



Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia

FEUP



Maria Judite Madureira da Silva Ferreira

Tarifação em Redes de Transmissão de Energia Eléctrica

Comparação de Métodos e Análise dos Efeitos de Novas Interligações

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores

TARIFAÇÃO EM REDES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA
- COMPARAÇÃO DE MÉTODOS E ANÁLISE DOS EFEITOS DE NOVAS
INTERLIGAÇÕES

Maria Judite Madureira da Silva Ferreira
Licenciada em Engenharia Electrotécnica – Controlo Industrial
pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto



Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de mestre em
Engenharia Electrotécnica e Computadores
(Área de especialização de Sistemas de Energia)

Dissertação realizada sob a orientação do
Professor Doutor António Almeida do Vale
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
e co-orientação da
- Professora Doutora Zita Maria Almeida do Vale
do Instituto Superior de Engenharia do Porto

Porto, Fevereiro de 2003

C

UNIVERSIDADE DO PORTO	
Faculdade de Engenharia	
BIBLIOTECA M	
N.º	<u>67202</u>
CDU	<u>621.3(043)</u>
Data	<u>14, 7, 2003</u>

Dedico este trabalho ao Eng. Mesquita Guimarães.

Expressando desta forma a saudade e a falta que sinto

• pela sua ausência.

RESUMO

Num contexto de liberalização de mercados de Energia Eléctrica, a rede de transmissão eléctrica é um dos elementos desse mercado que se assume como um monopólio natural, devido à impossibilidade física e económica da existências de várias redes alternativas. Para que este monopólio não constitua um obstáculo para as actividades dos agentes que actuam nestes mercados, é necessária a existência de regulamentação adequada que garanta o acesso à rede de transmissão de uma forma transparente, para todos os utilizadores. No entanto, a regulamentação, deve também garantir a viabilidade económica das empresas concessionárias das redes eléctricas.

Para além da regulamentação existente, para a tarifação do uso destas redes existem metodologias alternativas para o fazer, que são enunciadas ao longo deste trabalho.

Esta dissertação apresenta um estudo sobre a tarifação nas redes de transmissão, e os efeitos da interligação com outras redes, nessa tarifação. Este estudo faz uma quantificação da utilização da rede eléctrica, em resultado da qual é realizado o cálculo das taxas a imputar aos utilizadores das redes. O cálculo destas taxas baseia-se num conjunto diversificado de técnicas, que integram os Métodos Embebidos, identificadas por Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante. As taxas calculadas de acordo com estas metodologias dependem, entre outros factores, dos trânsitos de potência, das participações de cada transacção nesses trânsitos e do custo total de transmissão.

Recorrendo das taxas calculadas para diferentes redes e diferentes cenários contratuais é realizada uma análise comparativa que permite identificar a metodologia de cálculo economicamente mais vantajosa para as transacções, para os produtores e para os consumidores.

Este trabalho também analisa os efeitos, nos valores das taxas imputadas, provocados pela interligação com outras redes, verificando as vantagens económicas da realização de novos contratos na rede interligada.

ABSTRACT

In a context of liberalization of Electric Energy markets, the electrical network is one of the elements of this market that is assumed as a natural monopoly. This is due to the physical and economic impossibility of the existence of some alternative infrastructures as transmission networks. So that this monopoly does not constitute an obstacle for the activities of the agents who act in these markets, the existence of adequate regulation that guarantees the access to the transmission electrical network is required. This access must be carried out through of a clear form. However, the regulation must also guarantee the economical viability of the electrical network concessionaires companies.

For beyond the existing regulation, for the tariff of the transmission electrical network use, alternative methodologies exist to do it, they are studied in this work.

This work presents a study on the quantification of the use of the transmission electrical network. In result of this quantification, the calculation of the taxes to impute to the users of the transmission electrical network is carried out. The calculation of these taxes is based in a diversified set of techniques, which are part of the Embedded Methods, which are the subject of the study presented in this work. This study has involved simulations based on the following methods: Post Stamp, Classic MW-mile, Base, Module or Use, Zero Counterflow and Dominant Flow. The calculated taxes depend, among others factors, of the active power flow, the sharing in these transits provoked for each transaction and of the total system cost.

This work also analysis the impact of networks interconnection in the transmission cost and the advantages or disadvantages in carry out new contracts between agents of the two transmission electrical network.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar começo por agradecer aos Professores Doutores António Almeida do Vale e Zita Maria Almeida do Vale pela disponibilidade que dedicaram à orientação e co-orientação, respectivamente. No entanto agradeço com especial apreço à Professora Doutora Zita Vale pela sua dedicação, pelos numerosos documentos que reuniu ou indicou, resultando num conjunto de informação fundamental à realização deste trabalho, agradeço ainda pelas sugestões e planeamento e pelo tempo que dedicou à correcção do documento final.

Agradeço aos colegas Ricardo Puga e Manuel João Gonçalves pelos conselhos e sugestões dadas ao longo deste trabalho.

Agradeço ao director do Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à Decisão (GECAD), Professor Doutor Carlos Ramos e à Doutora Zita Vale responsável pela linha de Investigação em Sistemas Baseados em Conhecimento, pelos recursos facultados.

Agradeço aos colegas Professor Doutor Custódio dias e Eng. Isabel Abreu por todo o apoio dado à minha actividade profissional, na fase final deste trabalho.

Por fim, mas não menos importante quero agradecer ao meu filho Ricardo e ao meu marido, pela compreensão e paciência que sempre fizeram questão de demonstrar.

Índice

Capítulo 1 - Introdução e Motivação	1
1.1 - Introdução.....	1
1.2 - Motivação.....	5
1.3 - Estrutura da Dissertação.....	7
Capítulo 2 - Modelos de Mercados	9
2.1 - Definições de Alguns Conceitos Relativos a Mercados.....	9
2.1.1 - Contratos Bilaterais	10
2.1.1.1 - Contratos Bilaterais Físicos.....	10
2.1.1.2 - Contratos Bilaterais Financeiros	11
2.1.2 - Mercados Centralizados	12
2.1.2.1 - Operador de Mercado.....	12
2.1.2.2 - Mercado <i>Spot</i>	13
2.1.2.3 - Modelo de Mercado Tipo <i>Pool</i>	14
2.1.3 - Operador Independente do Sistema.....	16
2.1.4 - Rede de Transporte	18
2.1.5 - Serviços do Sistema	18
2.2 - Mercados e Metodologias para Cálculo de Custos de Transporte de Energia Eléctrica em Alguns Países.	18
2.2.1 - Chile	18
2.2.2 - Inglaterra	19
2.2.3 - Argentina.....	22
2.2.4 - Noruega e Suécia.....	24
2.2.5 - Espanha	25
2.2.6 - Portugal	26
Capítulo 3 - Aspectos Regulatórios	29
3.1 - Características a que Deve Obedecer um Sistema de Regulação.....	30
3.1.1 - Tipos de Regulamentação para Obter Eficiência Produtiva.....	32
3.1.1.1 - Tarifas Reguladas por Custo de Serviço ou Taxa de Remuneração	32
3.1.1.2 - Regulamentação por Incentivos	33
3.1.1.2.1 - A Regulamentação por Preço Limite	33

3.1.1.2.2 - A regulamentação por Receita Limite.....	35
3.2 - Legislação Referente à Rede de Transporte.....	37
3.2.1 - Directiva Europeia Relativa à Rede de Transporte.....	37
3.2.1.1 - Generalidades.....	38
3.2.1.2 - Recomendações Relativas às Redes de Transporte.....	38
3.2.2 - Regulamentação Portuguesa Respeitante às Redes de Transmissão e Tarifários de Uso de Redes.....	39
3.2.2.1 - Princípios Gerais	39
3.2.2.2 - Definição das Actividades da Entidade Concessionária da RNT ...	40
3.2.2.3 - Tarifas de Uso da Rede de Transporte	41
Capítulo 4 - Metodologias Alternativas de Tarificação	45
4.1 - Metodologias de Tarificação.....	45
4.1.1 - Métodos Embebidos.....	46
4.1.1.1 - Métodos de Tipo Rolled In	48
4.1.1.1.1 - Selo de Correio.....	48
4.1.1.2 - Métodos que Consideram o Trânsito de Potências	50
4.1.1.2.1 - MW – milha Clássico.....	50
4.1.1.2.2 - MW-milha Variante	52
4.1.1.2.3 - Base.....	54
4.1.1.2.4 - Módulo ou Uso.....	56
4.1.1.2.5 - <i>Zero Counterflow</i>	58
4.1.1.2.6 - Fluxo Dominante.....	60
4.1.1.3 - Factores de Distribuição Generalizada.....	62
4.1.1.3.1 - Factores de Distribuição de Variações da Potência Injectada..	62
4.1.1.3.2 - Factores de Distribuição Generalizados para Geradores.....	64
4.1.1.3.3 - Factores de Distribuição Generalizados para Cargas.....	66
4.1.2 - Métodos Incrementais	67
4.1.2.1 - Factores de Participação Média.....	68
4.1.2.2 - Área de Influência	69
4.1.2.3 - Método dos Beneficiários	71
4.1.3 - Métodos Marginais Nodais	73
4.1.3.1 - Métodos Marginais Nodais de Curto Prazo	73
4.1.3.1.1 - Receita por Potência Activa.....	75

4.1.3.1.2 - Receita por Energia	75
4.1.3.2 - Métodos Marginais Nodais de Longo Prazo	76
4.2 - Metodologias de Tarificação Considerando as Perdas.....	78
4.2.1 - Determinação das Comparticipações de Cada Gerador nos Fluxos de Potência e Perdas Activas.....	78
4.2.1.1 - Propotional Sharing.....	78
4.2.1.2 - Aplicação do <i>Proportional Sharing</i> no Cálculo das Comparticipações de cada Gerador	80
4.2.1.2.1 - Formulação do Problema	80
4.2.2 - Cálculo da Taxa a Imputar Incluindo as Perdas.....	82
Capítulo 5 - Arquitectura e Ferramentas Utilizadas no Desenvolvimento	85
5.1 - Arquitectura de Desenvolvimento.....	86
5.1.1 - Conceção do Cenário	88
5.1.2 - Determinação dos Trânsitos de Potência Iniciais.....	89
5.1.3 - Cálculo dos Impactos nas Linhas de Transmissão Devidos às Transacções	90
5.1.4 - Cálculo das Taxas a Imputar a Cada Transacção Usando Diferentes Técnicas Pertencentes aos Métodos Embebidos	92
5.1.4.1 - Método Selo de Correio	92
5.1.4.2 - Método MW - milha Clássico	94
5.1.4.3 - Métodos Baseados nos Impactos Provocados pelas Transacções nas Linhas	96
5.1.4.3.1 - Método Base.....	98
5.1.4.3.2 - Método Módulo ou Uso	99
5.1.4.3.3 - Método Zero <i>Counterflow</i>	100
5.1.4.3.4 - Método Fluxo Dominante	102
5.1.5 - Representação Gráfica e Análise de Resultados	104
5.2 - Ferramentas Utilizadas no Desenvolvimento.....	105
5.2.1 - <i>Matlab</i>	105
5.2.2 - Simulador de Redes Eléctricas.....	107
5.2.2.1 - Interface de Edição e Simulação de Redes.....	108
5.2.2.2 - Parametrização da Simulação.....	108
5.2.2.3 - Interface de Apresentação de Resultados.....	109

