rentabilidade de aplicações correntes e de pouco risco; esta rentabilidade é definida como a taxa mínima de atratividade.

HIRSCHFELD (2011), em seu livro, cita um exemplo de como avaliar a atratividade de um empreendimento pela TMA:

Um novo investimento é avaliado em R\$ 500.000,00 e proporcionará valores uniformes anuais de R\$ 150.000,00 por um período de 10 anos. Neste exemplo, foi fixado uma TMA de 20%, ou seja, esta taxa de juros servirá como comparação entre o investimento proposto e outras aplicações financeiras que são capazes de render nessa proporção, no mesmo período do investimento.

Para este cálculo, faremos uso da matemática financeira utilizando a Equação 4.1.

$$U = P \frac{i(1+i)^n}{i(1+i)^n - 1} \quad (4.1)$$

Onde:

U = Valor de cada contribuição considerada em uma série uniforme de dispêndios ou recebimentos nos períodos considerados;

P = Quantia existente ou equivalente no instante inicial;

i = Taxa de juros por períodos de capitalização;

n = Número de períodos de capitalização.

Para nosso exemplo:

$$P = \text{R\$ } 500.000,00$$

$$i = 20\% \text{ a.a} = 0,20$$

$$n = 10$$

Teremos então $U = \text{R\$ } 120.000,00$. Como os dividendos que o investimento trará são de $\text{R\$ } 150.000,00$, e , portanto, maiores do que $\text{R\$ } 120.000,00$, conclui-se que o mesmo é de fato interessante, pois oferece retornos maiores dos que os que seriam proporcionados por outras aplicações com rentabilidade comparável à TMA.

4.2.8 Custo de Oportunidade

O custo de oportunidade, segundo HIRSCHFELD (2011), é constituído pela diferença das taxas de juros providas de diferentes alternativas econômicas de investimentos.

Para o autor, embora possa haver uma decisão precipitada entre um investimento de rentabilidade de 60% a.a. e outro de 15% a.a., deve-se atentar a outras análises acerca do investimento, e não somente a econômica; o **risco**, por exemplo, é um fator que pode influenciar nesta decisão.

Afim de diminuí-lo, e, assim, aumentar a segurança na aplicação do capital, pode-se optar pela alternativa que rende 15% a.a. Tal diferença de juros, de 45% a.a., é o **custo de oportunidade**, ou seja, o custo que se paga, ou o dividendo que se perde, por não optar por tal oportunidade.

4.2.9 Valor Presente Líquido

O Método do Valor Presente Líquido (VPL) tem como objetivo determinar um valor no instante atual, considerado inicial, partindo de um fluxo de caixa formado por uma série de receitas e dispêndios, ao longo de um dado período (HIRSCHFELD, 2011). A TMA envolvida neste método muitas vezes é denominada de *taxa de desconto*. Já CASAROTTO; KOPITKE (2000) definem o VPL como o valor presente dos fluxos de caixa somado ao investimento inicial do projeto.

Primeiramente, temos o cálculo do *Valor Presente P dado um Valor Futuro F*, conforme HIRSCHFELD (2011):

$$P = F(1 + i)^{-n} \quad (4.2)$$

Onde:

P = Quantia existente ou equivalente no instante inicial e conhecida por **valor presente** ou valor atual

F = Quantia existente ou equivalente num instante futuro em relação ao inicial e conhecida por **valor futuro**

n = Número de períodos envolvidos em cada elemento da série de receitas e dispêndios do fluxo de caixa

i = *Taxa mínima de atratividade* ou *taxa de desconto*

Prolongando este cálculo para abranger demais períodos, com suas respectivas receitas ou dispêndios, chegamos ao cálculo do Valor Presente Líquido, definido pela soma algébrica de todos os valores presentes P envolvidos no fluxo de caixa de uma certa alternativa de investimento j , da seguinte forma (HIRSCHFELD, 2011):

$$VPL_j = \sum_0^n F_n(1 + i)^{-n} \quad (4.3)$$

Onde:

VPL_j = Valor presente líquido de um fluxo de caixa de alternativa j

n = Número de períodos envolvidos em cada elemento da série de receitas e dispêndios do fluxo de caixa

F_n = Cada um dos diversos valores envolvidos no fluxo de caixa e que ocorrem em n

i = *Taxa mínima de atratividade* ou *taxa de desconto*

Este método possibilita avaliar, sob um determinado custo de capital, se o investimento presente e as despesas futuras são pagos pelas receitas e economias futuras. Seu resultado é conferido da seguinte forma:

$VPL > 0$ - O investimento é economicamente vantajoso.

$VPL < 0$ - O investimento é economicamente desvantajoso.

Como exemplo de cálculo do VPL, tomemos o fluxo de caixa apresentado na Tabela 4.1 (SOARES et al., 2007).

Adotando uma taxa de juros de 10% a.a., este projeto poderia ser aceito, apresentando um VPL de R\$ 385,00.

Tabela 4.1 – Cálculo do Valor Presente Líquido

ANO	FLUXO DE CAIXA ANUAL	VALOR PRESENTE
0	(1000)	(1000)
1	350	318
2	500	413
3	250	188
4	300	205
5	420	261
Taxa de Juros = 10% a.a.	VPL =	385 [R\$]

4.2.10 Relação Custo-Benefício

Segundo HIRSCHFELD (2011), benefícios são avaliações específicas de receitas, faturamentos ou dividendos. Ou seja, tudo que tende beneficiar o empreendimento previsto. Já como custo, pode se considerar os dispêndios, gastos, despesas e pagamentos, tudo o que endivida o empreendimento proposto.

A Relação Custo/Benefício (RCB) tem como objetivo selecionar a alternativa de investimento que apresenta (BERGER, 1980):

- Maior obtenção de benefícios dado um determinado nível de custos;
- Determinado nível de benefícios empregando-se o mínimo possível de custos;

O RCB não considera, como nos outros critérios de tomada de decisão, a convenção de sinais. Benefícios e custos são tratados como *positivos*, ou seja, *valores absolutos* (HIRSCHFELD, 2011). Também considera-se, para efeito de cálculo, o valor temporal do dinheiro. Todos os benefícios e custos são trazidos até o instante presente, a uma certa taxa de juros.

O RCB pode ser calculado da seguinte forma (BERGER, 1980):

$$RCB = \frac{\sum_{j=0}^N \frac{B_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^N \frac{C_j}{(1+i)^j}} \quad (4.4)$$

Onde:

B_j = Benefícios oriundos do projeto no período j

C_j = Custos oriundos do projeto no período j

i = Taxa de desconto

N = Vida útil do projeto

Como critério de efetividade econômica, aceitam-se os projetos que apresentam um RCB maior do que 1, visto que possuem maior possibilidades de gerarem benefícios em excessos aos custos.

Para exemplo de cálculo, tomemos quatro alternativas de investimento, apresentadas na Tabela 4.2 (HIRSCHFELD, 2011).

Tabela 4.2 – Cálculo da Relação Custo/Benefício

ALTERNATIVAS	B - BENEFÍCIO PERIÓDICO [R\$]	C - CUSTO PERIÓDICO [R\$]	RCB
K	400.000	186.400	2,14
L	250.000	80.630	3,10
M	260.000	110.770	2,34
N	400.000	236.820	1,69

Pode-se dizer que todas as alternativas são viáveis pois apresentam $RCB > 1$, e a L como mais a vantajosa, por apresentar a maior relação. Porém, é necessário utilizar o método da análise incremental $\Delta B/\Delta C$ afim de comparar a melhor alternativa com a segunda melhor, e assim por diante.

4.2.10.1 Análise Incremental $\Delta B/\Delta C$

A análise incremental organiza os custos das alternativas em ordem crescente. Então, todas as alternativas são comparadas com a melhor, selecionada na RCB. O objetivo desta análise auxiliar é encontrar a alternativa que, mesmo tendo um RCB menor, trará um benefício maior ante seu custo.

A Tabela 4.3 apresenta o cálculo da Análise Incremental $\Delta B/\Delta C$ das alternativas da Tabela 4.2 (HIRSCHFELD, 2011).

Tabela 4.3 – Cálculo da Análise Incremental $\Delta B/\Delta C$

ALTERNATIVAS	BENEFÍCIO	CUSTO	ΔB	ΔC	$\Delta B/\Delta C$
L	250.000	80.630	$250.000-0 = 250.000$	$80.630-0 = 80.630$	$250.000/80.630 = 3,10 = 1$ (tomado como padrão)
M	260.000	110.770	$260.000-250.000 = 10.000$	$110.770-80.630 = 30.140$	$10.000/30.140 = 0,32 < 1$ (prevalece L)
K	400.000	186.400	$400.000-250.000 = 150.000$	$186.400-80.630 = 105.770$	$150.000/105.770 = 1,42 > 1$ (K passa a prevalecer)
N	400.000	236.820	$400.000-400.000 = 0$	$236.820-186.400 = 50.420$	$0/50.420 = 0 < 1$ (K prevalece)

Conclui-se que a melhor alternativa é a K; além de possuir uma $RCB > 1$, apresenta a maior relação $\Delta B/\Delta C$ em comparação com as outras alternativas isoladamente consideradas.

4.2.11 Taxa Interna de Retorno

Quando há o investimento em um certo bem, aplicação financeira ou empreendimento, espera-se que o mesmo traga uma quantia de dinheiro que, quando comparada à quantia investida, corresponda, no mínimo, a TMA, aqui também chamada de *taxa de equivalência* (HIRSCHFELD, 2011).

Para esta comparação, geralmente encontra-se o VPL do investimento, ou seja, são trazidos para o presente, ou instante inicial, todas as quantias recebidas ao longo do período, a uma certa taxa de juros. A taxa de juros que torna nulo este VPL é definida como a Taxa Interna de Retorno (TIR) (HIRSCHFELD, 2011).

CASAROTTO; KOPITTKE (2000) complementam este conceito, definindo o TIR como a taxa para qual o VPL de um fluxo de caixa se torna nulo, ou seja, o somatório das receitas é igual ao somatório dos dispêndios.

Para HIRSCHFELD (2011), devem ser aceitos somente investimentos que possuam uma TIR superior à TMA, visto que uma TIR inferior traria retornos menores do que o esperado.

CASAROTTO; KOPITTKE (2000) descrevem o procedimento para se determinar a TIR de um investimento:

1. Arbitrar uma taxa de juros e calcular o VPL do fluxo de caixa; neste caso, deve-se considerar o investimento inicial, ou seja, o valor como negativo no período zero, e as receitas como positivas;
2. Caso o VPL dê positivo, aumentar a taxa de juros e refazer o cálculo; caso negativo, diminuir a taxa de juros;
3. Repetir o passo 2 até que o VPL se aproxime de zero.

Como exemplo para o cálculo da TIR, tomemos o fluxo de caixa apresentado na Tabela 4.4 (SOARES et al., 2007).

Para o investimento em questão, foi obtido um VPL nulo para uma TIR de 0,2443, ou 24% a.a. Se, por exemplo, for considerado para este projeto uma TMA de 15% a.a., este projeto é considerado vantajoso do ponto de vista econômico, tendo possibilidade de maiores retornos, visto as outras alternativas de aplicação do capital.

4.2.12 Tempo de Retorno do Investimento

O Tempo de Retorno do Investimento (TRI ou *Payback*), segundo HIRSCHFELD (2011), fornece o número de períodos do fluxo de caixa em

Tabela 4.4 – Cálculo da Taxa Interna de Retorno

ANO	FLUXO DE CAIXA ANUAL	VALOR PRESENTE
0	(1000)	(1000)
1	350	281
2	500	323
3	250	130
4	300	125
5	420	141
TIR = 0,2443	VPL =	0

questões nos quais o somatório das receitas se iguala ao somatório dos dispêndios, ou seja, o prazo para que o capital investido se recupere, tornando, a partir deste ponto, as próximas receitas como os lucros reais do investimento. O *Payback* pode ser simples, quando não há o valor temporal do dinheiro, ou descontado, em que há a influência do tempo e, por conseguinte, dos juros sobre o dinheiro.

Como exemplo para o cálculo do *Payback*, tomemos o fluxo de caixa apresentado na Tabela 4.5 (SOARES et al., 2007).

Tabela 4.5 – Cálculo do *Payback*

ANO	FLUXO DE CAIXA ANUAL	SALDO SIMPLES	<i>PB</i> simples(parcial)	SALDO DESCONTADO	<i>PB</i> desc.(parcial)
0	(1000)	(1000)		(1000)	
1	350	(650)	1,00	(750)	1,00
2	500	(150)	1,00	(325)	1,00
3	250	100	0,60	(108)	1,00
4	300	400		182	0,358
5	420	820		620	
Taxa de juros = 0,10		<i>Payback:</i>	2,60 [Anos]		3,36 [Anos]

O *payback* é, muitas vezes, utilizado como a primeira etapa eliminatória na escolha de projetos. Segundo SOARES et al. (2007), caso uma alternativa apresente um *payback* descontado superior ao prazo máximo estabelecido pela empresa para a recuperação do investimento, esta tem grandes chances de não ser aceita, mesmo que apresente uma TIR superior à TMA ou VPL positivo.

Um dos problemas deste método, conforme HIRSCHFELD (2011), consiste em não se poder classificar as alternativas com relação ao lucro, considerado o principal fator de decisão de projetos e determinado por outros métodos, como o VPL. O autor segue dizendo que, embora das limitações do método, muitos investidores dão maior preferência aos projetos de menor

prazo de recuperação do investimento, o que limita o risco e permite que o dinheiro retorne de forma mais rápida.

4.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi introduzido o conceito de análise de investimento, apresentando-se seus parâmetros para o estudo viabilidade econômico-financeira de projetos. Foi também apresentado um resumo sobre conceitos pertinentes à área de finanças.

No próximo capítulo, será apresentado o programa computacional para cálculo da fatura de energia, descrevendo seu desenvolvimento e etapas de execução.

5 SOFTWARE PARA CÁLCULO DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

O presente capítulo tem como objetivo detalhar um programa computacional capaz de estimar a fatura de energia de uma unidade consumidora do grupo A. Está dividido em duas etapas: **Pré-Processamento de Dados**, em que é brevemente comentado como os dados são manipulados afim de servir como entrada para o software de cálculo, e **Processamento de Dados**, no qual é detalhado o funcionamento de cada planilha que compõe o programa computacional.

Os principais objetivos deste software são:

- Estimar a fatura de energia elétrica de unidades consumidoras do grupo A para a modalidade convencional e horo-sazonais;
- Apontar os momentos durante o período de faturamento em que há o maior consumo de energia e demanda de potência da unidade;
- Sinalizar se há o consumo excessivo de energia reativa pela unidade, podendo a mesma ser penalizada pela concessionária;
- Indicar a modalidade tarifária que apresenta a menor fatura de energia;
- Estimar a curva de carga diária da unidade consumidora;
- Estimar o impacto da substituição de equipamentos tanto na fatura como na curva de carga da unidade;
- Fornecer e detalhar as parcelas de consumo e demanda faturadas;
- Indicar o acréscimo no preço da fatura devido ao sistema de bandeiras tarifárias.

Por meio deste software, pretende-se facilitar a análise da tarifação do consumo de energia, livrando o usuário de efetuar inúmeros equacionamentos. O foco do analista passa dos cálculos, repetitivos e passíveis de erro, para as possibilidades de quadros de consumo.