Capítulo 6 - Estudo de Casos e Análise de Resultados	111
6.1 – Caso 1: Transações na Rede de Nove Barramentos	112
6.1.1 - Caracterização da Rede Eléctrica	112
6.1.2 – Caracterização do Cenário 1	114
6.1.3 – Resultados e Análise de Resultados	115
6.1.3.1 - Comparação de Taxas Imputadas às Transacções.....	116
6.1.3.1.1 - Transacções de 100 MW	117
6.1.3.1.2 - Transacções de 50 MW	119
6.1.3.1.3 - Análise Global das taxas imputadas às transacções	121
6.1.3.2 - Comparação das Taxas Imputadas às Cargas.....	122
6.1.3.2.1 - Comparar a Carga L1 com a Carga L5-1	122
6.1.3.2.2 - Comparar a Carga L7 com a Carga L9	124
6.1.3.3 - Comparação das Taxas Imputadas aos Geradores	125
6.1.3.3.1 - Comparar os Geradores G3, G8 e G9.	125
6.2 – Caso 2: Transações na Rede de Onze Barramentos	127
6.2.1 - Caracterização da Rede Eléctrica.....	128
6.2.2 - Definição do Cenário 2	130
6.2.3 - Resultados e Análise de Resultados.....	130
6.2.3.1 - Comparação das Taxas Imputadas às Transacções	132
6.2.3.1.1 - Transacções de 100 MW	132
6.2.3.1.2 - Análise Global das Taxas Imputadas às Transacções	134
6.2.3.2 - Comparação das Taxas Imputadas às Cargas.....	135
6.2.2.3 – Comparação das Taxas Imputadas aos Geradores.....	136
6.3 - Caso 3: Efeitos da Interligação de Redes nas Taxas Imputadas	138
6.3.1 - Caracterização da Rede Eléctrica Interligada.....	138
6.3.2 - Definição do Cenário 3	141
6.3.3 – Resultados e Análise de Resultados	142
6.3.3.1 - Comparação das Taxas Imputadas às Transacções Antes e Após a Interligação	144
6.3.3.1.1 - Comparação das Taxas Imputadas às Transacções T5 e T11	144
6.3.3.1.2 - Comparação das Taxas Imputadas à Transacção T16.....	146
6.3.3.2 – Comparação das Taxas Imputadas às Cargas Antes e Após a Interligação	147

6.3.3.2.1 - Comparação das Taxas Imputadas às cargas L10 e L12.....	147
6.3.3.3 – Comparação das Taxas Imputadas aos Geradores Antes e Após a Interligação	149
6.3.3.3.1 - Comparação das Taxas Imputadas ao Gerador G15-2	149
6.4 - Caso 4: Efeitos nos Valores das Taxas Imputadas às Transacções na Presença de Contratos entre Elementos das Redes Iniciais	150
6.4.1 - Caracterização da Rede Eléctrica.....	151
6.4.2 - Definição do Cenário 4	151
6.4.3 - Resultados e Análise de Resultados	152
6.4.3.1 - Comparação das Taxas Imputadas às Transacções	153
Capítulo 7 - Conclusões e Perspectivas Futuras.....	155
7.1 - Conclusões	155
7.2 - Trabalho Futuro.....	158
Referências	159
Anexo A.....	163
Estudo em 19 Países	165
Anexo B.....	169
Método de <i>Newton Rapson</i>	171
Anexo C.....	173
Tabelas relativas aos resultados das simulações realizadas no capítulo 5 para o cálculo dos impactos das transacções.....	175

Lista de Figuras

Fig. 2.1 - Actividades de Transporte	9
Fig. 2.2 - Contratos Bilaterais Físicos	10
Fig. 2.3 - Contratos Bilaterais Financeiros	11
Fig. 2.4 - Mercado tipo <i>Pool</i>	15
Fig. 2.5 - Algoritmo de Verificação e Correção realizado pelo operador de sistema	17
Fig. 2.6 - Mercado Grossista Espanhol	26
Fig. 2.7 - Organização do Sector Eléctrico Nacional	27
Fig. 3.1 - O efeito da regulamentação por limite de receita na obtenção do preço ...	36
Fig. 3.2 - Efeitos nos preços do Modelo Limite Híbrido.....	37
Fig. 4.1 - Rede de 9 barramentos utilizada para exemplificação do GSDF	62
Fig. 4.2 - Rede de 9 barramentos utilizada para exemplificação do GGDF	65
Fig. 4.3 - Rede de 9 barramentos utilizada para exemplificação do GLDF	66
Fig. 4.4 - Rede Exemplo.....	68
Fig. 4.5 - Rede exemplo para determinação de receita por potência.....	75
Fig. 4.6 - Rede exemplo para determinação de receita por energia.....	76
Fig. 4.7 - Princípio do <i>Proportional Sharing</i>	79
Fig. 5.1 - Arquitectura de Desenvolvimento	87
Fig. 5.2 - Rede exemplo de nove barramentos.....	88
Fig. 5.3 - Cálculo do impacto nas linhas devido a cada transacção	91
Fig. 5.4 - Método do Selo de Correio	93
Fig. 5.5 - Método MW - milha Clássico.....	95
Fig. 5.6 - Estrutura Comum aos Métodos Baseados nos Impactos	97
Fig. 5.7 - Método Base: (Cálculo auxiliar do denominador).....	98
Fig. 5.8 - Método Base (Cálculo auxiliar de parcela da taxa)	99
Fig. 5.9 - Método Módulo ou Uso: (Cálculo Auxiliar do Denominador)	100
Fig. 5.10 - Módulo ou Uso (Cálculo auxiliar da parcela da taxa)	100
Fig. 5.11 - Método Zero <i>Counterflow</i> : (Cálculo auxiliar do denominador).....	101
Fig. 5.12 - Método Zero <i>Counterflow</i> : (Cálculo auxiliar da parcela da taxa)	102
Fig. 5.13 - Método Fluxo Dominante: (Cálculo auxiliar do denominador)	103
Fig. 5.14 - Método Fluxo Dominante: (Cálculo auxiliar da parcela da taxa).....	104
Fig. 5.15 - Interface gráfica do <i>Matlab</i>	106

Fig. 5.16 - Interface gráfica do <i>Matlab</i> relativa às janelas de escrita do programa e de apresentação de resultados numéricos	107
Fig. 5.17 - Interface do simulador <i>PowerWorld</i>	108
Fig. 5.18 - Interface de parametrização da simulação do PWR	109
Fig. 5.19 - Lista de valores resultantes de uma simulação em <i>PowerWorld</i>	110
Fig. 6.1 - Rede exemplo de 9 barramentos (rede 1)	112
Fig. 6.2 - Taxas a imputar às transacções de 100 MW, para os diferentes métodos.....	118
Fig. 6.3 - Taxas a imputar às transacções de 50 MW, para os diferentes métodos	120
Fig. 6.4 - Taxas a imputar às cargas L1 e L5-1 para os diferentes métodos.....	123
Fig. 6.5 - Taxas a imputar às cargas L7 e L9 para os diferentes métodos.....	125
Fig. 6.6 - Taxas a imputar aos geradores G3, G8 e G9 para os diferentes métodos	126
Fig. 6.7 - Rede exemplo de 11 barramentos para o caso 2	128
Fig. 6.8 - Taxas a imputar às transacções de 100 MW para os diferentes métodos	133
Fig. 6.9 - Taxas a imputar às cargas L10, L11 e L12 para os diferentes métodos	135
Fig. 6.10 - Taxas a imputar aos geradores G14 e G15_2 para os diferentes métodos.....	137
Fig. 6.11 - Rede exemplo de 20 barramentos (Rede Interligada)	139
Fig. 6.12 - Taxas a imputar às transacções T5 e T11 para os diferentes métodos antes e após a interligação	145
Fig. 6.13 - Taxas a imputar à transacção T16, para os diferentes métodos, antes e após a interligação.	147
Fig. 6.14 - Taxas a imputar às cargas L10 e L12, para os diferentes métodos, antes e após a interligação	148
Fig. 6.15 - Taxas a imputar ao gerador G15_2 para os diferentes métodos antes e após a interligação	150
Fig. 6.16 - Taxas a imputar às cargas L11, para os diferentes métodos para o cenário 4	154

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 - Comparticipação de cada carga no trânsito de potência na linha.....	69
Tabela 5.1 – Exemplo de um cenário de estudo	89
Tabela 6.1 - Características das linhas da rede 1	113
Tabela 6.2 – Características das cargas da rede 1.....	113
Tabela 6.3 – Características dos Geradores da rede 1	113
Tabela 6.4 - Transacções para o cenário 1.....	114
Tabela 6.5 - Taxas imputadas às transacções do cenário 1	116
Tabela 6.6 - Taxa a imputar a transacções de 100 MW, referentes ao cenário 1	117
Tabela 6.7 - Taxas a imputar a transacções de 50 MW, referentes ao cenário 1.....	119
Tabela 6.8 - Taxas a imputar às cargas L1 e L5-1, relativas ao cenário 1.....	122
Tabela 6.9 - Taxas a imputar às cargas L7 e L9, relativas ao cenário 1	124
Tabela 6.10 - Taxas a imputar aos geradores G3, G8 e G9, no cenário 1	126
Tabela 6.11 - Características das linhas da rede 2.....	129
Tabela 6.12 - Características das cargas da rede 2	129
Tabela 6.13 - Características dos geradores da rede 2.....	129
Tabela 6.14 - Cenário 2, transacções.....	130
Tabela 6.15 - Taxas imputadas às transacções do cenário 2	131
Tabela 6.16 - Taxa a imputar a cada transacção de 100 MW, no cenário 2.....	132
Tabela 6.17 - Taxas a imputar às cargas L10, L11 e L12, referente ao cenário 2....	135
Tabela 6.18 - Taxas aos geradores G14 e G15- 2, referente ao cenário 2.....	137
Tabela 6.19 - Características das linhas da rede interligada.....	140
Tabela 6.20 - Características das cargas da rede_interligada	141
Tabela 6.21 - Características das cargas da rede_interligada	141
Tabela 6.22 - Cenário 3, transacções.....	141
Tabela 6.23 - Taxas imputadas às transacções do cenário 3	143
Tabela 6.24 - Taxas a imputar aos geradores G14 e G15_2, referente ao cenário 2	145
Tabela 6.25 - Valores a taxar a T16 antes e após a interligação.....	146
Tabela 6.26 - Valores a taxar às cargas L10 e L12, antes e após a interligação.....	148
Tabela 6.27 - Valores a taxar ao gerador G15- 2 antes e após a interligação.....	149
Tabela 6.28 - Cenário 4, transacções em.....	151
Tabela 6.29 - Taxas imputadas às transacções do cenário 4	152
Tabela 6.30 - Valores a taxar à carga L11, na interligação para o cenário 3 e cenário 4	153

Lista de Abreviaturas

AT	- Alta Tensão
BT	- Baixa Tensão
CB	- Contratos Bilaterais
CFP	- Contratos às Diferenças
CGEB	- <i>Central Electricity Generating Board</i>
CNV	- Cliente Não Vinculado
CT	- Custo Total de Transmissão do Sistema
DGE	- Direcção Geral de Energia
DPM	- <i>Daily Power Market</i>
EDP	- Electricidade de Portugal
ERSE	- Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
EU	- União Europeia
EUA	- Estados Unidos da América
GGDF	- Factores de Distribuição Generalizados para Geradores
GLDF	- Factores de Distribuição Generalizados para Cargas
GSDF	- Factores de Distribuição de Variações da Potência Injectada
ISO	- <i>Independent System Operator</i>
IT	- Tarifa na transmissão em Euro/h
LOLP	- <i>Loss of Load Probability</i>
MAPF	- <i>Marginal Participation Factors</i>
MAT	- Muito Alta Tensão
MC	- Mercados centralizados
MEM	- Mercado Eléctrico Grossista
MEPF	- Factores de Participação Média
MIBEL	- Mercado Ibérico de Electricidade
PPP	- <i>Pool Purchase Price</i>
PSP	- <i>Pool Selling Price</i>
REN	- Rede Eléctrica Nacional

RNT	- Rede Nacional de Transporte
RT	- Rede de Transporte
SEE	- Sistema eléctrico de energia
SEI	- Sector Eléctrico Independente
SEN	- Sistema Eléctrico Nacional
SENV	- Sistema Eléctrico não Vinculado
SENVA	- Sistema Eléctrico não Vinculado dos Açores
SENVm	- Sistema Eléctrico não Vinculado da Madeira
SEP	- Sector Eléctrico Público
SMP	- <i>System Marginal Price</i>
SS	- Serviços da Sistema
Ukc	- Factor de Utilização
VVL	- <i>Value of Lost Load</i>

Capítulo 1 - Introdução e Motivação

Neste capítulo é apresentada, uma visão global da importância da rede de transmissão e da tarifação do seu uso, no mercado competitivo de energia eléctrica. São apresentados também os objectivos e motivações que impulsionaram a realização deste trabalho.

Ainda neste capítulo, é feita uma apresentação da estruturação desta dissertação, de acordo com os diversos capítulos que o integram, sendo feito um breve resumo dos conteúdos respectivos.

1.1 - Introdução

Desde dos anos setenta do século passado, o sector eléctrico tem sofrido grandes alterações relativas à sua filosofia de funcionamento, tendo-se verificado uma grande reestruturação neste sector, nomeadamente no que diz respeito ao mercado de energia eléctrica. A nova visão deste está associada à liberalização das actividades do sector que na grande maioria das vezes, vem acompanhada da privatização das empresas que nele actuam. O objectivo final desta reestruturação é atingir um mercado de energia livre, concorrencial e competitivo, permitindo atrair os investimentos privados e garantir melhores condições para os consumidores, concretizadas em preços mais baixos e em serviços de melhor qualidade.

Uma das consequências destas alterações é que todos estes mercados tiveram, ou têm, que proceder à substituição de empresas verticalmente integradas, por várias entidades participantes no mercado da energia eléctrica. As empresas verticalmente integradas são aquelas que exercem, pelo menos duas das actividades seguintes: produção,

transporte ou distribuição de electricidade (Isabel Praça – 2002, PE - 1996). O facto das empresas exercerem mais do que uma actividade em simultâneo e em muitos casos, serem estatais reforçam o seu comportamento como autênticos monopólios neste sector. Num mercado em que as empresas são controladoras, o preço do serviço ou do produto pode estar inflacionado e a respectiva qualidade e diversidade podem ser limitadas. Para evitar este facto, é necessário que na presença de situações de monopólio, tal como nas redes de transporte, o sector correspondente seja regido por regulamentação específica, garantindo transparência de funcionamento no mercado em que se encontra inserido.

A criação do mercado de energia eléctrica, incluída num processo de reestruturação do sector eléctrico, exige, pois, que a actividade de transmissão, seja separada da produção e distribuição. Como consequência desta separação surgiu a criação de novas estruturas empresarias em várias actividades deste sector, a nível da produção, na área de distribuição de energia eléctrica, ainda que correspondendo numa primeira fase a monopólios de índole regional, e ainda a criação de empresas explorando a rede de transporte. Neste contexto a rede de transmissão é cada vez mais, encarada como uma infra-estrutura necessária para prestar um serviço às entidades produtoras e consumidoras, devendo esse serviço ser adequadamente remunerado (Tomé Saraiva - 2002).

No âmbito deste mercado não se pode, no entanto, esquecer que, apesar de a energia eléctrica ser encarada como um produto, o seu transporte e armazenamento estão sujeitos às leis físicas do electromagnetismo. As particularidades dos sistemas físicos não se compadecem com as regras dos mercados, o que nos leva a concluir que o comércio de energia eléctrica, mesmo num contexto liberalizado, não pode estar apenas sujeito às leis do mercado.

Uma das dificuldades tecnológicas actuais é não ser viável o armazenamento de electricidade em grandes quantidades, isto implica que a electricidade produzida tem

de ser imediatamente levada até aos centros de consumo, sendo necessárias para este efeito as redes de transporte e redes de distribuição às quais estão associados custos. É ainda necessário ter em atenção que as interligações actualmente existentes foram construídas para assegurar a segurança do funcionamento de redes nacionais e regionais e, conseqüentemente, o seu dimensionamento foi determinado pela potência do maior grupo produtor instalado em cada país ou região, não tendo em conta a perspectiva de um mercado alargado de energia eléctrica. A livre circulação de energia eléctrica no espaço da União Europeia terá, necessariamente, que ser considerado nas suas vertentes económica e técnica (Teresa - 1999).

A liberalização do mercado de energia eléctrica, não se generaliza a todos os sectores do sistema eléctrico. No que diz respeito às redes de transporte e de distribuição estas correspondem a sectores de monopólio natural, pois é economicamente inviável a existência no mesmo local, região ou até mesmo país, de várias redes para cobrir a mesma área, tal como se verifica nas redes de telecomunicações. Apesar das limitações técnicas, económicas e ambientais para a implementação de novas redes eléctricas e o reforço das redes já existentes torna-se, por vezes, necessária a sua concretização, para que um sistema eléctrico de energia físico possa cumprir o seu objectivo principal, ou seja fornecer aos consumidores a energia eléctrica de que estes necessitam ao menor custo, com a máxima qualidade. Na sequência da reestruturação destes sectores criaram-se tarifários de utilização das redes, que são determinados em função quer de aspectos técnicos da rede, como de aspectos económicos. Estes tarifários são obtidos a partir de alocação de custos específicos a cada rede. No caso da rede de transporte, consideram-se por exemplo, custos associados às perdas de energia no transporte, custos operacionais com a exploração, monitorização e manutenção da rede, custos de redespacho determinado por situações de congestionamento, custos associados a serviços auxiliares, custos associados a penalizações devido à degradação da qualidade de serviço. Todos estes custo devem

ser obtidos de forma simples e devem permitir, através da respectiva análise obter indicadores a considerar para a eficiente exploração da rede de transporte.

O cálculo das tarifas que quantificam o uso da rede de transporte, para além das tarifas reguladas, podem também ser obtidas a partir de vários métodos, tais como por exemplo, métodos marginais nodais, métodos incrementais, métodos embebidos. O cálculo eficiente da tarifa associada à actividade de transporte de energia eléctrica é fundamental. Pois caso isso não se verifique pode implicar a insuficiência de recursos financeiros, impossibilitando desta forma a expansão e manutenção das redes eléctricas, comprometendo a qualidade de serviço desta actividade. De acordo com a ERSE (ERSE – 2002_1), o número de reclamações entre 1 de Julho e 15 de Dezembro de 2002 é de 45 para a qualidade de serviço que corresponde ao maior número de reclamações comparando com outros temas tais como, questões técnicas, instalações colectivas, medição de energia entre outros. Na sequência destes factos foi considerado de extrema importância o cálculo das tarifas para o uso das redes de transporte que são objecto de estudo deste trabalho.

O trabalho subjacente a esta dissertação teve vários objectivos, entre eles o de determinar a taxa a imputar a cada agente, associado a uma transacção de energia eléctrica, pagando desta forma o uso da rede eléctrica. Foram utilizados para o cálculo dessa taxa os Métodos Embebidos, estes métodos foram utilizados devido à grande importância que têm nas chamadas transacções *Wheeling* (Shirmohammadi - 1989) ou seja, nas transacções que utilizam redes de terceiros, para poderem realizar contratos de comercialização de energia eléctrica.

Após terem sido calculadas as taxas anteriormente referidas, foram analisados os resultados de forma a verificar qual a técnica de cálculo mais vantajosa para os diferentes agentes, analisando também se a totalidade dessas taxas cobrem os custos associados a essa rede. Seguidamente foi realizado um estudo que envolve duas redes interligadas, de forma a se poder concluir quais os efeitos dessa interligação sob o

ponto de vista económico, isto é, verificar se existe alteração das taxas a imputar aos agentes, para os contratos estabelecidos antes da interligação. Finalmente foi realizado um estudo, com o objectivo de analisar as vantagens e desvantagens, de novas comercializações entre as redes interligadas sob o ponto de vista da taxa a ser paga por cada utilizador da rede, ao concessionário da rede de transporte.

1.2 - Motivação

Apesar das tarifas de energia eléctrica em Portugal serem controladas por uma entidade independente, a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), na qual estão envolvidas várias entidades independentes, não nos podemos esquecer, que muitos dos indicadores são fornecidos pela Electricidade de Portugal (EDP), que neste momento, ainda é a detentora do comércio da grande parte da electricidade no nosso País.

Não é difícil imaginar a importância que para nós terá a abertura do mercado Europeu ou mesmo o mercado ibérico, sabendo que o objectivo final do mercado livre é possibilitar ao cliente a escolha do fornecedor de electricidade. No entanto, esta reestruturação tem de ser realizada de uma forma sustentada sendo por isso defendido pela União Europeia uma abertura gradual do mercado (PE - 1996).

Na aplicação desta directiva no período 1999-2001, o nível mínimo de abertura correspondeu, em Portugal, aos consumidores que atingissem os 9 GWh de consumo anual, por ponto de consumo possam adquirir o estatuto de cliente não vinculado (CNV). No entanto segundo o ponto 4 do artigo 227.º de 2002 do Regulamento de Relações Comerciais (ERSE-2002-2) “Consideram-se elegíveis para acesso ao SENV, ao SENVA ou ao SENVM, todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em MAT, AT ou MT, com consumo efectivo ou previsto não nulo”. O que justifica o grande aumento verificado desde o primeiro trimestre de 2002 com cerca de 353 CNV

para 1255 de CNV até Novembro do mesmo ano (ERSE – 2002-1), totalizando um consumo de 3923,3 GWh, representando cerca de 9,7% do consumo nacional.

Segundo a ERSE é apresentada uma nova directiva Europeia, para a qual se atingiu um acordo em Novembro de 2002 ao nível dos Estados Membros da EU, para rever a Directiva 96/92/CE, construindo mais um passo na construção de um Mercado Europeu de energia eléctrica (ERSE - 2002).

Não se pode esquecer também a pretensão da Península Ibérica de constituir um mercado integrado de electricidade, chamado de Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), que tem como objectivo interagir de forma homogénea com o restante espaço Europeu. De acordo com o previsto no protocolo assinado, em 14 Novembro de 2001, pelos governos de Portugal e Espanha, este mercado devia ter entrado em funcionamento em Janeiro de 2003, devendo garantir igualdade de oportunidades a todos os agentes (ERSE – 2001), no entanto está integração foi adiada para 2004. Toda esta reestruturação só será sustentada se for acompanhada pelo desenvolvimento de todas as actividades que fazem parte do sector da energia eléctrica, entre elas a actividade de rede, caso contrário pode ser atingida uma ruptura técnica das redes eléctricas e económica das empresas responsáveis por essas redes.

O comportamento dos diversos países, perante a directiva Europeia no que respeita à liberalização do mercado da electricidade não é o mesmo. Como podemos verificar na figura 1.1 do anexo A, só cerca de 4 países apresentam na sua totalidade um mercado livre que são: Suécia, Finlândia, Reino Unido, Alemanha, e a Dinamarca muito próximo dos 100%.

Portugal, França, Grécia, Áustria, e Itália, chegam apenas aos 30%, e mesmo a Espanha só se apresenta com cerca de 45% de mercado aberto (Proteste –1999).

Uma previsível consequência da criação de um mercado Europeu, é a aproximação dos preços entre os mercados dos países membros. Assim, verificar-se-á uma tendência diferenciada no que diz respeito às reduções de preços dependendo, do nível

de preços antes da adopção da directiva (Comunicação – 2000). No preço final da energia eléctrica que chega ao consumidor está incluída uma parcela, do custo associado à utilização da rede eléctrica que é objecto de estudo deste trabalho.