A tarifação convencional monômnia foi excluída do escopo do programa pelo fato desta modalidade não registrar os valores de demanda da unidade consumidora, sendo estes imprescindíveis para o cálculo da fatura de consumidores do grupo A. Então, o programa comporta as modalidades tarifárias convencional binômnia, horo-sazonal verde e horo-sazonal azul.

5.1 DESENVOLVIMENTO

O programa foi concebido pensando em outros usuários podendo utilizá-lo. Então, deveria ser autoexplicativo, prático e convidativo. O formato de apresentação escolhido foi o de planilha, muito utilizado no meio acadêmico e profissional. Para maior facilidade de interação dos usuários, o programa foi criado utilizando-se a linguagem de programação presente no Microsoft Excel, por meio de uma versão registrada.

Outro ponto fundamental na escolha da linguagem é o recebimento dos dados de aparelhos de medição de energia elétrica. Por serem geralmente recebidos em bloco de notas, o Microsoft Excel se mostrou a linguagem de melhor interação e programação simultaneamente.

Com esta definição, foi dado início à criação do programa computacional e, ao longo do tempo, seu aprimoramento e expansão constantes, até chegar ao seu formato atual, presente neste trabalho.

As planilhas presentes no programa e detalhadas neste capítulo são:

- Faturamento Ativo;
- Faturamento Reativo;
- Faturas Finais;
- Tarifas & Dados;
- Curvas de Carga.

5.2 PRÉ-PROCESSAMENTO DE DADOS

Para o pré-processamento de dados, foi utilizado o software de análise de energia ANL6000, disponibilizado pela companhia Embrasul junto ao seu analisador de energia, o RE6000, utilizado em pesquisas aplicadas durante a realização deste trabalho. O objetivo desta etapa é manipular os dados de medição do equipamento para que possam servir de variáveis de entrada no programa de cálculo.

Neste trabalho, porém, não será detalhado a forma como os dados foram pré-processados, visto que as variáveis de entrada utilizadas no estudo de caso não foram adquiridas de maneira experimental, mas sim via simulação, como será visto mais adiante.

5.3 COMPOSIÇÃO DO SOFTWARE

Para o funcionamento do programa computacional, é fundamental detalhar quais são os dados de entrada e como estes são processados até se chegar ao valor final da fatura. Aqui são detalhadas cada planilha que compõe o programa.

5.3.1 Faturamento Ativo

O objetivo desta planilha é calcular a parcela da fatura resultante do consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa e estimar o impacto da substituição de equipamentos no preço final da fatura.

A entrada de dados desta planilha é a demanda de potência da unidade consumidora, definida como o somatório da potência ativa das três fases. A Figura 5.1 mostra como se dá a inserção destes dados da planilha. Aqui há a diferenciação dos horários em que as demandas são medidas; também há

Após diversos cálculos, a planilha estima o faturamento ativo da unidade consumidora, detalhando os principais dados obtidos pela medição, ilustrados na Figura 5.2.

Esta planilha é responsável por estimar o impacto na fatura de energia causado pela substituição dos sistemas motriz e luminotécnico da unidade consumidora. É analisado a redução de demanda obtida tanto pela troca individual de cada sistema como a troca de ambos, como mostra a Figura 5.3.

Então, a fatura de energia é re-estimada considerando as reduções de demanda de potência ativa. A Figura 5.4 ilustra os novos dados da fatura de energia com substituição dos sistemas motriz e luminotécnico.

5.3.2 Faturamento Reativo

Esta planilha calcula a parcela da fatura de energia resultante do excesso do consumo de energia e demanda de potência reativas presentes na unidade consumidora, ou seja, é responsável pela análise do fator de potência do consumidor. A contabilização dos dados de medição para o faturamento

Figura 5.1 – Visão da Demanda de Potência Ativa

	HORA	DEMANDA (kW)
F	3:45	0,28
	4:00	0,06
	4:15	0,26
	4:30	0,05
	4:45	0,04
	5:00	0,26
	5:15	0,06
	5:30	0,26
	5:45	0,06
	6:00	0,21
	6:15	0,10
	6:30	0,05
	6:45	0,23
	7:00	1,44
	7:15	27,35
O	7:30	31,76
	7:45	31,91
	8:00	32,15
	8:15	31,34
	8:30	31,12
	8:45	30,82
	9:00	31,03
	9:15	31,96
	9:30	31,55
	9:45	32,32
	10:00	31,85
	10:15	33,06
	10:30	34,67
	10:45	32,83
	11:00	29,31
R	11:15	32,11
	11:30	31,52
	11:45	7,08
	12:00	0,83
	12:15	0,67
	12:30	0,70
	12:45	28,86
	13:00	32,09
	13:15	32,58
	13:30	30,20
	13:45	31,32
	14:00	31,86
	14:15	30,93
	14:30	
	14:45	

Fonte: Elaboração Própria

reativo é horário, ao invés de 15 minutos. Aqui há a diferenciação dos postos indutivo e capacitivo na análise dos reativos presentes. A Figura XX ilustra a maneira com que os dados são distribuídos na planilha.

Para este trabalho, porém, não será detalhada esta planilha pelo fato de não haver a análise do fator de potência da unidade após a substituição dos equipamentos, tendo-se apenas o faturamento reativo da unidade sem quaisquer alterações. A Figura 5.5 ilustra como os principais dados obtidos pela medição são informados ao usuário.

5.3.3 Faturas Finais

Esta planilha informa de maneira resumida ao usuário as faturas finais de energia, para todos os possíveis casos de alterações, como mostra a Figura 5.6.

Figura 5.2 – Visão dos Dados de Faturamento Ativo

Fatura Atual						
DADOS MENSAIS		FATURAMENTO ATIVO				
CONSUMO			CONVENCIONAL	VERDE	AZUL	
Consumo Total Faturado [kWh]	7.910	Consumo Ponta		R\$ 156,36	R\$ 67,73	
Consumo de Ponta [kWh]	104	Consumo Fora de Ponta		R\$ 3.500,81	R\$ 3.500,81	
Consumo Fora de Ponta [kWh]	7.807	CONSUMO	R\$ 3.547,25	R\$ 3.657,16	R\$ 3.568,54	
Consumo - Sábado [kWh]	279,5	Demanda Ponta			R\$ 352,56	
Consumo - Domingo [kWh]	147,5	Demanda Fora de Ponta			R\$ 1.649,67	
Consumo Fora de Ponta - Dia Útil [kWh]	7.380	DEMANDA	R\$ 4.949,02	R\$ 1.649,67	R\$ 2.002,23	
DEMANDA		Ultrapassagem Ponta			R\$ -	
Demanda Faturada [kW]	130	Ultrapassa Fora de Ponta			R\$ -	
Demanda Faturada de Ponta [kW]	10	ULTRAPASSAGEM	R\$ -	R\$ -	R\$ -	
Demanda Contratada [kW]	130					
Demanda Contratada de Ponta [kW]	10					
Valores de Medição		VALOR	R\$ 8.852,24	R\$ 5.662,80	R\$ 5.926,73	
Demanda Máxima [kW]	68					
Demanda Fora de Ponta [kW]	68					
Demanda de Ponta [kW]	6					
ULTRAPASSAGEM		Bandeira Tarifária	Vermelha	Acréscimo por Bandeira Tarifária		
Demanda Ultrapassagem [kW]	0				R\$ 355,97	
Demanda Ultrapassagem de Ponta [kW]	0					

Fonte: Elaboração Própria

5.3.4 Tarifas & Dados

Nesta planilha, são informados alguns dados que compõem o cálculo da fatura de energia, como:

- Tarifas em vigência;
- Dias úteis, sábados, domingos e feriados do mês de referência;
- Tributos;
- Demanda contratada pela unidade;
- Bandeira tarifária em vigência;
- Fator de potência de referência

A Figura 5.7 ilustra as informações contidas na planilha.

5.4 DADOS PARA O FATURAMENTO DE ENERGIA

Para o levantamento da economia de energia gerada pela substituição de motores, foi estabelecido que os motores operaram por 304 dias no ano, sendo 252 dias úteis e 52 sábados. Também foram distribuídos ao longo do dia, simulando a entrada e saída de cargas e começo e fim de turno das fábricas.

A Tabela 5.1 apresenta os dados utilizados no cálculo da fatura de energia das fábricas.

Tabela 5.1 – Dados para Faturamento de Energia Elétrica

MODALIDADE	TARIFA	PREÇO [R\$/kWh]
CONVENCIONAL	Tarifa Consumo	0,45
	Tarifa Demanda	38,07
	Tarifa Ult. Demanda	76,14
VERDE	Tarifa Consumo Fora de Ponta	0,45
	Tarifa Consumo de Ponta	0,65
	Tarifa Demanda	12,69
	Tarifa Ult. Demanda	25,38
AZUL	Tarifa Consumo Fora de Ponta	0,45
	Tarifa Consumo de Ponta	0,65
	Tarifa Demanda Fora de Ponta	12,69
	Tarifa Demanda de Ponta	35,26
	Tarifa Ult. Demanda Fora de Ponta	25,38
	Tarifa Ult. Demanda de Ponta	70,51
DADOS DO MÊS		
	Dias úteis	22
	Sábados	5
	Domingos	4
TRIBUTOS [%]		
	PIS	0,57
	COFINS	2,64
	ICMS	25
DEMANDA CONTRATADA [kW]		
	Fora de ponta	830
	Ponta	700
FATORES TÉCNICOS		
	Bandeira tarifária	Vermelha
	Tolerância de ultrapassagem	5%
	Fator de potência concessionária	0,92

5.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi explicado o desenvolvimentos e funcionamento do software de fatura de energia.

No próximo capítulo, será introduzido o método responsável por analisar a unidade consumidora com o objetivo de aumentar sua eficiência energética. Serão descritos os indicadores de desempenho utilizados, assim como as etapas que compõem o método.

HORA	DEMANDA (KW)	Redução de Demanda - Iluminação (KW)	Redução de Demanda - Motores (KW)	Redução de Demanda - Iluminação+Motores (KW)	Nova Demanda - Iluminação (KW)	Nova Demanda - Redução na Iluminação (KW)	Nova Demanda - Redução nos Motores (KW)	Nova Demanda - Redução Iluminação+Motores (KW)
9:00	36,89	0,40	5,00	5,40	36,49	31,49	31,89	31,49
9:15	36,55	0,40	5,00	5,40	36,15	31,15	31,55	31,15
9:30	36,82	0,40	5,00	5,40	36,42	31,42	31,82	31,42
9:45	35,69	0,40	5,00	5,40	35,29	30,29	30,69	30,29
10:00	38,92	0,40	5,00	5,40	38,52	33,52	33,92	33,52
10:15	38,90	0,40	5,00	5,40	38,50	33,50	33,90	33,50
10:30	40,52	0,40	5,00	5,40	40,12	35,12	35,52	35,12
10:45	37,70	0,40	5,00	5,40	37,30	32,30	32,70	32,30
11:00	37,90	0,40	5,00	5,40	37,50	32,50	32,90	32,50
11:15	37,78	0,40	5,00	5,40	37,38	32,38	32,78	32,38
11:30	34,42	0,40	5,00	5,40	34,02	29,02	29,42	29,02

Fonte: Elaboração Própria

Figura 5.3 – Visão da Redução de Demanda de Potência Ativa

Figura 5.4 – Visão dos Dados do Faturamento Ativo com Redução de Demanda

Fatura com Novo Sistema de Iluminação + Motriz					
		FATURAMENTO ATIVO			
CONSUMO			CONVENCIONAL	VERDE	AZUL
Consumo Total Faturado [kWh]	6.816	Consumo Ponta		R\$ 118,32	R\$ 51,25
Consumo de Ponta [kWh]	78	Consumo Fora de Ponta		R\$ 3.021,48	R\$ 3.021,48
Consumo Fora de Ponta [kWh]	6.738	CONSUMO	R\$ 3.056,62	R\$ 3.139,79	R\$ 3.072,73
Consumo - Sábado [kWh]	279,5	Demanda Ponta			R\$ 352,56
Consumo - Domingo [kWh]	147,5	Demanda Fora de Ponta			R\$ 1.649,67
Consumo Fora de Ponta - Dia Útil [kWh]	6.311	DEMANDA	R\$ 4.949,02	R\$ 1.649,67	R\$ 2.002,23
DEMANDA		Ultrapassagem Ponta			R\$ -
Demanda Faturada [kW]	130	Ultrapassa Fora de Ponta			R\$ -
Demanda Faturada de Ponta [kW]	10	ULTRAPASSAGEM	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Demanda Contratada [kW]	130				
Demanda Contratada de Ponta [kW]	10				
Valores de Medição		VALOR	R\$ 8.361,61	R\$ 5.145,43	R\$ 5.430,92
Demanda Máxima [kW]	63				
Demanda Fora de Ponta [kW]	63				
Demanda de Ponta [kW]	6				
ULTRAPASSAGEM		Bandeira Tarifária	Vermelha	Acréscimo por Bandeira Tarifária	R\$ 355,97
Demanda Ultrapassagem [kW]	0				
Demanda Ultrapassagem de Ponta [kW]	0				

Fonte: Elaboração Própria

Figura 5.5 – Visão dos Dados de Faturamento Reativo

DADOS MENSAIS		FATURAMENTO REATIVO			
CONSUMO			CONVENCIONAL	VERDE	AZUL
Energia Reat. Exc. Total [kVar]	4.717	FER.		R\$ 102,50	R\$ 102,50
Energia Reat. Exc. de Ponta [kVar]	305	FER.,		R\$ 1.483,91	R\$ 1.483,91
Energia Reat. Exc. Fora de Ponta [kVar]	4.412	FER	R\$ 2.115,20	R\$ 1.586,40	R\$ 1.586,40
Energia Reat. Exc. Fora de Ponta - Dia Útil [kVar]	3.641	FDR.			R\$ -
Energia Reat. Exc. Fora de Ponta - Sábado [kVar]	333	FDR.,			R\$ -
Energia Reat. Exc. Fora de Ponta - Domingo [kVar]	438	FDR	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Energia Reat. Exc. Fora de Ponta - Indutivo [kVar]	4.717				
Energia Reat. Exc. Fora de Ponta - Capacitivo [kVar]	0				
		VALOR	R\$ 2.115,20	R\$ 1.586,40	R\$ 1.586,40
DEMANDA					
Demanda Reat. Exc. Máxima [kVar]	0				
Demanda Reat. Exc. Fora de Ponta [kVar]	0				
Demanda Reat. Exc. de Ponta [kVar]	0				

Fonte: Elaboração Própria

Figura 5.6 – Visão dos Valores Finais de Faturamento

FATURA ATUAL					
	CONVENCIONAL		VERDE		AZUL
ATIVO	R\$ 8.852,24	ATIVO	R\$ 5.662,80	ATIVO	R\$ 5.926,73
REATIVO	R\$ 2.115,20	REATIVO	R\$ 1.586,40	REATIVO	R\$ 1.586,40
	R\$ 10.967,44		R\$ 7.249,20		R\$ 7.513,13

FATURA COM NOVO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO					
	CONVENCIONAL		VERDE		AZUL
ATIVO	R\$ 8.761,83	ATIVO	R\$ 5.545,66	ATIVO	R\$ 5.831,15
REATIVO	R\$ 2.115,20	REATIVO	R\$ 1.586,40	REATIVO	R\$ 1.586,40
	R\$ 10.877,04		R\$ 7.132,06		R\$ 7.417,55