1.3 - Estrutura da Dissertação

O presente capítulo constitui o capítulo 1 da dissertação, fazendo-se uma introdução à mesma nomeadamente no que diz respeito à importância da rede de transmissão no âmbito dos mercados competitivos de energia eléctrica, e da tarifação adequada do uso desta rede, para que os preços da energia eléctrica sejam os mais baixos possíveis e transparentes para todos os intervenientes no mercado. Neste capítulo, é ainda apresentada a motivação do trabalho subjacente a esta dissertação, bem como os seus objectivos. Uma breve referência da estrutura da dissertação pretende facilitar a leitura da mesma apresentando resumidamente os conteúdos dos diversos capítulos que a constituem.

No segundo capítulo são apresentados alguns modelos de mercados de energia eléctrica, bem como algumas definições necessárias à compreensão dos conteúdos deste capítulo e dos seguintes.

São ainda apresentados, de uma forma sucinta alguns modelos de mercados implementados em de vários países, incluindo as suas metodologias de tarifação.

O capítulo 3 trata de aspectos regulatórios, relacionados com as redes de transmissão de energia eléctrica, mais especificamente a regulação nos custos e preços de transmissão. Estes aspectos regulatórios são analisados sob o ponto de vista de vários países, incluindo Portugal.

O capítulo 4 apresenta diversas metodologias, que podem ser utilizadas para obter as tarifas nas redes de transmissão.

Entre estas metodologias encontram-se os Métodos Embebidos, para os quais este trabalho faz um estudo mais aprofundado. Este capítulo inclui um estudo demonstrativo que permite comparar os vários métodos, relativo ao pagamento ou não, do custo total de transmissão, por parte dos utilizadores da rede.

No capítulo 5 é apresentado o trabalho de implementação e simulação realizado no âmbito da presente dissertação. Este capítulo apresenta e justifica a arquitectura do sistema desenvolvido e ferramentas de desenvolvimento utilizadas para determinar as taxas a imputar a cada utilizador da rede eléctrica, baseadas nos métodos estudados. O capítulo inclui os fluxogramas relativos ao *Software* desenvolvido. É ainda explicado o funcionamento do simulador utilizado para realizar o estudo dos trânsitos de potências.

No capítulo 6 são apresentados resultados obtidos com o sistema desenvolvido e feita uma análise comparativa desses resultados. Esta análise tem como objectivo constatar qual dos métodos implementados, apresenta mais vantagens ou desvantagens para os utilizadores da rede de transmissão.

Neste capítulo é analisada também a variação das taxas a imputar a cada transacção, considerando a interligação de redes previamente existentes.

Finalmente, o capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho desenvolvido, bem como perspectivas de trabalho futuro.

Capítulo 2 - Modelos de Mercados

Neste capítulo são apresentados, os de modelos de mercados de energia eléctrica, os quais são importantes para a compreensão dos capítulos que se seguem. São ainda apresentados os mercados de energia eléctrica de alguns países, nomeadamente os seguintes, Chile, Inglaterra, Argentina, Noruega, Suécia, Espanha e Portugal.

2.1 - Definições de Alguns Conceitos Relativos a Mercados

Na sequência da reestruturação do sector eléctrico e da sua desverticalização a actividade de transporte foi desagregada em várias actividades, tais como se encontram representadas no diagrama da figura 2.1

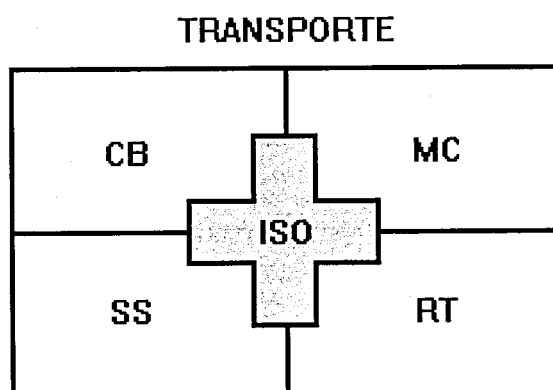


Fig. 2 1 - Actividades de Transporte

As actividades são nomeadamente: os Contratos Bilaterais (CB), os Mercados centralizados (MC), o *Independent System Operator* (ISO), a Rede de Transporte (RT) e os Serviços do Sistema (SS).

2.1.1 - Contratos Bilaterais

Os contratos bilaterais englobam os contratos realizados entre a entidade produtora e o cliente elegível ou o comercializador. Estas relações baseia-se num intercâmbio directo de ofertas, entre os participantes do mercado. Podem ser distinguidos dois tipos de contratos entre estes agentes, os contratos bilaterais físicos e contratos bilaterais financeiros.

2.1.1.1 - Contratos Bilaterais Físicos

O que caracteriza um contrato bilateral físico é o seu relacionamento directo com a operação de despacho resultante tal como se pode verificar no diagrama da figura 2.2. Mediante um contrato de abastecimento de energia, o vendedor assegura a injeção no sistema da potência especificada num plano de operação, por parte das suas unidades de produção. Por sua vez, as cargas administradas pelo consumidor que fazem parte do contrato, devem orientar os seus consumos para a potência especificada no plano de operação.

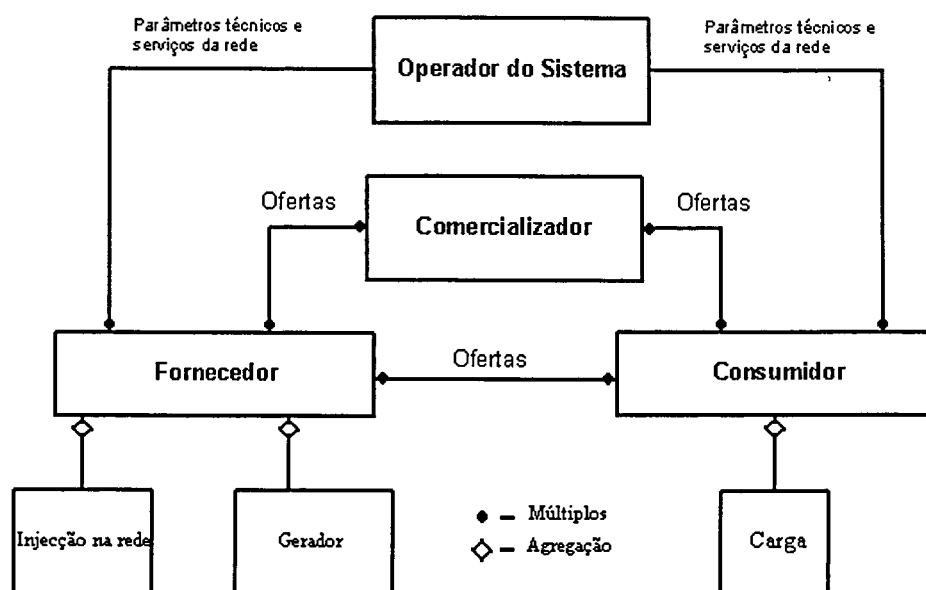


Fig. 2.2 - Contratos Bilaterais Físicos

Neste caso, e com base em critérios de segurança e de fiabilidade, o operador do sistema determina a possibilidade de execução e os serviços da rede requeridos para a realização técnica do contrato bilateral físico solicitado. Por fim, calcula-se a tarifa resultante para a transacção bilateral (Handschin – 1999, Isabel Praça – 2002, Isabel Praça – 2002_1).

2.1.1.2 - Contratos Bilaterais Financeiros

Este tipo de contratos, não podem constituir por si só uma organização de mercado pois têm de ser analisados os aspectos técnicos do sistema eléctrico de energia. Este tipo de instrumento financeiro é usado como complemento às estruturas de mercado apresentadas anteriormente (contratos bilaterais físicos).

Tal como está representado no diagrama da figura 2.3 e de forma análoga ao que se encontra representado, nos contratos bilaterais físicos, os contratos de tipo bilateral financeiro, são o produto de livre intercâmbio comercial entre os fornecedores e os consumidores, o que poderá ser feito de forma directa ou através de um comercializador.

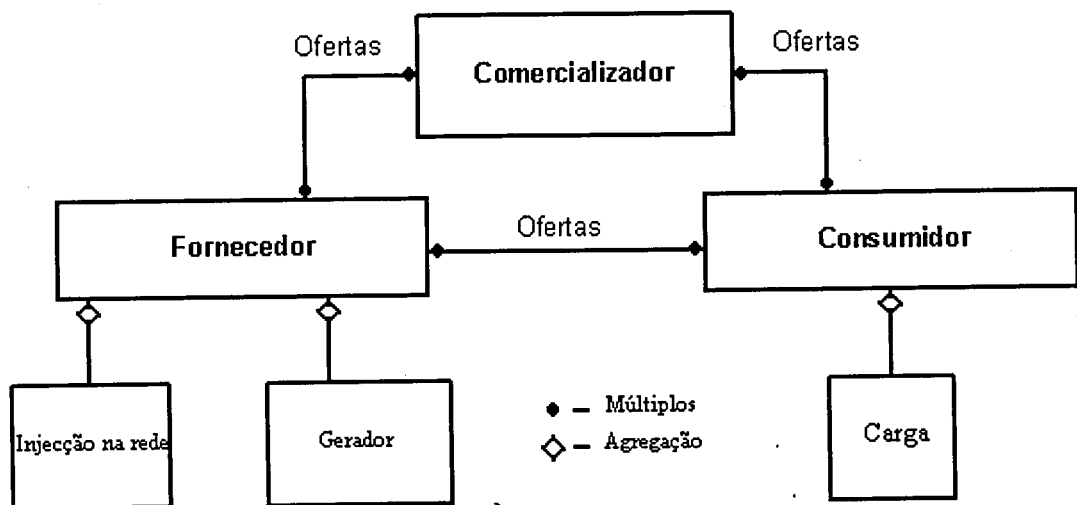


Fig. 2.3 - Contratos Bilaterais Financeiros

Por definição, os contratos bilaterais financeiros não afectam o despacho da operação, e só são realizados acordos entre os participantes de forma a serem posteriormente

analisados pelo operador de mercado e o operador do sistema de forma a garantir a sua viabilidade. Os contratos bilaterais financeiros são realizados com o intuito, de administrar acordos como estratégia de mercado, para salvaguardar os riscos das variações futuras do preço da energia eléctrica (Handschin – 1999, Isabel Praça - 2002).

2.1.2 - Mercados Centralizados

A administração destes mercados recebem as propostas de compra e venda de energia eléctrica, tipicamente para cada meia hora do dia seguinte. Estes mercados procedem ao encontro das propostas construindo um despacho puramente económico (Tomé Saraiva – 2002). A entidade responsável por este tipo de funções é denominada por Operador de Mercado.

O operador de mercado também faz parte dos mercados misto, que funcionam como mercados centralizados tipo *Pool*, mas permitem a existência de contratos bilaterais.

Temos o como exemplo de mercados centralizados, os mercados de energia eléctrica com modelos tipo *Spot* e tipo *Pool*.

2.1.2.1 - Operador de Mercado

Operador de mercado é responsável por realizar um plano de operação, tendo em conta os contratos bilaterais e a *Pool* considerando um modelo de mercado misto, como no caso dos Mercados de electricidade em Espanha, Noruega e Califórnia que apresentam um modelo de mercado misto, este plano de operação é expresso de uma forma matemática como um problema de optimização dinâmica de variável mista. Para a solução deste problema de optimização é utilizada uma metodologia de programação dinâmica. Desta forma é possível incorporar as restrições de gradientes de produção, esta restrição considera os gradientes de produção de uma unidade, evitando variações horárias de produção que ultrapassem os níveis permitidos.