FATURA COM NOVO SISTEMA MOTRIZ					
	CONVENCIONAL		VERDE		AZUL
ATIVO	R\$ 8.452,01	ATIVO	R\$ 5.262,57	ATIVO	R\$ 5.526,50
REATIVO	R\$ 2.115,20	REATIVO	R\$ 1.586,40	REATIVO	R\$ 1.586,40
	R\$ 10.567,21		R\$ 6.848,98		R\$ 7.112,91

FATURA COM NOVO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO + MOTRIZ					
	CONVENCIONAL		VERDE		AZUL
ATIVO	R\$ 8.361,61	ATIVO	R\$ 5.145,43	ATIVO	R\$ 5.430,92
REATIVO	R\$ 2.115,20	REATIVO	R\$ 1.586,40	REATIVO	R\$ 1.586,40
	R\$ 10.476,81		R\$ 6.731,83		R\$ 7.017,33

Fonte: Elaboração Própria

Figura 5.7 – Visão das Tarifas e Dados Complementares

TARIFAS VIGENTES				DADOS DO MÊS	
		TARIFA s/IMPOSTO (R\$/kWh)	TARIFA c/IMPOSTO (R\$/kWh)	Mês:	Outubro
V E R D E	Tarifa Consumo Fora de Ponta	R\$ 0,32	R\$ 0,45	Dia Úteis:	21
	Tarifa Consumo Ponta	R\$ 1,08	R\$ 1,51	Sábados	5
	Tarifa Demanda	R\$ 9,11	R\$ 12,69	Domingos	4
	Tarifa Ultrapassagem de Demanda	R\$ 18,22	R\$ 25,38	Feriados:	1
	Tarifa Consumo Reativo Fora de Ponta	R\$ 0,24	R\$ 0,34	PIS (%):	0,57
	Tarifa Consumo Reativo de Ponta	R\$ 0,24	R\$ 0,34	COFINS (%):	2,64
	Tarifa Demanda Reativo	R\$ 9,11	R\$ 12,69	ICMS (%):	25
A Z U L	Tarifa Consumo Fora de Ponta	R\$ 0,32	R\$ 0,45	DEMANDA CONTRATADA (ForaPonta) [kW]:	130
	Tarifa Consumo Ponta	R\$ 0,47	R\$ 0,65	DEMANDA TOLERADA [kW]:	143
	Tarifa Demanda Fora de Ponta	R\$ 9,11	R\$ 12,69	DEMANDA CONTRATADA de PONTA [kW]:	10
	Tarifa Demanda de Ponta	R\$ 25,31	R\$ 35,26	DEMANDA TOLERADA de PONTA [kW]:	11
	Tarifa Ultrapassagem de Demanda Fora de Ponta	R\$ 18,22	R\$ 25,38	BANDEIRA TARIFÁRIA	Vermelha
	Tarifa Ultrapassagem de Demanda de Ponta	R\$ 25,31	R\$ 35,26	Fator de Potência da Concessionária:	0,92
	Tarifa Consumo Reativo Fora de Ponta	R\$ 0,24	R\$ 0,34		
Tarifa Consumo Reativo de Ponta	R\$ 0,24	R\$ 0,34			
Tarifa Demanda Reativo de Ponta	R\$ 9,11	R\$ 12,69			
Tarifa Demanda Reativo de Ponta	R\$ 25,31	R\$ 35,26			
C O N V	Tarifa Consumo	R\$ 0,32	R\$ 0,45		
	Tarifa Demanda	R\$ 27,33	R\$ 38,07		
	Tarifa Ultrapassagem Demanda	R\$ 9,11	R\$ 12,69		
	Tarifa Consumo Reativo	R\$ 0,32	R\$ 0,45		
Tarifa Demanda Reativo	R\$ 9,11	R\$ 12,69			

Fonte: Elaboração Própria

6 ESPECIFICAÇÃO DO MÉTODO

O método proposto neste trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade técnica e econômico-financeira da substituição de motores encontrados tipicamente na indústria. Duas etapas principais compõem o método:

Etapa 1 - Análise Técnica: consiste em coletar os dados dos motores encontrados na unidade consumidora, referentes a sua operação, manutenção e dados históricos de funcionamento. Estes dados servem para avaliar tecnicamente como o motor atua na indústria. Ao final da Etapa 1, é composta uma classificação dos motores por ordem de viabilidade técnica.

Etapa 2 - Análise Econômico-Financeira: com a ordenação obtida na etapa 2, é feita uma análise financeira do projeto de forma sequencial, ou seja, a cada nova adição de motor ao grupo final de substituição, os indicadores financeiros são recalculados, estimando o retorno financeiro obtido com o projeto..

6.1 INDICADORES DE DESEMPENHO ENERGÉTICOS (*KPIE'S*)

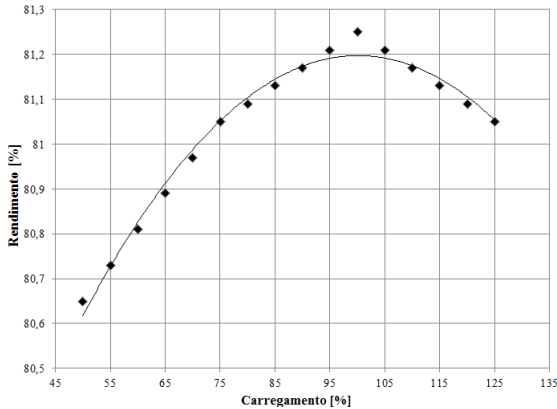
Os *KPIe's* são os critérios adotados para a etapa 1 do método, responsáveis pela avaliação técnica do motor. Cada critério é formado por uma curva de avaliação característica, que classifica o motor conforme o estado e condição em que se encontra na indústria.

- **KPIe 1 - Carregamento:**

O carregamento pode indicar como está o nível de rendimento do motor quando em operação (ver Figura 2.15, na página 57). Primeiramente, obteve-se uma curva de rendimento x carregamento típica de um motor trifásico, apresentada na Figura 6.1.

Porém, esta curva não pode ser utilizada, visto que os maiores valores do *KPI* devem corresponder aos piores casos de carregamento. Então, os valores de rendimento foram invertidos, fazendo com o que o máximo valor da curva correspondesse ao pior caso, ou 50% de carregamento. Após isso, os valores foram passados para p.u., chegando à curva de avaliação final, representada pela Equação 6.1 e mostrada na Figura 6.2.

Figura 6.1 – Rendimento x Carregamento



Fonte: Elaboração própria, a partir de WEG (2016b)

$$KPI1 = 0,0004x^2 - 0,0771x + 3,9477 \quad (6.1)$$

Onde:

$KPIe1$ = Indicador de desempenho energético nº 1;

x = Carregamento do motor, em %.

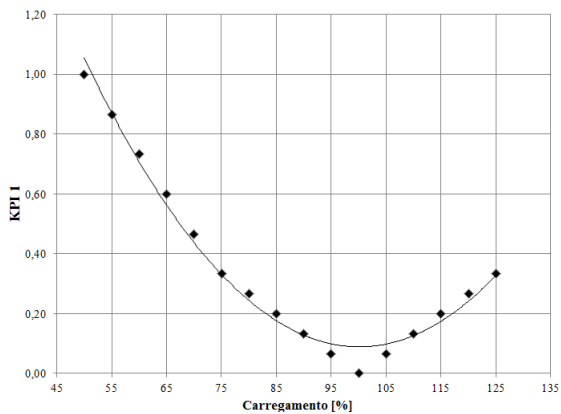
- KPIe 2 - Regime de operação:** é importante determinar o número de horas que o motor opera na fábrica quando com carga acoplada, visto que os ganhos com a redução de energia são diretamente proporcionais ao número de horas total em que o motor se encontra em operação. Uma maneira de determinar a rotina de uso do motor é detalhar as horas de uso por turnos e por tipo de dia (dia útil, final de semana ou feriado). Este regime pode ser contabilizado em horas de uso diário, mensal ou anual, dependendo do tipo de análise que é feita.

Neste trabalho, o período adotado foi o diário. Sua avaliação é feita por meio de uma aproximação linear, dada pela Equação 6.2 e representada na Figura 6.3.

$$KPIe2 = 0,0417x \quad (6.2)$$

Onde:

Figura 6.2 – KPIe 1 x Carregamento

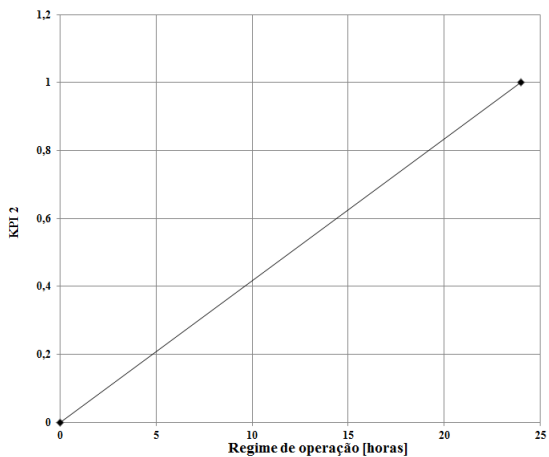


Fonte: Elaboração própria

$KPIe2$ = Indicador de desempenho nº2;

x = regime de operação, em horas.

Figura 6.3 – KPIe 2 x Regime de Operação



Fonte: Elaboração própria

- **KPIe 3 - Desgaste do motor:** o desgaste do motor, ou o tempo total de uso, é avaliado por meio de uma aproximação logarítmica, dada pela Equação 6.3 e representada na Figura 6.4:

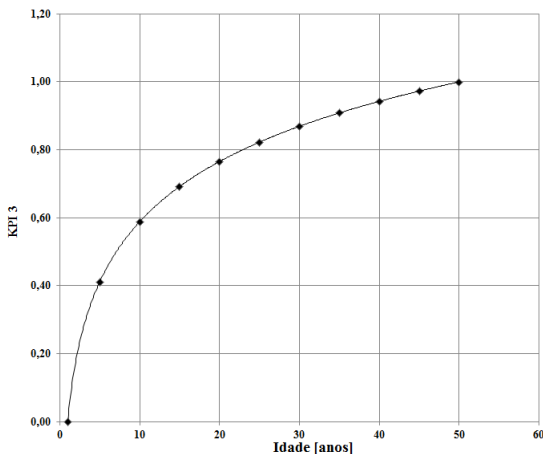
$$KPIe3 = 0,2555\ln(x) \quad (6.3)$$

Onde:

$KPIe3$ = Indicador de desempenho energético nº3;

x = Desgaste do motor, em anos.

Figura 6.4 – KPIe 3 x Desgaste do Motor



Fonte: Elaboração própria

- **KPIe 4 - Nº de rebobinamentos:** como visto anteriormente, o rebobinamento de um motor se faz necessário quando o mesmo sofre danos que o impedem de operar, optando por seu reparo ao invés da compra de um novo motor. Embora esta prática seja muito utilizada como um método mais econômico para lidar com o problema, pode vir a causar quedas no rendimento motor quando este volta a operar.

A avaliação do rebobinamento é feita por uma aproximação logarítmica, dada pela Equação 6.4 e representada na Figura 6.5.

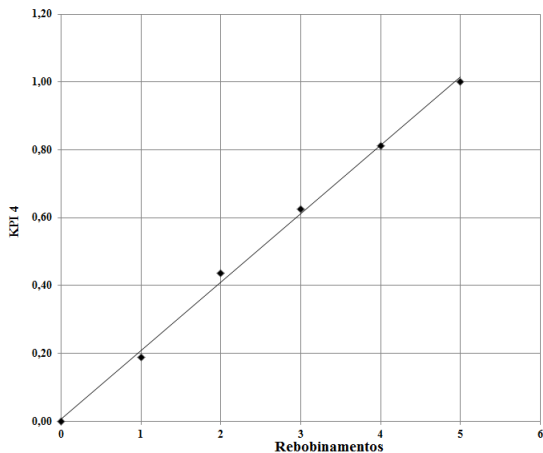
$$KPIe4 = 0,2018x + 0,058 \quad (6.4)$$

Onde:

$KPIe4$ = Indicador de desempenho n^o4;

x = Número de rebobinamentos.

Figura 6.5 – KPIe 4 x Rebobinamentos



Fonte: Elaboração própria

- KPIe 5 - Potência nominal:** os motores de maior potência são consequentemente os responsáveis pelo consumo maior de energia da unidade consumidora. Diante deste fato, foi necessário adotar um KPI que relacionasse o tamanho do motor com a análise técnica do método. A curva característica deste indicador de desempenho é dada pela Equação 6.5 e representada na Figura 6.6. Foi adotada uma aproximação linear, com um motor de 500 cv recebendo o valor máximo unitário.

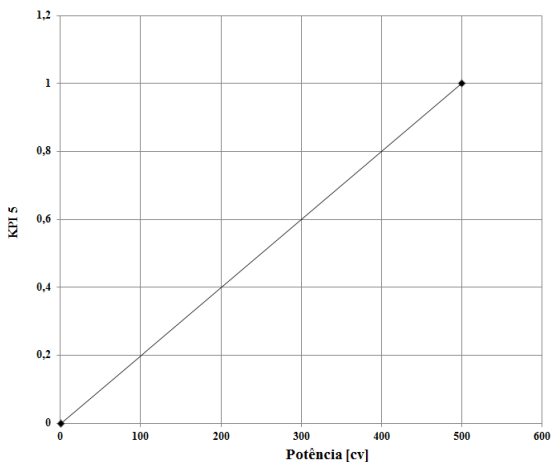
$$KPIe5 = 0,002x - 0,002 \quad (6.5)$$

Onde:

$KPIe5$ = Indicador de desempenho n^o5;

x = Potência nominal do motor, em cv.

Figura 6.6 – KPIe 5 x Potência



Fonte: Elaboração própria

6.1.1 Índice de Viabilidade Técnica de Substituição

O Índice de Viabilidade Técnica de Substituição (IVTS) se dá como a nota final do motor, composta pelas notas de todos os *KPI's*, com seus respectivos pesos. O valor do IVTS é obtido da seguinte forma:

$$IVTS = P_1 \times KPIe1 + P_2 \times KPIe2 + P_3 \times KPIe3 + P_4 \times KPIe4 + P_5 \times KPIe5 \quad (6.6)$$

Onde:

IVTS = Índice de Viabilidade Técnica de Substituição

P_n = Peso do *KPIe*

Os motores que apresentam os maiores IVTS são considerados os mais propensos à troca, do ponto de vista técnico, resultante da coleta de dados realizada acerca de seu estado e condição de operação.

6.2 ESPECIFICAÇÃO DOS INDICADORES DE DESEMPENHO FINANCIEROS (*KPIf*'S)

Para o estudo de caso deste trabalho foram selecionados 4 *KPIf*'s, sendo eles.

- **KPIf 1** - VPL: Representa o Valor Presente Líquido do projeto. Foi estabelecida uma vida útil do investimento de 10 anos. Este prazo corresponde aos ganhos adquiridos com o novo motor até sua primeira manutenção, alteração ou qualquer situação em que houver dispêndios. Este *KPIf* é de carácter absoluto, ou seja, não servirá de comparação com as outras alternativas de inv
- **KPIf 2** - TIR:
- **KPIf 3** - *Payback*:
- **KPIf 4** - *RCB*:

6.3 ETAPA 1: ANÁLISE TÉCNICA

Esta etapa consiste em obter o IVTS de cada motor individual, com o objetivo de formar um ranking de motores que identifica quais são as melhores oportunidades de troca, do ponto de vista técnico.