Sendo assim, para cada estado P , define-se um vector de estados permitidos que se possam alcançar num período $P+1$. O processo de optimização procura a estratégia de operação que minimiza os custos totais de produção (Handschin – 1999).

A expressão (2.1) representa o algoritmo recursivo utilizado para o cálculo de custos mínimos $F(P,E)$ num período P e num estado E pré- definido.:

$$F(P,E) = \min_{E'} [O(P,E) + T(P-1,E':P,E) + F(P-1,E')] \quad (2.1)$$

O primeiro termo $O(P,E)$ corresponde aos custos de operação que resultam do equilíbrio económico entre as ofertas dos geradores e as cargas.

A quantidade de energia pedida não inclui os consumidores que possuam contratos bilaterais físicos. Os custos são calculados com base num despacho de barramento único, sem modelização das perdas óhmicas e das restrições do sistema de transmissão. Sem dificuldade, no cálculo destes custos incluem-se as restrições de indivisibilidade, (estabelece que o 1º tranche de oferta de energia, no caso de ser despachado não pode ser dividido), incluem também os custos de transição T , utilizados para a modelização dos custos de arranque das unidades de transição. O procedimento de programação dinâmica repete-se até que as restrições sejam satisfeitas. O despacho de operação assim obtido é enviado para o operador de sistema, junto com a informação da ordem de precedência económica das ofertas de venda.

2.1.2.2 - Mercado *Spot*

Mercado *Spot* é um mercado que tem como base de cálculo de preço, o chamado preço *Spot*.

Em termos gerais, o preço *Spot* reflecte os custos de investimento das actividades de produção, transmissão e distribuição de energia eléctrica. O preço *Spot* horário é determinado para as condições de oferta e procura existentes para uma determinada hora, dependendo particularmente de:

- carga total e carga em cada nó;
- produção disponível e custos da mesma;
- disponibilidade do sistema de transmissão, produção e perdas associadas.

Uma aproximação para quantificar os preços *Spot* é a seguinte:

$$\rho_k = \frac{\partial C}{\partial d_k} \quad (2.2)$$

em que:

- $\rho_k(t)$ corresponde ao custo marginal da energia eléctrica fornecida, ao cliente k durante a hora t , tendo em conta os custos de capital e de operação (Euro/ kWh);
- C é o custo total de fornecer a energia eléctrica a todos os consumidores no momento e no futuro;
- d_k é a potência da carga correspondente ao cliente k .

Esta derivação deve ser calculada sujeita a restrições tais como:

- limites de Produção, isto é a carga total durante uma hora não pode exceder a potência disponível, para esse período de tempo;
- leis de Kirchhoff: os fluxos de energia e perdas numa malha são determinados pelas leis físicas;
- limites de fluxos nas linhas: os fluxos de energia numa linha não podem ultrapassar os seus limites especificados;
- balanço de Energia, é o somatório da produção ser igual ao somatório da carga total mais as perdas <http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/retasim.doc>.

2.1.2.3 - Modelo de Mercado Tipo *Pool*

Num modelo clássico de *Pool*, cujo diagrama de objectos é mostrado na figura 2.4, existem dois organismos responsáveis pela organização e coordenação do sistema. O operador do sistema, é o responsável pelos aspectos técnicos da operação do sistema eléctrico, recebendo para esse efeito, informação sobre os parâmetros técnicos de injeções nas redes, dos geradores e das cargas, para as zonas em que o controlo é da

sua responsabilidade, como é explicado no ponto 2.1.3 deste capítulo. Por outro lado o operador de mercado é responsável pelos aspectos económicos da *Pool*, tal como já referido no ponto 2.1.2.1.

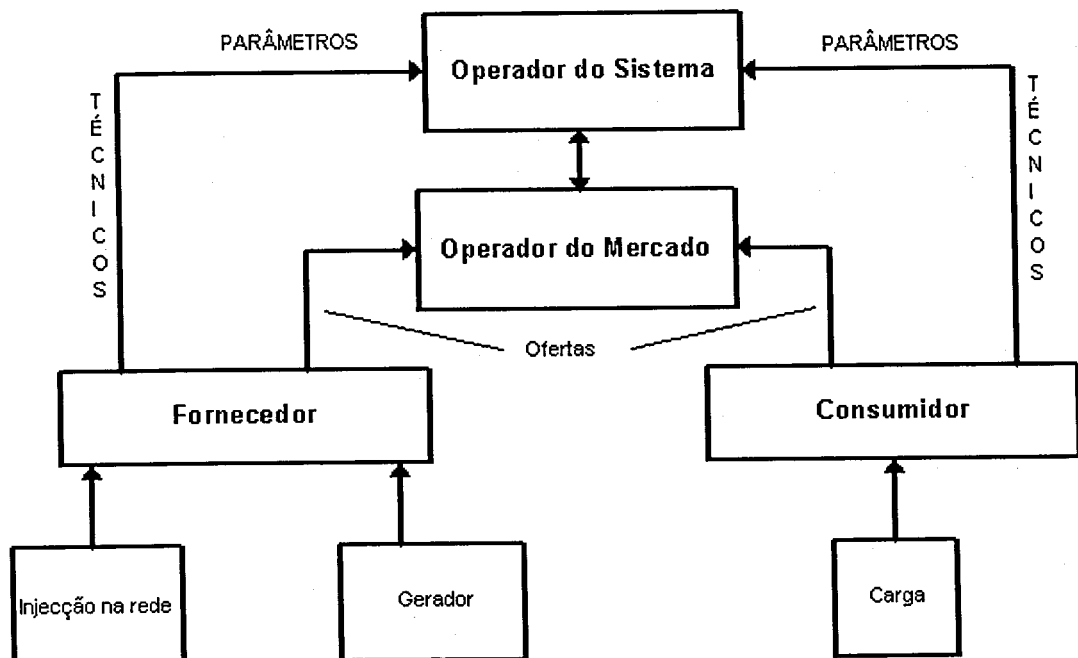


Fig. 2.4 - Mercado tipo *Pool*

Num modelo clássico de *Pool*, os fornecedores e consumidores não realizam contratos directos entre eles. As compras e vendas de energia são determinadas e validadas pelo operador de mercado, com base numa optimização do funcionamento do sistema a curto prazo, de forma que as propostas de venda de energia eléctrica tendem a reflectir custos marginais de curto prazo. O plano de operação resultante é transmitido ao operador do sistema que verifica a respectiva viabilidade, seguindo por exemplo o algoritmo apresentado na figura 2.5. Desta forma, o operador do sistema realiza as correcções necessárias ao plano de operação e determina os serviços do sistema do sistema necessários. Para as diferentes etapas referidas anteriormente, são definidos datas e horários que devem ser respeitados por todos os participantes da *Pool*. (Handschin – 1999, Isabel Praça - 2002).

O modelo tipo *Pool* tem uma perspectiva temporal de curto prazo, o planeamento das propostas venda/compra devem ser realizadas para o dia seguinte e o número de propostas deve ser igual aos intervalos de tempo em que cada dia se encontra discretizado (Tomé Saraiva – 2002)

2.1.3 - Operador Independente do Sistema

O Operador Independente do Sistema (ISO), tem como função a coordenação técnica de exploração do sistema de transporte.

O operador do sistema tem a responsabilidade de verificar a viabilidade do despacho de produção definido pelo operador de mercado e realizar as correcções necessárias para uma operação segura. As correcções devem ser realizadas da forma mais económica, de forma a tratar da mesma forma os contratos bilaterais físicos e o despacho resultante da *Pool*.

O algoritmo que define quais os contratos com viabilidade técnica e económica, está representado na figura 2.5. Este algoritmo baseia-se em metodologias de despacho económico, incluindo critérios de segurança, combinados com estudo de sensibilidades de uma rede eléctrica.

No caso Espanhol, por exemplo para cada hora executa-se inicialmente um despacho económico sem restrições onde os limites inferiores da produção correspondem ao despacho de operação previamente definido. No caso de haver violação de restrições de capacidade, accionam-se as correcções, armazenado-se o resultado final do despacho. Caso contrário, determina-se o impacto das unidades de produção, nas sobrecargas das linhas, através da análise de coeficientes de sensibilidades. Com esta análise, formula-se um despacho económico do tipo incremental onde as cargas se modelizam como restrições do problema de optimização.

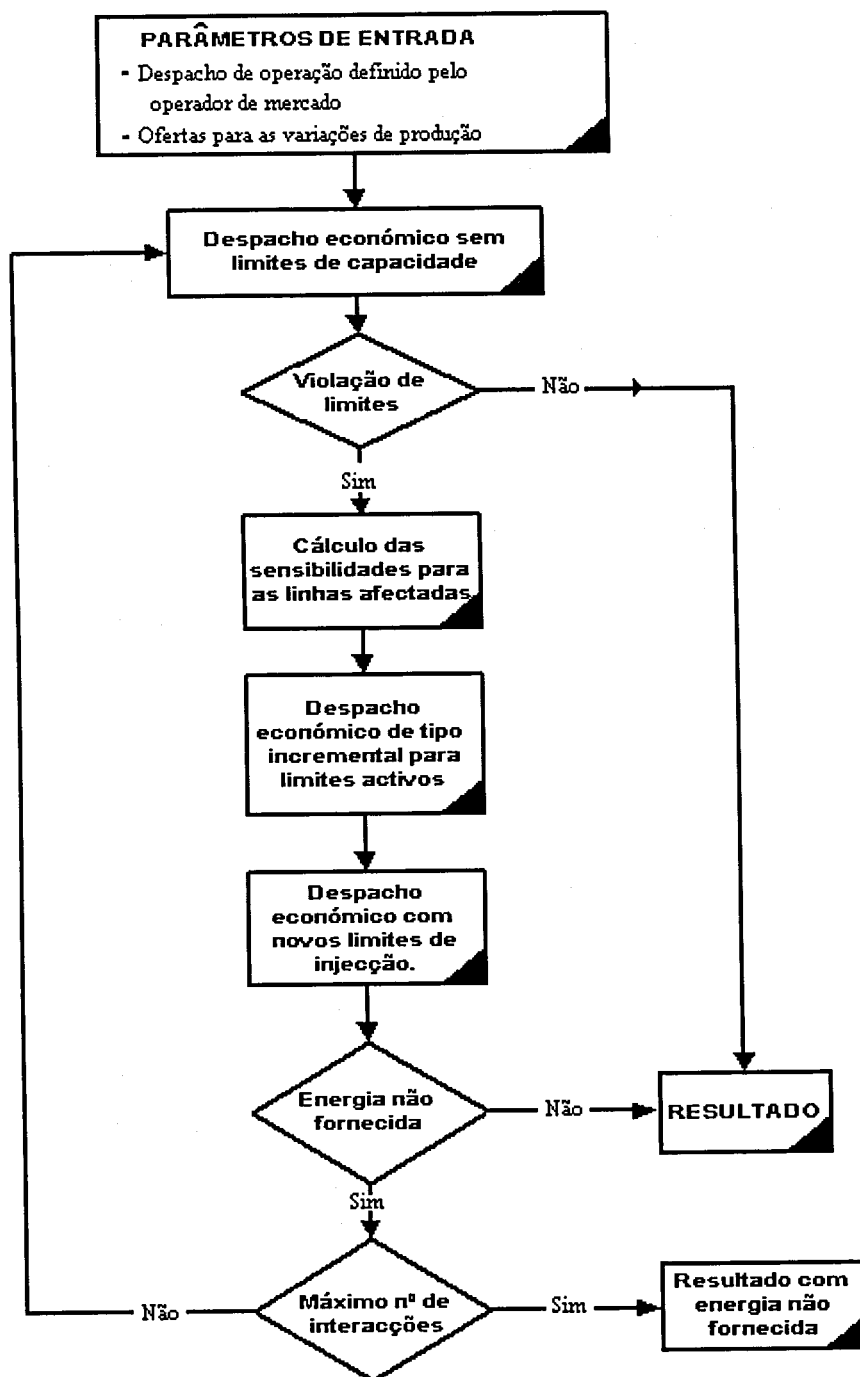


Fig. 2.5 - Algoritmo de Verificação e Correção realizado pelo operador de sistema

Como resultado obtém-se as variações das potências injectadas, que minimizam os custos necessários para suavizar as sobrecargas. Com uma redefinição dos limites mínimos de injeção, torna-se a realizar o despacho económico mas agora incluindo restrições de capacidade.

Este processo é repetido até que se obtenha um despacho viável, ou um despacho final com energia não fornecida.

2.1.4 - Rede de Transporte

As empresas associadas a esta actividade são responsáveis pela rede de transporte de energia eléctrica, sendo remuneradas pela tarifas de uso das redes de transporte ou de distribuição. No entanto as actividades de transporte e distribuição podem não pertencer à mesma empresa concessionária.

2.1.5 - Serviços do Sistema

Os serviços do sistema são prestados pelas empresas responsáveis por produção de energia reactiva, controlo de tensão, regulação de frequência, reservas. Esta actividade pode ser assegurada por várias entidades tais como as de produção ou as de transporte de energia eléctrica, caso apresentem bancos de condensadores nas redes eléctricas.

2.2 - Mercados e Metodologias para Cálculo de Custos de Transporte de Energia Eléctrica em Alguns Países.

Diferentes países aderiram a modelos de mercados descritos nos pontos anteriores, ou seja aos mercados de tipo centralizados, ou aos baseados em contratos bilaterais ou aos mercados mistos.

No contexto de reestruturação dos mercados de energia eléctrica nos diferentes países, o cálculo das tarifas para o uso das redes de transporte de energia eléctrica acompanharam essa reestruturação, mas não da mesma forma em todos eles. Segue-se uma análise a alguns desses países sob o ponto de vista das tarifas do uso de redes de transporte de energia eléctrica.

2.2.1 - Chile

O Chile foi o primeiro país a dar início à reestruturação do sector eléctrico, esta reestruturação teve início em 1978, mas só em 1982 teve real significado. Com a publicação da *Ley General de Servicios Eléctricos* actualmente o sistema eléctrico é

constituído por dois subsistemas independentes denominados por SING (*Sistema Interconectado del Norte Grande*) e SIC (*Sistema Interconectado Central*)

Relativamente aos custos da rede de transmissão usa uma concepção de tipo marginalista, em que todas as entidades que alterarem as condições de exploração dessa estrutura, devem participar no financiamento das infra-estruturas necessárias ao funcionamento adequado do sistema.

No Chile o tarifário inclui o chamado:

- Ingresso Tarifário é um valor determinado pela diferença entre preços nodais de energia, que corresponde a remuneração a pagar ao proprietário das linhas eléctricas;
- Portagem Básica é a remuneração paga pelos geradores para cobrir os custos de equipamento nas suas áreas de influência. Que corresponde ao pagamento pela utilização do sistema de transmissão, correspondentes às áreas de influenciam onde eles actuam;
- Portagem Adicional é a remuneração paga pelos geradores pelo, uso de equipamentos fora da sua área de influência (Tomé Saraiva - 2000).

2.2.2 - Inglaterra

Em 1989 iniciou-se o processo de liberalização do mercado Inglês de energia eléctrica, com a publicação do *Electricity Act*. Anteriormente o sector eléctrico era público, organizado em 12 entidades de distribuição designadas por *Area Boards* cuja actividade era coordenada pela *Central Electricity Generating Board* (CGEB). O despultar da concorrência, nos sectores de produção e da distribuição foi da responsabilidade do *Electricity Act*, tendo sido criada uma entidade independente para gerir a rede de transmissão, a *National Grid Company* (NGC) que tem como função gerir o sistema de transmissão de modo eficiente e económico favorecendo a competição (Tomé Saraiva - 1997).

No entanto, só em 30-de Março de 1990 se verificou em Inglaterra a concretização da *Pool* de electricidade, em consequência das privatizações na área da electricidade. A

Pool consiste numa disposição contratual, da qual fazem parte os vendedores e compradores que integram o mercado grossista de electricidade denominada por (*Wholesale Market*). Esta *Pool* tem de obedecer a certas regras estabelecidas não podendo comercializar energia por si só (http://www.elecpool.com/about/about_f.html).

No mercado *Pool* as ofertas de venda são apresentadas até às 10 horas da manhã, para todas as meias horas do dia seguinte, sendo então a NGC responsável por “casar” as ofertas de venda/compra e analisá-las fazendo os ajustes necessários, e prever as unidades produtoras de reserva para fazer face a contingências.

No que respeita ao cálculo de preços, a *pool* usa diversos métodos para o fazer, tais como:

- *System Marginal Price (SMP)* corresponde ao preço fornecido pelo cruzamento das ofertas de produção com a estimativa de carga para cada meia hora. Esse preço será uma das parcelas que todos os geradores irão receber independentemente do valor que declararam;
- *Pool Purchase Price (PPP)* é o preço a que é paga a electricidade vendida pelos produtores em (*dolar/MWh*). O valor calculado inclui o preço do sistema marginal *System Marginal Price (SMP)*, e outra parcela que é conhecida como *Capacity Payment (CP)*, a qual corresponde ao elemento do preço que é utilizado para incentivar os produtores, de forma a que a capacidade de produção declarada disponível seja, de tal forma eficaz, que garanta uma margem de segurança satisfatória do sistema, ou seja, que a capacidade declarada seja superior à procura (<http://www.elecpool.com/glossary/glossaryf.html>).

Assim, o preço PPP será calculado da seguinte forma:

$$PPP = CP + SMP$$

em que:

$$CP = LOLP \times (VLL - SMP)$$

Para:

Loss of Load Probability (LOLP), corresponde á probabilidade de não fornecimento de electricidade pelo facto da produção declarada ser insuficiente para a carga.

Value of Lost Load (VVL), corresponde ao custo de perda de carga, é o preço máximo de fornecimento da electricidade perdida, e determinado de forma a que seja um preço justo. Este valor é fixado anualmente.

- Pool Selling Price (PSP), é um elemento designado por *Uplif* (elevação), que constitui também uma parcela do preço, para produzir o preço de venda na *pool*. A elevação reflecte a diferença entre o custo da previsão e o custo no dia da venda, devido à entrada em funcionamento de geradores não previstos, mas que se encontravam em reserva. (http://www.elecpool.com/prices/three_basic_prices.html).

Os retalhistas pagam também um aumento de preço correspondentes aos custos de transmissão.

Os consumidores finais pagam a totalidade destes preços acrescidos de uma tarifa correspondente à distribuição.

No mercado Inglês não existem contratos bilaterais, mas são aceites outros tipos de contratos, chamados Contratos às Diferenças (CFP). Estes contratos são do tipo financeiro, no sentido em que não afectam o despacho e estipulam preços e quantidades válidas para um determinado período de tempo. Se os preços acordados (*price target*), forem superiores ou inferiores, ao preço de mercado, as diferenças são pagas pelos produtores, às empresas comercializadoras caso, sejam inferiores (Manuel - 2000).

2.2.3 - Argentina

Na Argentina o processo de reestruturação do mercado eléctrico teve início no seguimento da publicação da lei 23696 de Agosto de 1989. Nessa época, o mercado eléctrico encontrava-se numa situação bastante delicada, na sequência de diversas decisões administrativas, que levaram a uma profunda crise energética.

Ao longo da história do sector eléctrico da Argentina, verificou-se uma grande participação estatal desde 1960 até 1989 devido às aquisições pelo estado das empresas privadas deste sector. A má intervenção administrativa, no período correspondente a 1977-1987, no que diz respeito às tarifações e aos custos, pois foram implementados tarifários inadequados, provocando uma quantificação errada dos recursos, ao ponto dos encargos serem superiores à receita não cobrindo por isso os custos de expansão, gerando por isso dificuldades financeiras nas empresas. Desta forma a crise energética chegou ao ponto de ser necessário realizar cortes programados em toda a Argentina.

Só em 1992 foi dado início à transformação do sector eléctrico com grandes alterações estruturais, das quais se destacam as seguintes:

- introdução e promoção de competências e mecanismos de mercado em todas as actividades em que tal foi possível, efectuando-se a separação das actividades de transporte, da produção e da de distribuição de energia eléctrica. Foi requerida a separação entre actividades de carácter monopolista passíveis de quebrar deliberadamente as regras de mercado;
- criação de condições e regras de mercado transparentes, que facilitem a concorrência de produtores e consumidores, gerando preços que transmitam sinais eficientes de incentivos para aumentar a oferta de energia eléctrica;
- separação do Estado das actividades empresariais do sector, reservando para ele a definição de políticas, a regulação de incentivos para as actividades de carácter monopolizante e a fiscalização;
- descentralização das decisões de planificação do sector (<http://www.cammesa.com/>).

Na sequência das alterações estruturais e do início da privatização foi criado o chamado Mercado Eléctrico Grossista (MEM), que integra cerca de 30 companhias de produção, num total de cerca de 500 agentes. Sendo neste mercado possível realizar livremente contratos com clientes consumidores acima de 5.0 MW. Na regulação no mercado *Spot* o preço é obtido em função do menor termo do custo marginal.

Ao abrigo da lei 24065, decreto 1192, de Julho de 1992, foi criada a CAMMESA, que tem como função principal a coordenação das operações de despacho, pelo estabelecimento de preços do MEM e pela administração das transações económicas que se realizavam através do *Sistema de Interconectado Nacional* (SIN). A CAMMESA é uma empresa de gestão privada com fins públicos, em que cerca de 80% pertence aos agentes do MEM e 20% pertence ao Ministério Público.
<http://www.cammesa.com/>

A concessão da rede de transmissão foi entregue à TRANSENER por um período 95 anos. A TRANSENER tem por obrigação servir todos os membros do MEM, e acordar preços a pagar de forma estabilizada, tendo também a obrigação de investir de uma forma directa ou permitir a construção de redes de investidores privados. A TRANSENER tem o monopólio sobre 5 regiões ligadas com redes de tensão entre os 132 kV e os 400 kV. As tarifas relacionadas com o uso das linhas de transmissão integram três custos de grande importância, que são os seguintes:

- custo associado à transmissão de energia usando factores dos nós (energia) e factores de adaptação (potência) de forma a obter uma distribuição espacial considerando a área de influência;
- um custo fixo de ligação à rede que considera a taxa de uso de cada utilizador;
- um custo fixo, correspondente à capacidade de transmissão.

A remuneração total corresponde a um valor determinado com os três custos referidos anteriormente, calculados para todas as horas.

Para cada utilizador o custo da capacidade de transmissão é obtido, considerando o custo marginal do sistema para cada utilizador e a sua área de influência.

A aplicação deste esquema de tarifas, essencialmente de carácter marginal, simultaneamente com a ausência de um plano de expansão da rede, para além dos procedimentos administrativos complexos, conduz a uma redução de investimentos na transmissão e por consequência uma degradação da qualidade serviço (Tomé Saraiva-2000).