Aqui, caracteriza-se como oportunidade motores que geralmente operam em condições anteriormente discutidas neste trabalho, como, por exemplo, os antigos, que atuam fora de suas especificações nominais (sub ou sobredimensionados) e que tiveram sua especificação de fábrica possivelmente alterada, e seu desempenho decaído, devido a serviços de reparo.

O fluxograma da Etapa 1 é ilustrado na Figura 6.7.

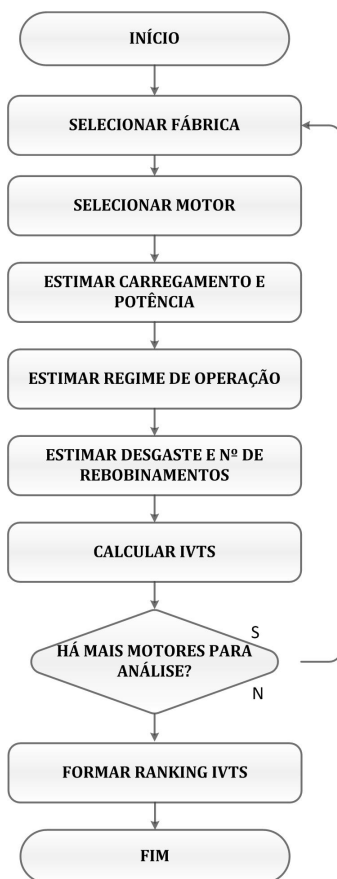
1. **Selecionar unidade consumidora (UC):** seleciona a unidade consumidora em que serão coletados os dados dos motores;
2. **Selecionar motor:** seleciona o motor para coleta de dados.
3. **Estimar carregamento e potência do motor:** com o uso de um simples alicate amperimétrico, pode-se medir a corrente em situações de operação. Além disso, anota-se a potência nominal do motor por meio dos dados de placa.
4. **Estimar regime de operação:** verifica-se com o setor operacional da empresa qual o valor médio de horas diárias de uso do motor;

5. **Estimar desgaste e número de rebobinamentos:** pode ser verificado por meio da análise de dados históricos que contenham a data de início de uso do motor e registro de rebobinamentos;

Obs.: em situações onde não foi possível histórico de utilização do motor, inclusive por falta de dados de placa, pode-se realizar estimativas com base nos relatos da área de operação e da experiência do avaliador.

6. **Calcular IVTS:** conforme Equação 6.6;

Figura 6.7 – Fluxograma: Análise Técnica



Fonte: Elaboração própria

7. **Há mais motores para análise?:** verifica se existem mais motores na planta fabril.
8. **Formar Ranking IVTS:** os motores são classificados de acordo com seus IVTS respectivos, de forma decrescente.

6.4 ETAPA 2 - ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA

A necessidade desta etapa se dá pelo fato de que nem sempre a substituição de todos os motores é a mais viável. Por exemplo, uma empresa que está com poucos recursos disponíveis, embora tenha os benefícios à vista, poderá efetuar um investimento que possibilite a troca de somente alguns dos motores; outra pode estabelecer um período limite para a recuperação do investimento, ou outros critérios que exijam um nível mínimo de rentabilidade. Neste caso, a adição de algum motor no projeto pode extrapolar este prazo ou um dos critérios e acabar por inviabiliza-lo.

A análise é possível por meio da economia de energia obtida pela troca dos motores. Este ganho energético é então transformado em um ganho monetário, observado na redução do valor da fatura de energia estimada da unidade consumidora.

Por meio de WEG (2016b), foram coletados os preços de mercado típicos de motores de indução trifásicos. Segundo GARCIA (2003), depoimentos de pessoas inseridas em projetos de eficiência energética sugerem que este investimento pode chegar ao dobro do valor de compra do motor, por incluir o estudo, compra, frete, possíveis alterações na base e acoplamento, mudanças de circuito elétrico e mão-de-obra. Afim de tornar o método mais próximo com o que é praticado em projetos, foi adotado um fator de 1,5 sobre o custo do motor.

Para motores com carregamento de 50% até 74%, foi sugerido o redimensionamento. Para estes casos, foram adotados os preços de motores com potência tal que tornem o carregamento o mais próximo de 100%. Neste trabalho, não foram considerados os possíveis ganhos financeiros provenientes do descarte dos motores que estavam em operação.

O fluxograma da Etapa 2 é ilustrado na Figura 6.8.

1. **Selecionar fábrica:** seleciona a unidade consumidora em que será feita a análise econômico-financeira, por meio dos resultados obtidos pela Etapa 1;
2. **Estimar fatura de energia:** o objetivo desta etapa é estimar a fatura de energia atual da unidade consumidora, que servirá como base para cálculo das economias de energia geradas pelas trocas;

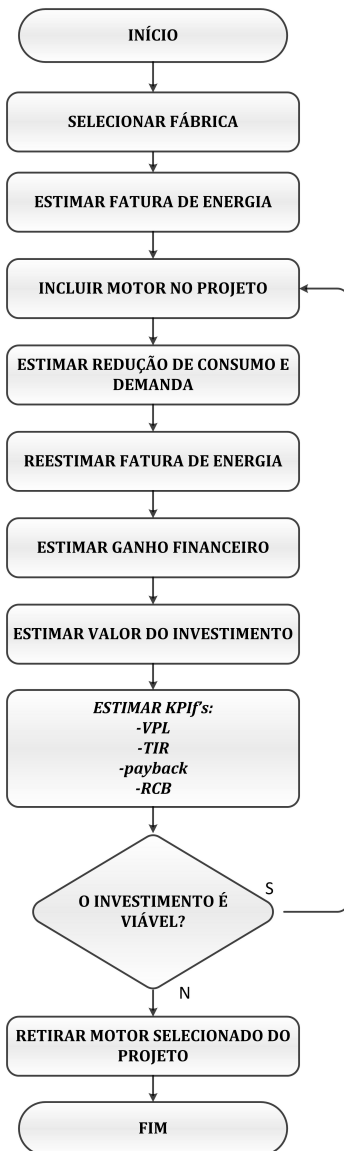
3. **Incluir motor no projeto:** é adicionado um novo motor ao projeto, seguindo a sequência do Ranking IVTS;
4. **Estimar redução de consumo e demanda:** estima-se a contribuição do novo motor tanto na redução de consumo de energia elétrica como na demanda de potência da planta fabril.
5. **Reestimar fatura de energia:** A fatura de energia da unidade consumidora é reestimada, considerando que as trocas tenham sido efetuadas;
6. **Estimar ganho financeiro:** estima-se o ganho financeiro obtido com o projeto, por meio da comparação entre a fatura antiga e atual;
7. **Estimar valor do investimento:** estima-se o custo total para a implementação do projeto;
8. **Estimar KPIf's:** são estimados os KPIf's do projeto, sendo eles o VPL, RCB, TIR e *payback*. Esta etapa verifica se o investimento é viável financeiramente e se é vantajoso para a empresa executá-lo.
9. **O investimento é viável?:** é analisado se o projeto, até o presente momento, trás um retorno financeiro significativo à empresa. Ela pode optar por continuar a adicionar motores ao projeto assim como interromper o processo;
10. **Retirar motor selecionado do projeto:** Caso algum dos parâmetros financeiros indiquem que o investimento se tornou inviável, o motor em presente análise é descartado do projeto, retornando o mesmo à configuração anterior.

6.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram descritos os *KPI's* que compõem o método, assim como as etapas que o compõem.

No próximo capítulo, será introduzido o estudo de caso em que o método será aplicado. Também serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação.

Figura 6.8 – Fluxograma: Análise Econômico-Financeira



Fonte: Elaboração própria

7 RESULTADOS

O objetivo deste estudo de caso é estudar a aplicabilidade do método proposto. Para isso, foram projetadas duas fábricas, **obsoleta** e **moderna**, a partir de dados reais de motores em operação, coletados durante um projeto de eficiência em empresas moveleiras.

A principal diferença das duas fábricas está no estado em que os motores se encontram em operação. Enquanto que a fábrica moderna possui motores com no máximo 15 anos de uso e 2 rebobinamentos, é possível encontrar na fábrica obsoleta motores de até 35 anos e 4 rebobinamentos.

Como será visto mais adiante, o menor rendimento dos motores da fábrica obsoleta a levam a uma conta de energia mais cara, visto que os motores acabam por demandar mais energia do sistema elétrico para realizar o mesmo trabalho que os motores da fábrica moderna, que possuem maiores níveis de rendimento.

Para cada fábrica, foram simulados 40 motores de indução trifásicos, operando em conjunto e classificados da seguinte forma:

- **Seq.:** sequência de substituição dos motores;
- **Nº:** identificação do motor;
- **Grupo:** agrupamento dos motores por potência, classificado da seguinte forma:
 - A - menores que 20 cv;
 - B - entre 25 e 40 cv;
 - C - entre 50 e 75 cv;
 - D - maiores que 75 cv.
- γ [%]: carregamento do motor, em %;
- [h/dia]: regime de uso diário do motor, em horas;
- [anos]: desgaste do motor, em anos;
- **Reb.:** número de rebobinamentos do motor;
- [cv]: potência nominal do motor, em cv;

- **IVTS:** Índice de Viabilidade Técnica de Substituição do motor.
- **$P_{nominal}$:** potência nominal do motor, em kW;
- **$P_{entrada}$:** potência elétrica demandada pelo motor, em kW;
- **P_{saida} :** potência elétrica fornecida pelo motor, em kW;
- **Rend.:** rendimento do motor, em %;
- **Polos:** quantidade de polos do motor;

7.1 ANÁLISE TÉCNICA

Foram estabelecidas duas distribuições de pesos para os *KPIe's*, apresentadas na Tabela 7.1. O objetivo de formar o Ranking IVTS para dois casos diferentes é de comparar os resultados obtidos. Dependendo da situação em que se encontram os motores em operação, pode-se optar por dar preferência a um dos indicadores. Este então acaba por ter uma influência maior na formação do Ranking IVTS.

Tabela 7.1 – Distribuição dos Pesos dos *KPIe's*

<i>KPIe's</i>	Caso 1	Caso 2
γ	10%	20%
[h/dia]	15%	20%
[anos]	25%	20%
Reb.	10%	20%
[cv]	40%	20%

7.1.1 Fábrica Obsoleta - Caso 1

Considerando os pesos dos *KPIe's* conforme a Tabela 7.1, chega-se ao Ranking IVTS da Tabela 7.2.

A distribuição não-homogênea dos pesos favoreceu a troca dos motores de maior potência, pertencentes ao grupo B e C, visto que 40% da nota final considera a potência nominal do motor. Existem algumas exceções como

Tabela 7.2 – Fábrica Obsoleta - Ranking IVTS - 1º Caso

Seq.	Nº	Grupo	γ [%]	[h/dia]	[anos]	Reb.	[cv]	IVTS
1	40	D	95	15	35	4	150	0,54
2	39	D	85	15	26	3	150	0,51
3	8	A	50	16	30	3	10	0,49
4	33	C	120	16	30	4	60	0,49
5	38	D	95	15	25	3	125	0,48
6	14	A	50	14	27	3	5	0,47
7	21	B	80	16	30	4	40	0,46
8	32	C	75	18	35	2	50	0,46
9	29	B	65	16	30	3	25	0,46
10	35	C	85	14	33	3	75	0,46
11	37	D	85	15	30	2	100	0,46
12	34	C	80	12	30	3	75	0,45
13	25	B	55	8	30	3	30	0,44
14	31	C	75	18	25	2	50	0,44
15	11	A	77	18	30	3	10	0,44
16	15	A	65	14	32	3	5	0,44
17	36	D	85	15	27	1	100	0,43
18	22	B	80	18	32	2	30	0,43
19	5	A	115	18	25	3	20	0,43
20	28	B	70	12	28	3	40	0,43
21	7	A	85	16	30	3	15	0,42
22	1	A	115	18	20	3	20	0,42
23	26	B	100	10	35	4	25	0,41
24	6	A	110	16	25	3	20	0,41
25	9	A	50	6	30	2	8	0,41
26	30	B	85	14	25	2	40	0,39
27	4	A	72	10	30	3	5	0,39
28	24	B	90	9	30	3	40	0,39
29	2	A	90	18	21	2	20	0,39
30	27	B	80	14	25	2	25	0,39
31	23	B	60	6	25	2	30	0,38
32	18	A	75	8	30	2	20	0,36
33	10	A	86	8	28	3	15	0,36
34	19	A	95	8	28	3	8	0,35
35	16	A	110	10	25	2	15	0,35
36	13	A	65	4	30	2	2	0,35
37	3	A	85	10	25	2	5	0,34
38	20	A	100	4	32	3	8	0,34
39	17	A	80	6	25	2	15	0,33
40	12	A	95	4	25	2	2	0,30

os motores 8 e 5 que, por estarem sobredimensionados ($\gamma = 50\%$), ocuparam posições altas no Ranking.

7.1.2 Fábrica Obsoleta - Caso 2

Considerando os pesos de forma homogênea, foi obtido o Ranking IVTS apresentado na Tabela 7.3. Percebe-se agora que os motores menores, pertencentes aos grupos A e B, passam a ocupar posições mais altas no Ranking. O motor 39, primeiro colocado no Caso 1, cai para a nona posição no Caso 2, demonstrando a diferença que pode ser obtida ao se manipular as contribuições de cada *KPIe* para a nota final.

Tabela 7.3 – Fábrica Obsoleta - Ranking IVTS - 2º Caso

Seq.	Nº	Grupo	γ [%]	[h/dia]	[anos]	Reb.	[cv]	IVTS
1	8	A	50	16	30	3	10	0,65
2	14	A	50	14	27	3	5	0,63
3	33	C	120	16	30	4	60	0,58
4	40	D	95	15	35	4	150	0,58
5	29	B	65	16	30	3	25	0,56
6	25	B	55	8	30	3	30	0,56
7	21	B	80	16	30	4	40	0,55
8	15	A	65	14	32	3	5	0,54
9	39	D	85	15	26	3	150	0,53
10	9	A	50	6	30	2	8	0,53
11	11	A	77	18	30	3	10	0,53
12	5	A	115	18	25	3	20	0,52
13	32	C	75	18	35	2	50	0,52
14	28	B	70	12	28	3	40	0,51
15	38	D	95	15	25	3	125	0,51
16	1	A	115	18	20	3	20	0,51
17	35	C	85	14	33	3	75	0,50
18	31	C	75	18	25	2	50	0,50
19	34	C	80	12	30	3	75	0,49
20	7	A	85	16	30	3	15	0,49
21	6	A	110	16	25	3	20	0,49
22	22	B	80	18	32	2	30	0,49
23	26	B	100	10	35	4	25	0,48
24	37	D	85	15	30	2	100	0,48
25	4	A	72	10	30	3	5	0,48
26	23	B	60	6	25	2	30	0,46
27	2	A	90	18	21	2	20	0,44
28	27	B	80	14	25	2	25	0,44
29	24	B	90	9	30	3	40	0,44
30	30	B	85	14	25	2	40	0,44
31	36	D	85	15	27	1	100	0,43
32	10	A	86	8	28	3	15	0,42
33	13	A	65	4	30	2	2	0,41
34	18	A	75	8	30	2	20	0,41
35	19	A	95	8	28	3	8	0,41
36	16	A	110	10	25	2	15	0,40
37	3	A	85	10	25	2	5	0,39
38	20	A	100	4	32	3	8	0,38
39	17	A	80	6	25	2	15	0,37
40	12	A	95	4	25	2	2	0,33

7.1.3 Fábrica Moderna - Caso 1

Considerando a distribuição de pesos para o Caso 1, para a fábrica moderna, temos o seguinte Ranking IVTS, apresentando na Tabela 7.4. Novamente, podemos observar a predominância dos motores maiores nas posições mais altas, visto que o peso maior é atribuído ao *KPIe* "Potência Nominal".

Tabela 7.4 – Fábrica Moderna - Ranking IVTS - 1º Caso

Seq.	Nº	Grupo	γ [%]	[h/dia]	[anos]	Reb.	[cv]	IVTS
1	40	D	95	15	15	1	150,00	0,43
2	39	D	85	15	10	1	150,00	0,41
3	36	D	85	15	13	1	100,00	0,39
4	14	A	50	14	12	1	5,00	0,38
5	29	B	65	16	15	1	25,00	0,38
6	37	D	85	15	10	1	100,00	0,37
7	31	C	75	18	15	0	50,00	0,37
8	38	D	95	15	10	0	125,00	0,36
9	8	A	50	16	9	0	10,00	0,36
10	22	B	80	18	13	1	30,00	0,35
11	15	A	65	14	15	1	5,00	0,35
12	32	C	75	18	11	0	50,00	0,35
13	9	A	50	6	15	1	7,50	0,35
14	34	C	80	12	15	0	75,00	0,34
15	5	A	115	18	11	1	20,00	0,34
16	6	A	110	16	14	1	20,00	0,34
17	35	C	85	14	12	0	75,00	0,33
18	25	B	55	8	14	0	30,00	0,33
19	1	A	115	18	14	0	20,00	0,33
20	7	A	85	16	15	1	15,00	0,33
21	23	B	60	6	15	1	30,00	0,33
22	11	A	77	18	14	0	10,00	0,33
23	33	C	120	16	8	0	60,00	0,33
24	21	B	80	16	11	0	40,00	0,32
25	28	B	70	12	12	0	40,00	0,32
26	24	B	90	9	15	1	40,00	0,31
27	4	A	72	10	11	1	5,00	0,29
28	10	A	86	8	15	1	15,00	0,28
29	2	A	90	18	6	0	20,00	0,27
30	18	A	75	8	12	0	20,00	0,27
31	27	B	80	14	7	0	25,00	0,27
32	3	A	85	10	14	0	5,00	0,26
33	30	B	85	14	6	0	40,00	0,26
34	16	A	110	10	9	0	15,00	0,25
35	26	B	100	10	8	0	25,00	0,24
36	13	A	65	4	10	0	2,00	0,24
37	17	A	80	6	5	1	15,00	0,21
38	19	A	95	8	7	0	7,50	0,20
39	12	A	95	4	7	0	2,00	0,17
40	20	A	100	4	5	0	7,50	0,16

7.1.4 Fábrica Moderna - Caso 2

Considerando os pesos de forma homogênea, foi obtido o Ranking IVTS apresentado na Tabela 7.5. Assim com observado no 2º Caso da fábrica obsoleta, os motores maiores deram lugar aos motores menores, do grupo A e B, no topo do Ranking.

Tabela 7.5 – Fábrica Moderna - Ranking IVTS - 2º Caso

Seq.	Nº	Grupo	γ [%]	[h/dia]	[anos]	Reb.	[cv]	IVTS
1	14	A	50	14	12	1	5,00	0,51
2	8	A	50	16	9	0	10,00	0,47
3	9	A	50	6	15	1	7,50	0,45
4	29	B	65	16	15	1	25,00	0,45
5	15	A	65	14	15	1	5,00	0,42
6	40	D	95	15	15	1	150,00	0,41
7	22	B	80	18	13	1	30,00	0,40
8	39	D	85	15	10	1	150,00	0,40
9	25	B	55	8	14	0	30,00	0,40
10	5	A	115	18	11	1	20,00	0,40
11	36	D	85	15	13	1	100,00	0,39
12	23	B	60	6	15	1	30,00	0,39
13	31	C	75	18	15	0	50,00	0,39
14	37	D	85	15	10	1	100,00	0,38
15	6	A	110	16	14	1	20,00	0,38
16	32	C	75	18	11	0	50,00	0,38
17	7	A	85	16	15	1	15,00	0,38
18	1	A	115	18	14	0	20,00	0,37
19	11	A	77	18	14	0	10,00	0,37
20	33	C	120	16	8	0	60,00	0,36
21	28	B	70	12	12	0	40,00	0,35
22	4	A	72	10	11	1	5,00	0,34
23	21	B	80	16	11	0	40,00	0,34
24	38	D	95	15	10	0	125,00	0,34
25	34	C	80	12	15	0	75,00	0,34
26	35	C	85	14	12	0	75,00	0,33
27	24	B	90	9	15	1	40,00	0,32
28	10	A	86	8	15	1	15,00	0,31
29	2	A	90	18	6	0	20,00	0,30
30	27	B	80	14	7	0	25,00	0,29
31	18	A	75	8	12	0	20,00	0,29
32	30	B	85	14	6	0	40,00	0,28
33	3	A	85	10	14	0	5,00	0,28
34	13	A	65	4	10	0	2,00	0,28
35	16	A	110	10	9	0	15,00	0,26
36	26	B	100	10	8	0	25,00	0,25
37	17	A	80	6	5	1	15,00	0,25
38	19	A	95	8	7	0	7,50	0,22
39	12	A	95	4	7	0	2,00	0,18
40	20	A	100	4	5	0	7,50	0,17

7.1.5 Conclusões

O Ranking IVTS pode servir como indicador dos motores mais aptos para substituição. Observou-se que mudanças nos pesos dos indicadores influenciam no resultado final do IVTS. Eventualmente, pode-se desejar dar preferência a alguns indicadores, em detrimento de outros. Neste caso, o Ranking IVTS pode reconhecer tal inclinação e classificar os motores de acordo com o cenário presente. Se todos os motores analisados possuem mesmo número de horas de operação, ou mesmo tempo de desgaste, pode-se descartar tais indicadores e utilizar os restantes como método de classificação.

Ao se comparar as fábricas, nota-se que os valores finais do IVTS da fábrica moderna são relativamente menores dos da fábrica obsoleta. Como será visto mais adiante, isto indica que os motores com a nota final baixa, mesmo que em posições altas no Ranking, podem vir a apresentar resultados não satisfatórios na etapa 2, em que é analisada a viabilidade econômico-financeira das substituições.

Embora o Ranking classifique os motores por maior viabilidade técnica, isto nem sempre significa que devam ser substituídos. Se, dentro o grupo de motores da fábrica, o rendimento médio for relativamente alto, não haverá retorno financeiro suficiente afim de viabilizar a substituição de grande parte dos motores, ou mesmo de somente alguns.

Para a etapa 2, será feita a análise econômico-financeira do projeto de ambas as fábricas, considerando o Ranking IVTS obtido no 1º Caso.

7.2 ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA

A partir dos resultados da análise técnica, foram efetuadas sucessivas análises de viabilidade do projeto. Cada análise consiste em adicionar o motor mais apto à troca ao projeto e calcular os *KPIf's*, os quais servem de parâmetros para a decisão de aceitar ou não o investimento.

Para os projetos, foram considerados os seguintes parâmetros:

- Vida útil: 10 anos;
- Taxa de juros: 0,60% a.m., ou 7,44% a.a.;
- Taxa da variação mensal da tarifa: 0,9% a.m. Esta taxa estabelece que o preço da tarifa de energia sofre um acréscimo todo mês, simulando um aumento constante da inflação.

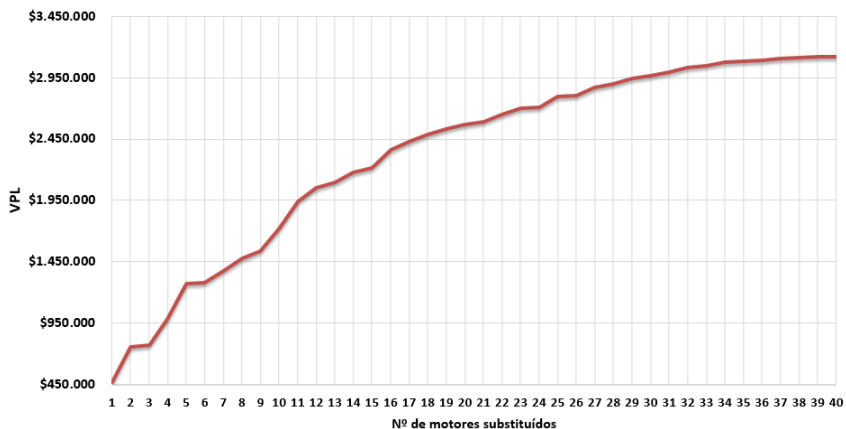
Outro parâmetro adotado se trata da redução da demanda contratada das fábricas. A cada sequência de troca efetuada, estimou-se uma diminuição

de demanda proporcional ao ponto de demanda máxima da curva de carga após a execução do projeto. Esta redução é então arredondada para a dezena menor mais próxima e então computada no cálculo da fatura, diminuindo o valor final.

7.2.1 Fábrica Obsoleta

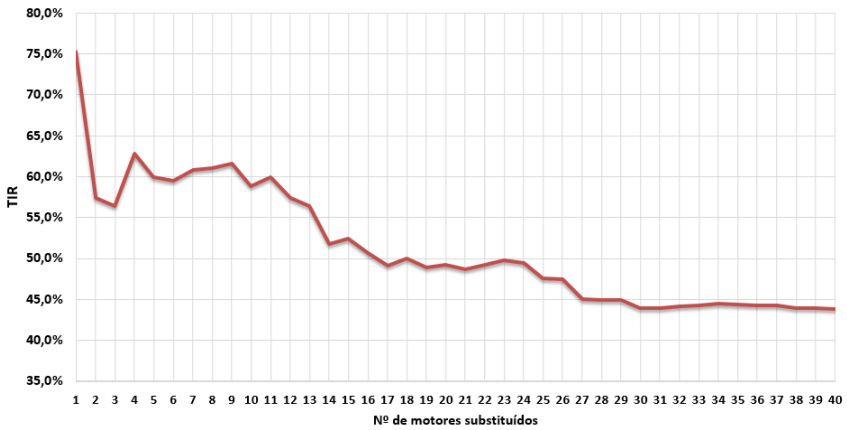
Os *KPIf's* obtidos para a fábrica obsoleta podem ser vistos nas Figuras 7.1, 7.2, 7.3 e 7.4. A Figura 7.5 ilustra o crescimento do investimento inicial ao longa das trocas.

Figura 7.1 – Fábrica Obsoleta - VPL



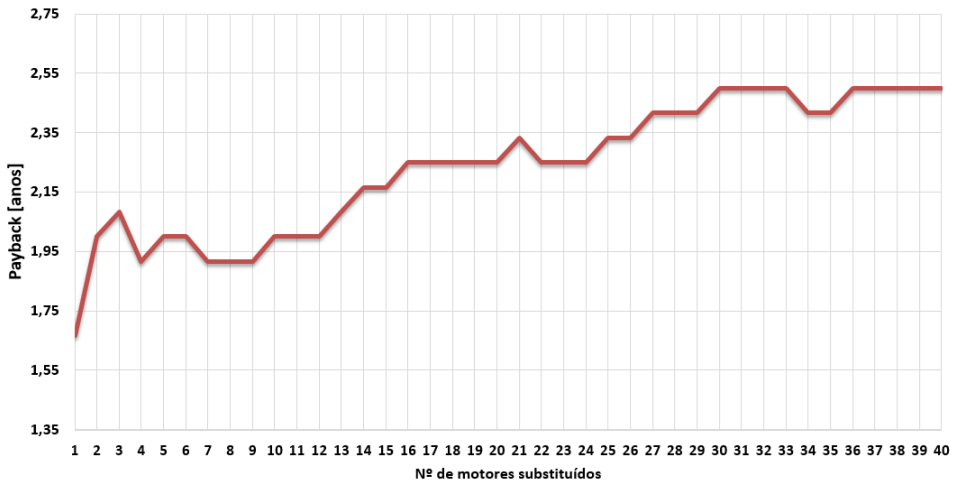
Fonte: Elaboração própria

Figura 7.2 – Fábrica Obsoleta - TIR



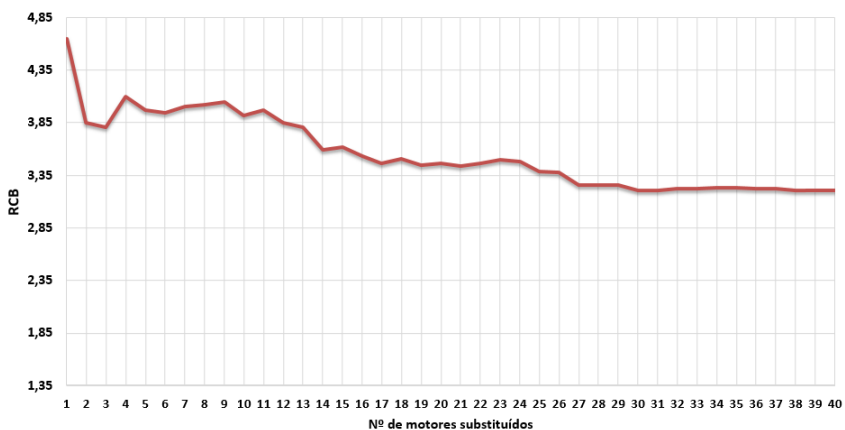
Fonte: Elaboração própria

Figura 7.3 – Fábrica Obsoleta - Payback



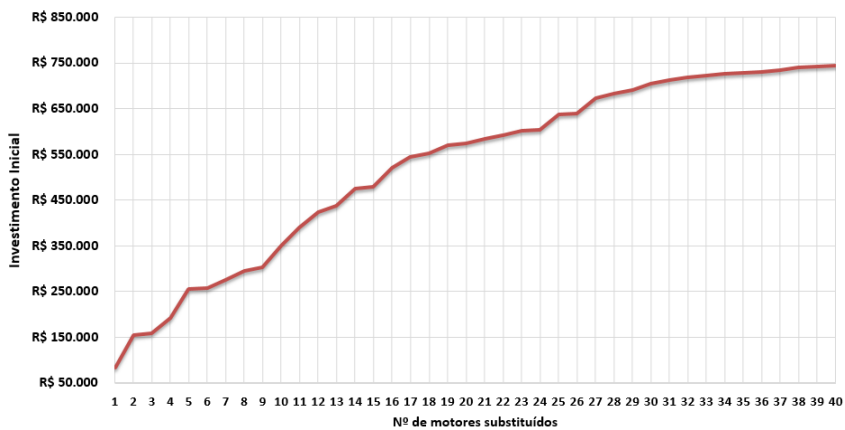
Fonte: Elaboração própria

Figura 7.4 – Fábrica Obsoleta - RCB



Fonte: Elaboração própria

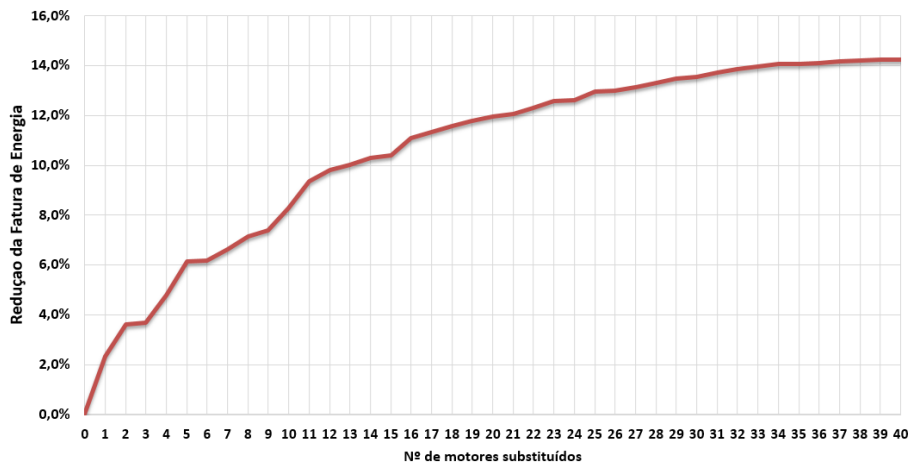
Figura 7.5 – Fábrica Obsoleta - Investimento Inicial



Fonte: Elaboração própria

Os números obtidos por meio da análise demonstram que a substituição de grande parte dos motores da fábrica obsoleta formam um projeto significativamente atrativo. Como pode ser observado pela Figura 7.6, a substituição integral dos motores pode resultar na diminuição do preço da fatura de energia em até 14%.