2.2.4 - Noruega e Suécia

A Noruega e a Suécia são dos países mais avançados ao nível de mercado grossista de energia eléctrica, pois a electricidade pode ser comprada directamente ou através de contratos directos com os produtores ou na *Pool*. Nestes países o mercado (*Noord Pool*), não tem de forma alguma carácter obrigatório. Os produtores e consumidores decidem voluntariamente com quem negociar, o que, de certa forma, justifica o facto de, na sua grande maioria os contratos serem bilaterais. Para além disso, muitas das empresas distribuidoras são também produtoras. Existe também outro tipo de mercados, vulgarmente chamados de longo prazo (mercados de futuro), nos quais se fazem contratos financeiros cujos horizontes temporais que podem ir desde uma semana a 3 anos.

Nestes dois países, existem, pois dois tipos de mercado, os de longo e curto prazo. Os mercados de curto prazo dizem respeito ao Mercado Diário de Energia (*Daily Power Market* - DPM) ou mercado *Spot*, nos quais são comercializadas quantidades fixas de electricidade a preços relativos a um dia por períodos de uma hora. No entanto, é necessário no próprio dia haver disponibilidade e possibilidade de ajustes, correspondentes à diferença entre a previsão e o estado no momento em questão. Na Noruega este tipo de mercado é denominado por *Regulation Power Market* e na Suécia por Mercado de Balanceamento (*Balancing Market* - BM) (Handschin – 1999).

No mercado diário respeitante à *Pool* o preço marginal do mercado resulta da intersecção das curvas de compra e venda. Como existe a possibilidade de as ofertas conterem restrições, tem de se entrar em conta com elas. Caso não haja restrições, o preço pago aos produtores será o preço marginal. Quando se verifica congestionamento, a bolsa encarrega-se de adicionar uma taxa aos fornecedores das

áreas que vendem mais do que produzem, aos que têm uma produção excedentária recebem uma taxa proporcional a essa capacidade de produção.

No que diz respeito aos custos, podemos classificá-los em custos variáveis ou custos fixos, considerando os custos variáveis como sendo os custos da energia baseados no valor determinado pelo mercado *Spot*, e os custos fixos reflectem os custo de operação da sistema (Manuel - 2000).

2.2.5 - Espanha

A liberalização do mercado de energia eléctrica em Espanha iniciou-se com alguma dificuldade, devido a pressões de ordem política, dos trabalhadores e da indústria.

Segundo a directiva da União Europeia que entrou em vigor a 30 Janeiro de 1997, que tem como principal objectivo a criação de um mercado comum de electricidade em todos os países membros, o governo Espanhol realizou uma reestruturação do seu sector eléctrico. Esta reestruturação deu origem ao chamado *Mercado Mayorista Español* o qual é constituídos por sub-mercados representados na figura 2.6. Esta figura mostra os sub-grupos de mercado que fazem parte do mercado grossista (*Mayorista*) em Espanha, e ainda o grau de responsabilidade do operador de mercado e do operador do sistema em cada um destes mercados.

Os contratos Bilaterais podem ser de curto ou de longo prazo e correspondem a promessas de compra e venda entre os vendedores e compradores de energia eléctrica. Os dados respeitante aos contratos bilaterais são parâmetros de entrada para o mercado diário baseado no sistema tipo *Pool*. Os outros três tipos de mercado, nomeadamente os mercados intradiário, de restrições, e o de serviços do sistema, também baseados numa estrutura tipo *Pool*, estão orientados para a realização de correcções dos contratos de curto prazo, na operação de despacho definido pelo mercado diário.

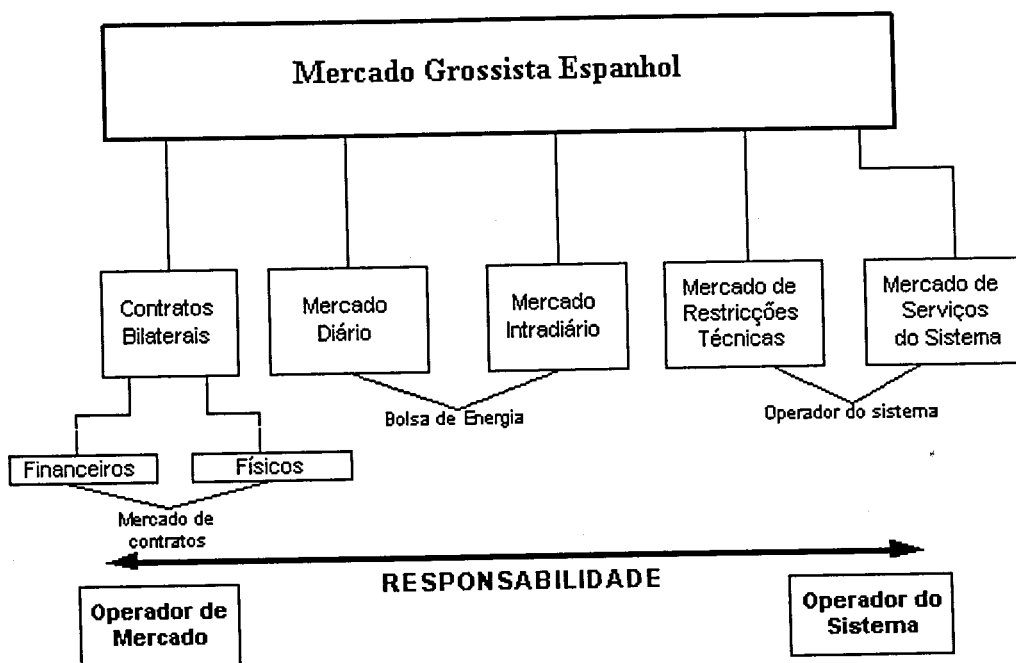


Fig. 2.6 - Mercado Grossista Espanhol

No que respeita à transmissão existem tarifas obtidas por regulação. No que diz respeito à utilização da rede eléctrica são utilizados métodos do tipo Selo de Correio que são métodos que tarifam em função da potência transaccionada, o qual descrevo com pormenor no capítulo 4.

2.2.6 - Portugal

O modelo de sistema eléctrico foi iniciado na década de 80 do século passado, a partir do qual o sector foi aberto à iniciativa privada ao abrigo do Decreto de Lei DL n.º449/88, de 10 de Dezembro.

A directiva da União Europeia 96/92/CE publicada a 19 de Dezembro de 1996, relativa às regras comuns do mercado interno de electricidade, determinou em Portugal a reorganização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), obrigando a rever a legislação de 1995, que foi feito pelo Decreto de Lei 56/97. A legislação de 1995 definia as bases de organização do SEN e os princípios que enquadraram o exercício das actividades de produção, transporte, distribuição, cogeração e regulação deste sector, tiveram origem com a publicação dos Decretos de Lei 182 a 187/95.

A organização do SEN é a apresentada na figura 2.7. Esta organização é constituída por um Sector Eléctrico Público (SEP) com obrigações de prestação de um serviço público e por um Sector Eléctrico Independente (SEI). O SEP engloba os produtores vinculados, a rede concessionária de transporte, a distribuição vinculada e os clientes do SEP. O SEI engloba o Sector Eléctrico não Vinculado (SENV), e os produtores em regime especial tais como as energias renováveis e a cogeração. No SENV a produção, a distribuição e os clientes têm direito a utilizar as redes do SEP para transacção física de energia, mediante pagamento de tarifas determinadas regulamentarmente (<http://www.ren.pt>).

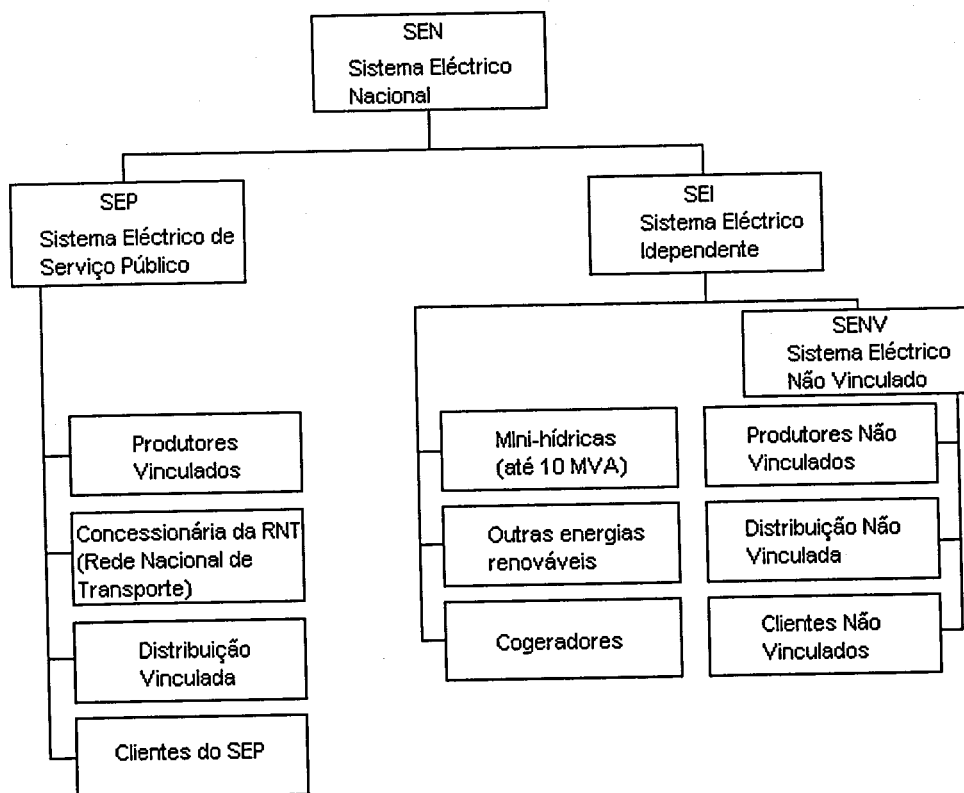


Fig. 2.7 - Organização do Sector Eléctrico Nacional

Com a necessidade de regular o sector eléctrico foi criada a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE) responsável pela regulação do mercado do SEP. Os regulamentos criados sobre a responsabilidade da ERSE foram o Regulamento Tarifário, Regulamento de Relações Comerciais, o Regulamento do Despacho e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações.

A REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A, é concessionária do serviço público de gestão global do SEP e de exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT), bem como da construção, manutenção e desenvolvimento das infra-estruturas que a integram. A REN é responsável por alguns manuais de procedimentos que foram aprovados pela ERSE, que se denominam por Manuais de Procedimentos do Gestor do Sistema, Manuais de Procedimentos do Gestor de Ofertas, Manuais de Procedimentos do Agente Comercial do SEP.

Neste contexto de regulamentação a Direcção Geral de Energia (DGE) foi também responsável por alguns regulamentos denominados por Regulamento da Rede de Transporte, Regulamento das Redes de Distribuição e Regulamento da Qualidade de Serviço.

Com esta estrutura do SEN a REN consolida uma posição de entidade independente no contexto do mercado da electricidade e reforça a sua contribuição primordial para a melhoria da competitividade global do SEP e da afirmação da qualidade do respectivo serviço público. Este novo enquadramento é uma consequência directa da aceleração da liberalização do mercado energético europeu que necessariamente obrigará o sector eléctrico nacional a entrar numa nova fase, caracterizada por um ambiente de maior concorrência entre empresas e os diversos agentes de vocação comercial, obrigando todos a um esforço acrescido visando a melhoria de produtividade de factores (<http://www.ren.pt>).

A tarifação da transmissão de energia eléctrica é baseada em tarifas reguladas. As tarifas reguladas são da responsabilidade da ERSE, que publica entre outros o regulamento tarifário, os quais estão definidos nas publicações dos regulamentos disponíveis no site (<http://www.erse.pt>).