Figura 7.6 – Fábrica Obsoleta - Redução do Preço da Fatura



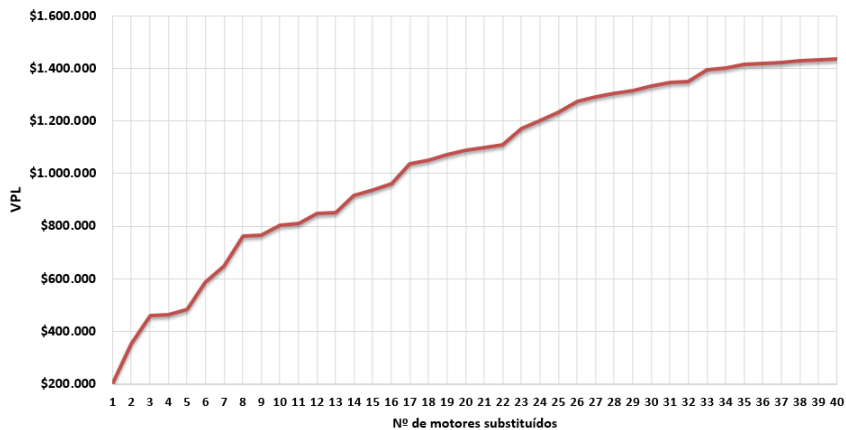
Fonte: Elaboração própria

7.2.2 Fábrica Moderna

Os *KPIf's* obtidos para a fábrica obsoleta podem ser vistos nas Figuras 7.7, 7.8, 7.9 e 7.10. A Figura 7.5 ilustra o crescimento do investimento inicial ao longo das trocas.

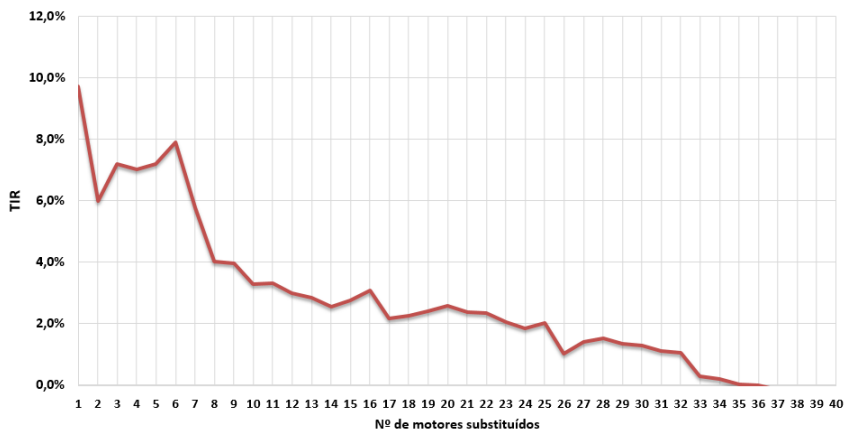
Os números obtidos por meio da análise demonstram que o projeto de substituição dos motores da fábrica moderna é significativamente inviável do ponto de vista financeiro. Como pode ser observado pela Figura 7.12, a máxima redução possível do preço da fatura de energia é de pouco mais de 4%, o que é relativamente baixo frente às economias estimadas para a fábrica obsoleta.

Figura 7.7 – Fábrica Moderna - VPL

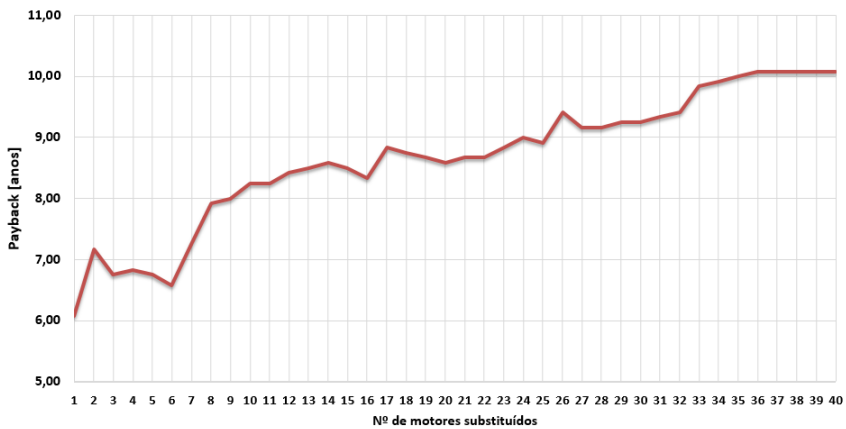


Fonte: Elaboração própria

Figura 7.8 – Fábrica Moderna - TIR

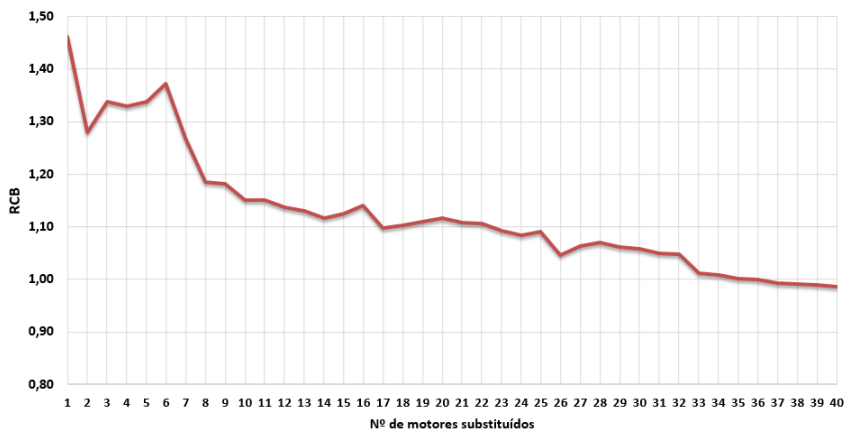


Fonte: Elaboração própria

Figura 7.9 – Fábrica Moderna - *Payback*

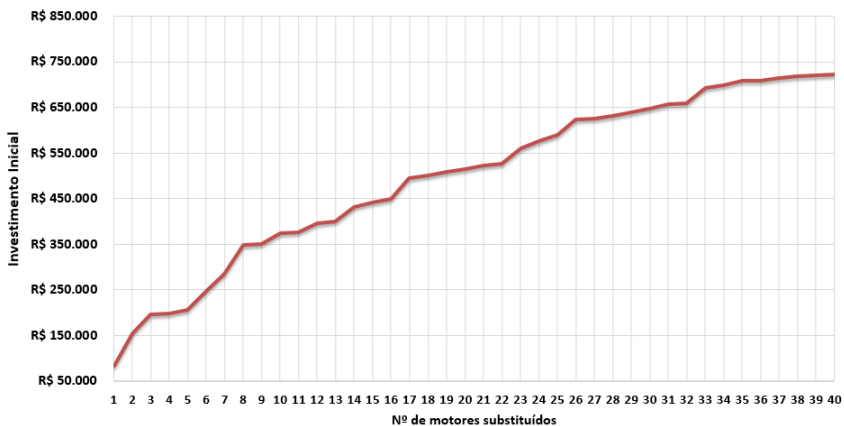
Fonte: Elaboração própria

Figura 7.10 – Fábrica Moderna - RCB



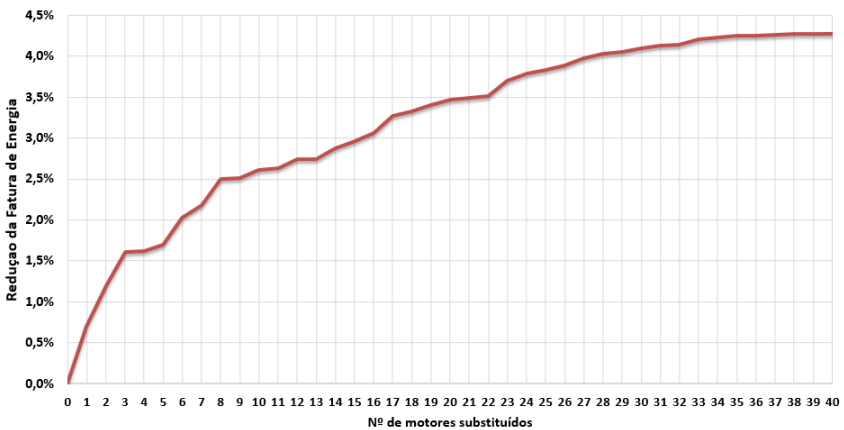
Fonte: Elaboração própria

Figura 7.11 – Fábrica Moderna - Investimento Inicial



Fonte: Elaboração própria

Figura 7.12 – Fábrica Moderna - Redução do Preço da Fatura



Fonte: Elaboração própria

7.2.3 Conclusões

A análise econômico-financeira nos levou a dois resultados bem distintos. Enquanto que na fábrica obsoleta foram encontrados diversos motores com viabilidade de troca, tanto técnica como financeira, na fábrica moderna não foi possível nem ao menos estabelecer um número máximo de motores para substituição, visto que, já para os primeiros motores de seu Ranking IVTS, os *KPIf's* demonstraram que a economia gerada pela substituição não é suficiente para trazer bons retornos financeiros em um prazo aceitável.

Por meio dos gráficos dos *KPIf's*, percebe-se que há a formação de diferentes patamares ao longo das substituições. Isto pode sinalizar aos gestores da empresa "pontos ótimos" de troca, logo antes dos indicadores sofrerem uma queda acentuada, garantindo assim os melhores investimentos, dentro das limitações financeiras que a empresa possa vir a estabelecer quando estuda a execução de um projeto deste porte em suas instalações.

7.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os estudos de caso que serviram para a aplicação do método elaborado. Também foram discutidos os resultados obtidos por cada etapa do método.

No próximo capítulo, serão feitas as considerações finais do trabalho.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A motivação deste trabalho foi de explorar métodos e práticas que possam vir a contribuir ao combate ao desperdício de energia elétrica. Situações adversas podem prejudicar e dificultar o acesso da população a uma energia de qualidade e a um preço justo, porém é um dever dos profissionais e acadêmicos da área de energia elétrica de promover tecnologias que sempre venham a melhorar e facilitar a distribuição e fornecimento de energia elétrica, independentemente da situação em que o país se encontra.

Este trabalho realizou a elaboração e análise de viabilidade técnica e econômico-financeira de um método que promove a eficiência energética em sistemas motrizes. O principal diferencial no que concerne o método está em como a análise é executada. Enquanto que as soluções típicas do mercado envolvem uma análise dos motores relativamente individualista, observando somente as características do motor em questão, este método promove uma análise global, levando em consideração as características não só do motor como também da unidade consumidora.

Isto é possível devido ao estudo que é realizado sobre a curva de carga da unidade consumidora, que envolve desde a sua própria formação, por meio de dados da medição de entrada de energia, até as estimativas de redução de demanda de potência e consumo de energia elétrica, cujo impacto pode ser observado na estimativa da fatura de energia da unidade consumidora.

Outro fator que faz com que a análise possa abranger mais informações para a tomada de decisão se dá pelo estudo de viabilidade econômico-financeira, que pode ser realizado para qualquer combinação dentre os motores que são objetos de estudo do método.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABESCO. **Como funciona um projeto de Eficiência Energética**. [S.l.], 2016.
- ALVES, F. **O que é e como calcular o PIS e o COFINS?** 2012. Acesso em 18 de Fevereiro de 2016. Disponível em: <<http://www.industriahoje.com.br/o-que-e-e-como-calcular-o-pis-e-cofins>>.
- AMERICO, M. **Sistemas Motrizes: eficiência energética e técnicas de acionamento**. 2003. Apresentações em Power-Point.
- ANEEL. Resolução n456: Condições gerais de fornecimento de energia elétrica. **Brasília**, 2000. 2000.
- ANEEL. Resolução n414: Condições gerais de fornecimento de energia elétrica. **Brasília**, 2010. 2010.
- ANEEL. **Por Dentro da Conta de Luz: Informaç' ao de Utilidade Pública**. ANEEL, 2013. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/PorDentrodaContadeLuz_2013.pdf>.
- ANEEL. **Conheça sua Conta de Luz**. 2015. Acesso em 18 de Fevereiro de 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=93>>.
- ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. 2015b. Acesso em 22 de Fevereiro de 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758>>.
- ASCOA. **Brazil Energy Agenda: The way forward**. 2013. AMERICAS SOCIETY AND COUNCIL OF THE AMERICAS ENERGY ACTION GROUP (Nova Iorque). Acessado em 09/01/2016. Disponível em: <<http://www.ascoa.org/sites/default/files/Brazils%20Energy%20Agenda.pdf>>.
- BERGER, R. Análise benefício-custo: Instrumento de auxílio para tomada de decisões na empresa florestal. **IPEF–Instituto de Pesquisas e Estudos Florestais. Circular Técnica**, 1980. n. 97, 1980.
- BONELIL, R.; FLEURY, P. F.; FRITSCH, W. Indicadores microeconômicos do desempenho competitivo. **Revista de Administração da Universidade de São Paulo**, 1994. v. 29, n. 2, 1994.

BORTONI, E. C.; HADDAD, J.; SANTOS, A. H.; NOGUEIRA, L.; AZEVEDO, E. M. Análise do reparo de motores de indução trifásicos. **Seminário Nacional de Produção e transmissão de Energia Elétrica**, 1999. 1999.

CAMARGO, C. **Planejamento financeiro**. [S.l.]: Ibpx, 2007.

CASAROTTO, N.; KOPITKE, B. H. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial**. 9. ed. [S.l.]: Atlas, 2000.

CELESC. **O Mercado de Energia**. 2015. Acesso em 16 de Fevereiro de 2016. Disponível em: <<http://novoportal.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-geracao/comercializacao/o-mercado-de-energia>>.

CGEE. **Lei da Eficiência Energética: Análise do processo de implementação e do impacto no consumo de energia**. [S.l.], 2013.

CHAN, A. P. C.; CHAN, A. P. L. Key performance indicators for measuring construction success. **Benchmarking: an international journal**, 2004. Emerald Group Publishing Limited, v. 11, n. 2, 2004.

CHING, H. Y.; MARQUES, F.; PRADO, L. **Contabilidade & finanças para não especialistas**. [S.l.]: Pearson Prentice Hall, 2008.

COLLIN, J. Measuring the success of building projects: improved project delivery initiatives. **Report for the Queensland Department of Public Works, Australia**, 2002. 2002.

COPEL. **Manual de Eficiência Energética na indústria**. Companhia Paranaense de Energia Elétrica, 2005. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/manual/\\$FILE/manual_eficiencia_energ.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/manual/$FILE/manual_eficiencia_energ.pdf)>.

COSTA, D. B. **Diretrizes para concepção, implantação e uso de sistemas de indicadores de desempenho para empresas da construção civil**. 2003.

CPFL. **Eficiência Energética: Serviço Público e Geral**. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/projetos/Paginas/servicos-publicos-e-industriais.aspx>>.

CROSS, K. F.; LYNCH, R. L. The smart way to define and sustain success. **National Productivity Review**, 1988. Wiley Online Library, v. 8, n. 1, 1988.

DAMODARAN, A. **Finanças corporativas: teoria e prática**. [S.l.]: Bookman, 2009.

DELGADO, M. **Alternativas para o Aumento da Eficiência Energética no Brasil: Uma Análise Técnico-Econômica para Viabilização de Motores Elétricos de Alto Rendimento e o Caso das Empresas de Serviços de Energia**. Tese (Doutorado) — Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 1996. 165 p.

DOE. **Determining Electric Motor Load and Efficiency**. [S.l.], 1997. Disponível em: <https://www1.eere.energy.gov/manufacturing/tech_assistance/pdfs/10097517.pdf>.

DOMANSKI, E. L. V.; LOURENCO, S. R. Eficiência energética nos processos produtivos na indústria. **IV CBEE**, 2011. 2011.

ECKERT, A.; BIASIO, R.; MECCA, M. S.; FANTIN, C. Análise da viabilidade econômica e financeira para aquisição de um aparelho de tomografia pela sociedade hospitalar modelo. In: **XIII Mostra de Iniciação Científica, Pós-graduação, Pesquisa e Extensão**. [S.l.: s.n.], 2013.

EDP. **Crêterios de Contrataçãõ e Tarifas Aplicadas**. [S.l.]: COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004.

ELETROBRAS. **Guia Técnico: Motor de Alto Rendimento**. [S.l.], 2002.

EM. **Revista Eletricidade Moderna**. 2008.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2013 - ano base 2012**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2013. Acesso em: 24/05/2015. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf>.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2014 - ano base 2013**. Ministério de Minas e Energia, 2014. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2015 - ano base 2014**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2015. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf>.

FERNANDES, M. C.; SÁNCHEZ, C. G.; ANGULO, M. B. Custos da gaseificação de gramínea para eletrificação rural. In: SCIELO BRASIL. **Proceedings of the 3. Encontro de Energia no Meio Rural**. [S.l.], 2000.

FERREIRA, J. a. d. J.; FERREIRA, T. d. J. **Economia e Gestão da Energia**. [S.l.]: Texto Editora, 1994.

FIESP. Resultados da Pesquisa de Nível de Emprego do Estado de São Paulo. Indicadores regionais e setoriais: mês de julho/2014.

Federação das Indústrias do Estado de São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.fiesp.com.br/arquivo/-download/?id=162429>>.

FIGUEIREDO, M. A. D.; MACEDO-SOARES, T. D. L. A.; FUKS, S.; FIGUEIREDO, L. C. Definição de atributos desejáveis para auxiliar a auto-avaliação dos novos sistemas de medição de desempenho organizacional. **Gestão e Produção**, 2005. SciELO Brasil, v. 12, n. 2, 2005.

FISCHMANN, A. A.; ZILBER, M. A. Utilização de indicadores de desempenho para a tomada de decisões estratégicas: um sistema de controle. **Revista de Administração Mackenzie**, 2009. v. 1, n. 1, 2009.

FLEISCHMANN, M.; KRIKKE, H. R.; DEKKER, R.; FLAPPER, S. D. P. A characterisation of logistics networks for product recovery. **Omega**, 2000. Elsevier, v. 28, n. 6, 2000.

FLOREZZI, G. **Consumidores livres de energia elétrica: uma visão prática**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009.

FORTUIN, L. Performance indicators: why, where and how? **European Journal of Operational Research**, 1988. Elsevier, v. 34, n. 1, 1988.

GARCIA, A. G. P. **Impacto da lei de eficiência energética para motores elétricos no potencial de conservação de energia na indústria**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

GHALAYNI, A.; NOBLE, M.; CROWE, T. An integrated dynamic performance measurement system for improving manufacturing competitiveness. **International Journal of Production Economics**, 1997. v. 207, p. 225, 1997.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. [S.l.]: Harbra, 1997.

GODOI, J. M. A. Metodologia para gestão da eficiência energética de sistemas industriais sob condicionantes socioambientais sustentáveis. 2008. p. 146, 2008.

GOLDEMBERG, J. Pesquisa e desenvolvimento na área de energia. **São Paulo em perspectiva**, 2000. v. 14, n. 3, 2000.

GREGORY, M. J. Integrated performance measurement: a review of current practice and emerging trends. **International journal of production economics**, 1993. Elsevier, v. 30, 1993.

HARRINGTON, J. **Aperfeiçoando processos empresariais**. [S.l.]: Makron Books, 1993.

HELPERT, E. A. **Técnicas de análise financeira**. [S.l.]: Bookman, 2000.

HENRIQUE, H. **Motores Trifásicos de CA**. [S.l.], 2016. Acessado em 29/02/2016. Disponível em: <<https://docente.ifrn.edu.br/heliopinheiro/Disciplinas/maquinas-e-acionamentos-eletricos/aula-de-motores-trifasicos-de-ca>>.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia Econômica e Análise de Custos**. [S.l.: s.n.], 2011.

INMETRO. **Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia**. 2015. Acesso em 24/09/2015. Disponível em: <http://www2.inmetro.gov.br/pbe/conheca_o_programa.php>.

JOHNSON, H. T. Performance measurement for competitive excellence. **Measures for manufacturing excellence**, 1990. Harvard Business School Press Boston, MA, 1990.

KAPLAN, R. S.; NORTON, D. P. **Estratégia em ação: balanced scorecard**. [S.l.]: Elsevier, 1997.

KOTLER, P. **Marketing Management Analysis, Planning and Control**. [S.l.]: Prentice-Hall, 1984.

LIMA, E. B. **Capita de Giro**. 2013. Revista CADE. Acesso em 11/03/2016. Disponível em: <http://www.mackenzie.br/fileadmin/FMJRJ/coordenadoria_pesq/Revista_CADE/CADE_7/giro.doc>.

MACHADO, A. C. **Pensando a Energia**. [S.l.]: Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1998.

MANOOCHHEHRI, G. Overcoming obstacles to developing effective performance measures. 1999. MCB UP Ltd, v. 48, n. 6, 1999.

MARQUES, M. C. S.; HADDAD, J.; MARTINS, A. R. S. **Conservação de energia: eficiência energética de equipamentos e instalações**. [S.l.], 2006.

MARTINS, M. P. de S. **Inovação tecnológica e eficiência energética**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1999.

MARTINS, R. A.; CONTIN, L.; FERRAZ, C.; MENEZES, M. Performance measurement in iso 9000: 2000: threats and opportunities. In: **International Annual Conference of the European Operations Management Assicoation–Bath**. [S.l.: s.n.], 2001.

MARTINS, R. A.; SALERNO, M. Sistema de medição de desempenho: uma revisão da literatura. **São Paulo: Boletim Técnico da Escola Politécnica da USP-EPUSP**, 1998. 1998.

MASKELL, B. H. Lean performance measures. **LEAN SUMMIT**, 2002. 2002.

MATEUS, V. Fator de potência. **Universidade Federal de Mato Grosso**, 2001. 2001.

MCCOY, G. A.; DOUGLASS, J. G. **Premium Efficiency Motor Selection and Application Guide: A Handbook for Industry**. [S.l.], 2014. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/2014/04/f15/amo_motors_handbook_web.pdf>.

MIRANDA, L. C.; SILVA, J. D. G. d. Controladoria: Agregando valor para a empresa. **Bookman**, 2002. 2002.

MOREIRA, H. J. F.; SOARES, G. A.; TABOSA, R. P.; SHINDA, R. Guia operacional de motores elétricos. **Eletrobrás**, 2000. Companhia Paranaense de Energia Elétrica, 2000. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/manual/\\$FILE/manual_eficiencia_energ.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/manual/$FILE/manual_eficiencia_energ.pdf)>.

MULLER, C. J. Modelo de gestão integrando planejamento estratégico, sistemas de avaliação de desempenho e gerenciamento de processos (meio - modelo de estratégia, indicadores e operações). 2003. 2003.

NEELY, A. The performance measurement revolution: why now and what next? **International journal of operations & production management**, 1999. MCB UP Ltd, v. 19, n. 2, 1999.

NEELY, A.; GREGORY, M.; PLATTS, K. Performance measurement system design: a literature review and research agenda. **International journal of operations & production management**, 2005. Emerald Group Publishing Limited, v. 25, n. 12, 2005.

NEELY, A.; RICHARDS, H.; MILLS, J.; PLATTS, K.; BOURNE, M. Designing performance measures: a structured approach. **International journal of operations & Production management**, 1997. MCB UP Ltd, v. 17, n. 11, 1997.

OLIVEIRA, M.; LANTELME, E.; FORMOSO, C. T. Sistema de indicadores de qualidade e produtividade na construção civil: manual de utilização. **SEBRAE**, 1995. 1995.

PATTERSON, M. G. What is energy efficiency?: Concepts, indicators and methodological issues. **Energy policy**, 1996. Elsevier, v. 24, n. 5, 1996.

PIS. **PIS e COFINS**. 2015. Acesso em 18 de Fevereiro de 2016. Disponível em: <<http://pis2015.net.br/pis-cofins/>>.

PORTER, M. E. **Vantagem competitiva: criando e sustentando um desempenho superior**. [S.l.]: Campus Rio de Janeiro, 1992.

PROCEL. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, 2002. Acessado em 07/02/2015. Disponível em: <http://www.sef.sc.gov.br/sites/default/files/manual_de_tarifacao.pdf>.

PROCEL. **Programa Nacional de Energia Elétrica**. 2015. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/>>.

PWC, P. W. C. **Guide to Key Performance Indicators**. [S.l.], 2011.

REBELATTO, D. **Projeto de investimento**. [S.l.]: Barueri, 2004.

SCHIAMANN, W.; LINGLE, J. H. **Bullseye!: hitting your strategic targets through high -impact measurement**. [S.l.]: Simon and Schuster, 1999.

SEBRAE. **Guia do Empreendedor: Fluxo de Caixa e Custo na Pequena Indústria**. [S.l.], 2008. Acesso em 11/03/2016. Disponível em: <<https://www.sebraemg.com.br/atendimento/bibliotecadigital/documento/cartilha-manual-ou-livro/fluxo-de-caixa-e-custos-na-pequena-industria>>.

SIITONEN, S.; RAUHAMAKI, J. The role of natural gas in energy efficiency improvement. In: **World Gas Conference**. [S.l.: s.n.], 2009.

SILVA, A. L. R. da; JANNUZZI, G. D. M. Segmentação de clientes de energia elétrica por nichos especiais. 2009. 2009.

SINK, S.; TUTTLE, T. C. **Planejamento e medição para a performance**. [S.l.]: Qualitymark, 1993.

SLACK, N. **The Manufacturing Advantage: Achieving Competitive Manufacturing Operations**. [S.l.]: Mercury Business Books, 1991.

SOARES, I.; MOREIRA, J.; PINHO, C.; COUTO, J. decisões de investimento: análise financeira de projectos. **Edições Sílabo**, 2007. 2007.

SOLA, A. V. H.; KOVALESKI, J. a. L. Eficiência energética nas indústrias: cenários & oportunidades. In: **Encontro Nacional de Engenharia de Produção (ENEGEP). Anais/XXIV Encontro Nacional de Engenharia de Produção, X International Conference on Industrial Engineering and Operations Management. Florianópolis, SC: UFSC. ISBN. [S.l.: s.n.], 2004.**

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. **Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações.** [S.l.]: Atlas, 2004.

TAMIETTI, R. **Tarifação de Energia Elétrica.** [S.l.], 2009.

TIRONI, L. F.; SILVA; EICHEMBERG, L. C.; VIANNA, S. M.; MÉDICI, A. C. Critérios para geração de indicadores de qualidade e produtividade no serviço público. **Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada**, 1991. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 1991.

TRACTEBEL. **Mercado Cativo.** 2015. Acesso em 4 de Fevereiro de 2016. Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/negocios/conheca-o-mercado-de-energia/cadeia-productiva/mercado-cativo>>.

USBR. **Reclamation: Managing Water in the West: Hydroelectric Power.** U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation Power Resources Office, 2005. Disponível em: <<http://www.usbr.gov/power/edu/pamphlet.pdf>>.

VITOUSEK, P. M.; ABER, J. D.; HOWARTH, R. W.; LIKENS, G. E.; MATSON, P. A.; SCHINDLER, D. W.; SCHLESINGER, W. H.; TILMAN, D. G. Human alteration of the global nitrogen cycle: sources and consequences. **Ecological Applications**, 1997. v. 7, 1997.

WEBER, A.; THOMAS, R. Key performance indicators: Measuring and managing the maintenance function. **Ivara Corporation**, 2006. 2006.

WEG. **Econômica de Energia em Motores Elétricos.** 1. ed. [S.l.], 1998.

WEG. **Seleção de Motores Elétricos.** 2016. Acesso em 25 de Fevereiro de 2016. Disponível em: <http://ecatalog.weg.net/tec_cat/tech_motor_curva_web.asp>.

WEG. **Software See+.** 2016b. Disponível em: <<https://www.weg.net/see+/pages/regua.jsp>>.

APÊNDICE A – A LEGISLAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência de referência, indutivo ou capacitivo, estabelecido como limite para cobrança de energia reativa excedente por parte da concessionária e para as instalações elétricas de unidades consumidoras é de 0,92, independente do sistema tarifário (ANEEL, 2000). Também é considerado como um indicador de eficiência energética, pois representa a capacidade da instalação ou do equipamento em transformar toda a potência a qual lhe é fornecida (potência aparente, em kVA) em energia útil, ou seja, capaz de realizar trabalho (energia ativa, em kW) (TAMIETTI, 2009).

Uma instalação elétrica, ou mesmo um sistema elétrico, com baixo fator de potência pode vir a ter várias desvantagens, dentre elas (MATEUS, 2001):

- Limitação da máxima potência absorvível da rede;
- Sobredimensionamento da instalação elétrica e transformadores;
- Geração de harmônicas, aumentando as perdas no ferro e cobre (efeito peculiar);
- Distorção da forma de onda e geração de picos tanto de tensão ou corrente, causando mau funcionamento em equipamentos conectados à mesma rede;

Toda a energia reativa, seja ela indutiva ou capacitiva, será medida e faturada (ANEEL, 2000). O excesso de ambos os tipos de energia causa um baixo fator de potência e pode causar danos ao sistema e equipamentos ligados a ele. Desse modo, não há um faturamento pelo baixo fator de potência, mas sim pela energia reativa excedente indutiva, consumida pela instalação, e capacitiva, fornecida à rede da concessionária pela unidade consumidora (TAMIETTI, 2009).

O controle de energia reativa deve ser feito tal que o fator de potência da unidade consumidora seja de no mínimo 0,92. Este valor de referência tem como finalidade alcançar os seguintes objetivos (TAMIETTI, 2009):

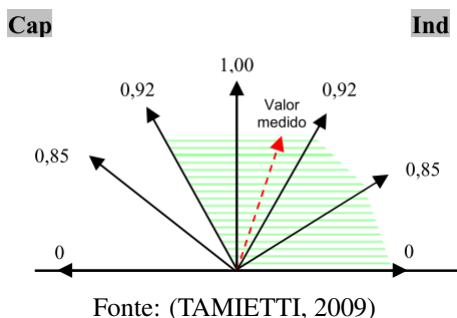
- Permitir uma maior liberdade de capacidade do sistema elétrico nacional;
- Promoção do uso da energia;
- Reduzir o consumo de energia reativa indutiva, que provoca sobrecarga no sistema de fornecedoras e concessionárias de energia elétrica, principalmente nos períodos em que é mais solicitado do sistema;

- Reduzir o consumo de energia reativa capacitiva, que provoca sobre-tensão em períodos de carga leve, requerendo o investimento e uso de equipamentos corretivos e realização de procedimentos operacionais;
- Reduzir os custos de expansão do sistema.

Porém, nem sempre é necessário manter este valor de referência. Para as unidades enquadradas na THS, o faturamento do fator de potência é dado conforme o horário e o tipo de energia reativa excedente, da seguinte maneira (ANEEL, 2000):

Posto Capacitivo: Período de 6 horas consecutivas compreendidos a critério da concessionária entre 23:30h e 6:30h, de segunda a domingo, em que ocorre a medição da energia reativa excedente capacitiva, conforme a Figura A.1.

Figura A.1 – Faixa de Fator de Potência Capacitivo Isenta de Tributação



Neste período, somente o fator de potência capacitivo é avaliado para a cobrança de excedente reativo, o que significa dizer que um fator de potência indutivo baixo, neste posto, não é passível de cobrança.

Posto Indutivo: Período de 18 horas complementar ao Posto Capacitivo, de segunda a domingo, das 6:30h as 23:30h, em que ocorre a medição da energia reativa excedente indutiva, conforme a Figura A.2

Neste período há avaliação e possível cobrança somente do excedente reativo indutivo, o que significa dizer que um fator de potência capacitivo baixo, neste posto, não é passível de cobrança.

Para melhor compreensão, a Figura A.3 ilustra como um dia de semana comum é dividido e avaliado pela concessionária de energia.

Para empresas evitarem o pagamento de multa às concessionárias devido aos excedentes reativos, é essencial ter um controle e monitoramento

Figura A.2 – Faixa de Fator de Potência Indutivo Isenta de Tributação

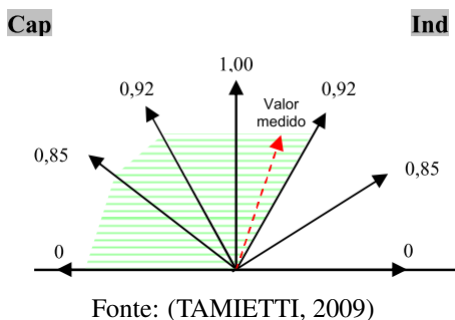
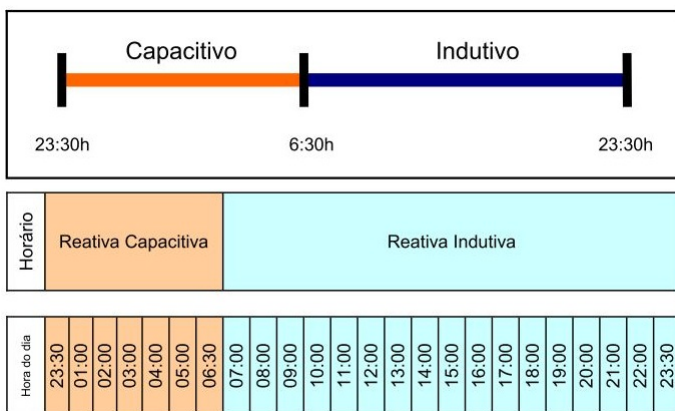


Figura A.3 – Intervalos de Avaliação do Consumo de Energia Reativa Excedente



Fonte: (TAMIETTI, 2009)

constante do fator de potência da instalação. Na indústria, as principais causas de baixo fator de potência são (COPEL, 2005):

- Motores operando a vazio;
- Motores sobredimensionados;
- Transformadores operando a vazio ou com pequenas cargas;

- Transformadores sobredimensionados;
- Nível de tensão acima da nominal;
- Lâmpadas de descarga;
- Excesso de motores de pequeno porte (baixa potência);

O fator de potência ideal é o valor unitário (1,0), porém nem sempre esta condição é conveniente e economicamente viável. De modo geral, a correção até o valor de 0,95 se dá como uma opção viável e suficiente. Para isso, algumas medidas podem ser tomadas afim de corrigir o fator de potência (COPEL, 2005):

Alteração das condições operacionais ou substituição de equipamentos: efetuar a troca de motores que operam com pouca carga. Após analisadas suas curvas de desempenho, pode-se optar a substituição deste motor por um que atenda às necessidades da atividade com maiores níveis de rendimento e fator de potência. O motor substituído pode ser útil em outras atividades que possuam uma demanda de potência mais próxima de seu valor de potência nominal.

Correção por capacitores estáticos: solução mais prática, se dá pela instalação de bancos de capacitores na instalação, possível em quatro pontos distintos do sistema elétrico:

- a) Junto às grandes cargas indutivas (motores, transformadores, etc.)
- b) No barramento geral de Baixa-Tensão (BT);
- c) Na extremidade dos circuitos alimentadores;
- d) Na entrada de energia em Alta-Tensão;

Este método auxilia na redução de excedente reativo indutivo, produzido principalmente por motores e transformadores. É importante que estes bancos deve ser desligados conforme se desativam as cargas indutivas, de forma a manter um equilíbrio entre os reativos capacitivo e indutivo (TAMIETTI, 2009).

Correção do fator de potência de motores de indução: motores de indução, mesmo operando nas condições mais favoráveis (plena carga), geralmente não alcançam um fator de potência superior a 0,9, indutivo. Dessa forma, é interessante a instalação de banco de capacitores nos terminais destes motores, de preferência os que possuam potência nominal acima de 1 HP.

A.1 CÁLCULO DE FATURAMENTO DE ENERGIA REATIVA

Para o faturamento de energia reativa, o fator de potência é registrado de hora em hora. Os mesmos critérios de faturamento aplicados ao excedente reativo capacitivo são aplicados ao reativo indutivo (TAMIETTI, 2009).

Para unidades consumidoras faturadas na Tarifação Convencional ou THS, o faturamento correspondente ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência reativas excedentes, será calculado de acordo com as Equações A.1 e A.2, respectivamente (ANEEL, 2000).

$$FER_{(p)} = \sum_{t=1}^n \left[CA_t \times \left(\frac{fr}{ft} - 1 \right) \right] \times TCA_{(p)} \quad (A.1)$$

$$FDR_{(p)} = \left[MAX_{t=1}^n \left(DA_t \times \frac{fr}{ft} \right) - DF_{(p)} \right] \times TDA_{(p)} \quad (A.2)$$

Onde:

$FER_{(p)}$ = valor do faturamento, por posto horário "p", correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr", no período de faturamento;

CA_t = consumo de energia ativa medida em cada intervalo de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento;

fr = fator de potência de referência, neste caso, igual 0,92;

f_t = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento;

$TCA_{(p)}$ = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p";

$FDR_{(p)}$ = valor do faturamento, por posto horário "p", correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr" no período de faturamento;

DA_t = demanda ativa medida no intervalo de 1 hora "t", durante o período de faturamento;

$DF_{(p)}$ = demanda faturável em cada posto horário "p" no período de faturamento;

$TDA_{(p)}$ = tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p";

MAX = função que identifica o valor máximo da fórmula, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto horário "p";

t = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = indica posto horário, ponta ou fora de ponta, para as tarifas horo-sazonais ou período de faturamento para a tarifa convencional;

n = número de intervalos de integralização "t", por posto horário "p", no período de faturamento.

Na prática, o fator de potência "ft" da unidade consumidora é obtido por medições das energias ativas e reativas consumidas, contabilizadas no intervalo de uma hora "t", de acordo com a Equação A.3. É definido como o cosseno do ângulo cuja tangente é o quociente da energia reativa indutiva ou capacitiva (kVARh) pela energia ativa (kWh), ambas verificadas por posto horário em unidades faturadas na estrutura horo-sazonal, ou durante o período de faturamento para unidades faturadas na estrutura convencional (TAMI-ETTI, 2009).

$$ft = \cos \left[\arctg \left(\frac{E_{rh}}{E_{ah}} \right) \right] \quad (\text{A.3})$$

Onde:

E_{rh} = energia reativa indutiva ou capacitiva medida a cada intervalo de 1 hora, em kVARh;

E_{ah} = energia ativa medida a cada intervalo de 1 hora, em kWh.

APÊNDICE B - LISTA DE MOTORES DAS FÁBRICAS

Tabela B.1 – Fábrica Obsoleta - Especificações Técnicas

Grupo	Identificação	$P_{nominal}$ [cv]	$P_{nominal}$ [kW]	$P_{entrada}$ [kW]	P_{saida} [kW]	η [%]	Rendimento[%]
A	Máquina 1	20	14,7	16,9	14,2	115	84,1
A	Máquina 2	20	14,7	13,2	11,2	90	84,9
A	Máquina 3	5	3,7	3,1	2,5	85	78,7
A	Máquina 4	5	3,7	2,6	2,0	72	75,6
A	Máquina 5	20	14,7	7,4	6,0	50	81,6
A	Máquina 6	20	14,7	8,1	6,5	55	80,5
A	Máquina 7	15	11,0	9,4	7,4	85	78,9
A	Máquina 8	10	7,4	3,7	2,8	50	77,4
A	Máquina 9	7,5	5,5	4,6	3,5	83	76,5
A	Máquina 10	15	11,0	9,5	7,5	86	78,9
A	Máquina 11	10	7,4	5,7	4,3	77	76,5
A	Máquina 12	2	1,5	1,4	1,1	95	75,8
A	Máquina 13	2	1,5	1,0	0,7	65	73,2
A	Máquina 14	5	3,7	1,8	1,4	50	74,6
A	Máquina 15	5	3,7	2,4	1,8	65	74,4
A	Máquina 16	15	11,0	12,1	9,9	110	81,7
A	Máquina 17	15	11,0	8,8	7,2	80	81,6
A	Máquina 18	20	14,7	10,3	8,3	70	80,7
A	Máquina 19	7,5	5,5	5,2	4,1	95	77,9
A	Máquina 20	7,5	5,5	5,5	4,2	100	76,6
B	Máquina 21	40	29,4	20,3	16,5	69	81,2
B	Máquina 22	30	22,1	15,4	12,6	70	81,4
B	Máquina 23	30	22,1	13,7	11,4	62	83,6
B	Máquina 24	40	29,4	26,5	21,6	90	81,5
B	Máquina 25	30	22,1	11,0	8,9	50	80,6
B	Máquina 26	25	18,4	18,4	14,5	100	78,9
B	Máquina 27	25	18,4	14,7	12,3	80	83,9
B	Máquina 28	40	29,4	20,6	16,9	70	82,3
B	Máquina 29	25	18,4	11,9	9,6	65	80,7
B	Máquina 30	40	29,4	25,0	21,0	85	84,1
C	Máquina 31	50	36,8	20,2	17,0	55	83,9
C	Máquina 32	50	36,8	27,6	22,4	75	81,4
C	Máquina 33	60	44,1	52,9	42,6	120	80,6
C	Máquina 34	75	55,1	44,1	36,4	80	82,6
C	Máquina 35	75	55,1	46,9	38,0	85	81,1
D	Máquina 36	100	73,5	51,5	44,5	70	86,5
D	Máquina 37	100	73,5	62,5	52,4	85	83,9
D	Máquina 38	125	91,9	87,3	74,0	95	84,8
D	Máquina 39	150	110,3	77,2	65,0	70	84,3
D	Máquina 40	150	110,3	104,7	84,7	95	80,9

Tabela B.2 – Fábrica Moderna - Especificações Técnicas

Grupo	Identificação	$P_{nominal}$ [cv]	$P_{nominal}$ [kW]	$P_{entrada}$ [kW]	$P_{saída}$ [kW]	η [%]	Rendimento [%]
A	Motor 1	20	14,7	18,9	16,9	115	89,7
A	Motor 2	20	14,7	14,4	13,2	90	92,0
A	Motor 3	5	3,7	3,7	3,1	85	84,9
A	Motor 4	5	3,7	3,1	2,6	72	84,4
A	Motor 5	20	14,7	19,1	16,9	115	88,6
A	Motor 6	20	14,7	18,5	16,2	110	87,7
A	Motor 7	15	11,0	10,8	9,4	85	86,5
A	Motor 8	10	7,4	4,3	3,7	50	86,1
A	Motor 9	7,5	5,5	3,3	2,8	50	83,1
A	Motor 10	15	11,0	10,8	9,4	85	86,5
A	Motor 11	10	7,4	6,6	5,7	77	86,4
A	Motor 12	2	1,5	1,7	1,4	95	84,0
A	Motor 13	2	1,5	1,2	1,0	65	82,2
A	Motor 14	5	3,7	2,2	1,8	50	83,5
A	Motor 15	5	3,7	2,9	2,4	65	82,7
A	Motor 16	15	11,0	13,6	12,1	110	89,3
A	Motor 17	15	11,0	9,9	8,8	80	89,3
A	Motor 18	20	14,7	12,4	11,0	75	89,3
A	Motor 19	7,5	5,5	6,0	5,2	95	88,1
A	Motor 20	7,5	5,5	6,2	5,5	100	88,6
B	Motor 21	40	29,4	25,7	23,6	80	91,6
B	Motor 22	30	22,1	19,8	17,7	80	89,4
B	Motor 23	30	22,1	15,5	13,7	62	88,5
B	Motor 24	40	29,4	29,8	26,5	90	89,1
B	Motor 25	30	22,1	13,6	12,1	55	89,6
B	Motor 26	25	18,4	20,0	18,4	100	92,0
B	Motor 27	25	18,4	16,0	14,7	80	92,1
B	Motor 28	40	29,4	22,6	20,6	70	91,1
B	Motor 29	25	18,4	13,5	12,0	65	88,3
B	Motor 30	40	29,4	27,1	25,0	85	92,5
C	Motor 31	50	36,8	30,6	27,6	75	90,3
C	Motor 32	50	36,8	30,1	27,6	75	91,8
C	Motor 33	60	44,2	57,7	53,0	120	91,9
C	Motor 34	75	55,2	48,4	44,2	80	91,2
C	Motor 35	75	55,2	51,2	46,9	85	91,6
D	Motor 36	100	73,6	68,7	62,6	85	91,1
D	Motor 37	100	73,6	68,1	62,6	85	91,9
D	Motor 38	125	92,0	93,8	87,4	95	93,1
D	Motor 39	150	110,4	101,7	93,8	85	92,2
D	Motor 40	150	110,4	115,4	104,9	95	90,9