Capítulo 3 - Aspectos Regulatórios

No processo de liberalização dos mercados de energia eléctrica, as redes de transporte são um caso especial porque se apresentam como um monopólio natural. A existência de um monopólio corresponde a uma organização, em que uma empresa domina a oferta de um determinado produto ou serviço, que não pode ser substituído. A legislação da maioria dos países proíbe o monopólio no sector eléctrico, com excepção dos exercidos pelo Estado, geralmente em produtos e serviços estratégicos, como no caso das redes de transmissão. Devido à existência desse monopólio, têm que ser encontradas soluções, de forma a que seja assegurado o acesso dos diversos utilizadores à rede de transporte.

Os intervenientes do mercado que utilizem fisicamente a rede de transporte devem ser sujeitos ao pagamento de uma tarifa. Essa tarifa deverá ser devidamente regulada, para que não se verifiquem excessos por parte do concessionário da rede, mas de forma que seja garantida a viabilidade da empresa. Para tal é necessário a existência de um sistema de regulação eficiente e transparente.

A regulamentação tem de ser da responsabilidade de um regulador independente, constituído de preferência por um grupo de elementos representativos de todos os intervenientes no sector da energia eléctrica. A regulamentação possui uma dimensão bastante ampla, englobando o controlo de: custos; preços; qualidade do produto; controlo ambiental; estrutura de mercado; supervisão de conduta e desempenho empresarial, entre outras (ERSE – 2001).

Este capítulo aborda aspectos regulatórios, respeitante às redes de transmissão de energia eléctrica, tratando especificamente a regulação nos custos e preços de transmissão.

3.1 - Características a que Deve Obedecer um Sistema de Regulação.

A regulação tarifária deve obedecer a certos princípios básicos (Tomé Saraiva - 2000), tais como:

- A transparência, para que se verifique um tratamento justo e justificável de todas as actividades envolvidas. Deve estimular a eficiência produtiva e a alocativa, não devendo causar elevação excessiva dos custos de transacção;
- A eficiência, de forma a que cheguem sinais aos participantes, que permitam aumentar a qualidade do desempenho. Para tal a regulamentação deve ser a mais clara possível, sendo todas as decisões regulatórias devidamente publicadas e apoiadas por justificativas técnicas e económicas;
- A redução do risco regulatório, requer uma definição clara dos objectivos e acções, de forma a proporcionar segurança de acção para todos os agentes intervenientes no mercado. A redução do nível de incerteza é crucial para que o risco de negócio seja diminuído, reflectindo-se consequentemente, no custo de capital, no preço e beneficiando em ultima instância, o consumidor final;
- A estabilidade, isto é, o sistema regulatório não deve sofrer variações rápidas. Se tal acontecer corre-se o risco, do ambiente regulatório se tornar muito volátil, imprevisível e arriscado;
- A simplicidade, para permitir a diminuição ou até mesmo a eliminação das fontes de incerteza.

Os princípios de regulação devem ser seguidos, de forma a garantir os seguintes aspectos:

- necessidade de assegurar a viabilidade financeira das empresas do sector;
- as formas remuneratórias deveram promover a eficiência económica;
- deveram ser identificados custos de longo prazo de modo que estes sejam incluídos nas remunerações a obter;

- as remunerações deveram permitir financiar os investimentos de expansão de redes, e os respectivos custo deveram ser alocados de uma forma justa;
- deveram contribuir para atingir um nível adequado de Qualidade de Serviço.

Para que as empresas concessionárias das redes eléctricas, que cobram os serviços prestados a terceiros através do sistema de tarifação regulado, sejam economicamente viáveis e garantam qualidade de serviço, é necessário realizar uma alocação de custos adequada para evitar que os dividendos obtidos na actividade sejam inferiores às despesas.

No que diz respeito à rede de transporte, a alocação de custos deve ter em consideração, entre outros os seguintes aspectos:

- custo de capital com juros e depreciações dos custos de todos os elementos associados à construção da rede de transporte tais como instalação de cabos e de subestações entre outros;
- custo de perdas de transporte;
- custos operacionais com exploração, monitorização e manutenção;
- custo administrativos e com pessoal;
- custos associados a serviços do sistema;
- custos de redespacho associados ao congestionamento;
- custos associados a penalizações devido à degradação de qualidade de serviço (energia não fornecida, número de interrupções, tempos de interrupção).

Estes custos devem ser organizados em curto ou longo prazo, fixos ou de natureza variável. Os custos dependendo da regulação tarifária podem ser obtidos segundo diversas variáveis tais como, tipo de energia (activa ou reactiva), sazonalidade e período horário. Todos estes custos são influenciados por vários factores tais como os níveis de tensão utilizados, o tipo de redes e a sua localização.

A regulação é dividida em dois grupos fundamentais denominados por, grupos de regulação por custo de serviço ou taxa de remuneração e regulação por incentivos.

3.1.1 - Tipos de Regulamentação para Obter Eficiência Produtiva

Tradicionalmente, são utilizados dois tipos de regulamentação tarifária para alocação de custos associados às empresas concessionárias das redes de transporte. Estes tipos de regulamentação são apresentados nas secções 3.1.1.1 e 3.1.1.2. Um deles é a regulamentação pela taxa do retorno do investimento, também designada regulamentação pelo custo de serviço. O outro é a regulamentação pelo controlo de preços, designada por regulamentação por incentivos.

3.1.1.1 - Tarifas Reguladas por Custo de Serviço ou Taxa de Remuneração

O princípio de cálculo deste tipo de tarifas tem como base a taxa de retorno do investimento, sendo os preços determinados de maneira a igualar o custo total.

A taxa de remuneração é determinada pelo regulador, não devendo ser inferior ao custo capital, pois, se tal se verificar, a empresa fica com prejuízo. No caso da taxa ser superior ao custo capital, ocorre um sobreinvestimento.

O nível de receita é obtido a partir do custo total da empresa acrescido do retorno sobre o investimento.

Este tipo de regulação apresenta algumas dificuldades e importantes limitações tais como:

- dificuldades na definição de investimentos remuneráveis, pois existem investimentos declarados que não têm uma justificação económica muito clara, sendo o regulador responsável por a considerar ou não para a base de cálculo da taxa;
- as empresas apresentam diversas estrutura de capital e muitas delas não se encontram cotadas em bolsa, o que dificulta o processo de avaliação do custo capital.

De qualquer forma este tipo de regulação tem algumas vantagens para ambas as partes, quer para a empresa concessionária quer para os consumidores. Para a empresa concessionária, é positivo pois assegura a remuneração do seu investimento. Por outro lado, pelo facto de existirem limites para a remuneração de investimentos, os

consumidores sentem-se mais protegidos contra os possíveis abusos de poder do mercado monopolista.

No que diz respeito às desvantagens, uma das mais importantes é o facto deste tipo de regulação não incentivar as empresas a diminuir os seus custos, o que se reflecte numa ineficiência produtiva, que será sentida pelos consumidores. Uma outra desvantagem é o facto de existir um desfasamento temporal entre a regulamentação e a fixação dos preços, pois existe um tempo significativo entre a regulação do preço e a sua fixação pela empresa, que pode levar a prejuízos ou lucros para as empresas. A regulamentação por taxa de remuneração é tradicionalmente adaptada para as actividades de transporte.

3.1.1.2 - Regulamentação por Incentivos

Este tipo de regulamentação fixa limites nos custos ou nas receitas, obtidos pela tarifação de um determinado serviço prestado.

Na regulação por incentivos existem dois modelos principais vulgarmente conhecidos por *Caps Prices* (preço limite) e *Revenue Prices* (receita limite) (<http://www.stoft.com/x/demand/revcap.pdf>).

3.1.1.2.1 - A Regulamentação por Preço Limite

A regulamentação pelo preço limite (*Caps Price*), estabelece um preço máximo para as mercadorias e serviços oferecidos. Um exemplo de implementação deste tipo de regulação, é o *Retail price index minus X* (RPI_X) utilizado em Inglaterra.

O RPI_X consiste num preço monopolista fixado para um determinado período, podendo ter duração de 4 a 5 anos. Este preço sofre reajustes de acordo com a variação do índice de preços do consumidor, menos uma taxa anual (X) fixada pelo regulador, que corresponde a um ganho esperado de produtividade (Tomé Saraiva – 2000).

O RPI_X pode ser representado segundo a expressão $P_{i,t}$:

$$P_{i,t} = P_{i,t-1} [1 + (I - X)/100] \pm Z \quad (3.1)$$

em que:

$P_{i,t-1}$ - é o preço unitário máximo a que é vendido o serviço i , no período $t-1$ (ano ou semestre);

$P_{i,t}$ - é o preço unitário máximo a que é vendido o serviço i , no período t (ano ou semestre);

I - taxa de inflação;

X - factor de eficiência em %;

Z - factor de ajuste para situações variáveis, não dominadas pelas empresas tais como preços de combustíveis e condições meteorológicas. Este modelo tem como objectivo aumentar a eficiência produtiva. Em virtude dos limites de preço por unidade de produção, o prestador de serviço tem como objectivo diminuir os custos para obter mais lucro. No entanto, esta diminuição de custo pode reflectir como consequência uma diminuição de qualidade de serviço.

Este modelo de regulação apresenta algumas desvantagens, das quais se destacam as seguintes:

- a regulação por preço limite não tem em conta os aspectos teóricos dos preços e possui uma tendência prospectiva;
- à medida que a revisão de preços se aproxima, as empresas comportam-se estrategicamente tendo em vista as revisões futuras de preços. Sendo assim, à medida que a revisão de custo se aproxima, as empresas têm pouco estímulo para reduzir e conter os seus custos, de forma que regulador fixe um menor "X" para o novo preço;
- vulnerabilidade quanto à variação de custos exógenos. Uma subida brusca na procura pode impossibilitar, a redução dos custos de forma significativa. O mesmo pode ocorrer quando uma empresa tem custos fixos elevados e ocorre uma descida acentuada na procura;
- este tipo de regulação pode levar a que os produtores sejam tentados a incentivar os consumidores a aumentar os seus consumos, para poderem aumentar os lucros, o que contraria o princípio fundamental de eficiência energética.

3.1.1.2.2 - A regulamentação por Receita Limite

Este tipo de regulamentação tem como objectivo, por um lado, controlar os riscos a que as empresas estão sujeitas, e por outro lado, em virtude das receitas serem limitadas, evitar o incentivo ao consumo energético que ocorre na regulação por limite de preço.

Um exemplo de implementação deste tipo de regulamentação pode ter como base a seguinte expressão:

$$R_t = (R_{t-1} + F_{cliente,t} + \Delta_{Cliente,t} + F_{energia,t} * \Delta_{Energia,t}) \times [1 + (I - X)/100] \pm Z \quad (3.2)$$

em que:

R_t - receita máxima permitida no período t (ano ou semestre)

R_{t-1} - receita máxima permitida no período t-1 (ano ou semestre)

I - taxa de inflação

X - factor de eficiência em %

Z - factor de ajuste para situações extraordinárias, não dominadas pelas empresas (ex. preço dos combustíveis)

$F_{cliente,t}$ e $F_{energia,t}$ - factores de ajuste para considerar o impacto previsto devido às variações do número de clientes servidos e de energia transmitida

$\Delta_{cliente,t}$ e $\Delta_{energia,t}$ - variação prevista do número de clientes servidos e da energia transmitida.

Na presença deste tipo de regulamentação é necessário fazer um ajuste nas receitas. No caso de excesso de receita, as empresas têm de dividir com os consumidores sob a forma de reduções tarifárias, e com os accionistas aumentando as suas cotas. No caso de prejuízos, as empresas fazem-nos também recair sobre os consumidores e sobre os accionistas .

Na regulamentação por limite na receita, existem alguns problemas, um destes problemas é o facto de uma pequena redução no limite da receita poder implicar uma grande redução nos preços, podendo mesmo tornar-se impraticável, tal como podemos ver na figura 3.1. Nesta figura encontram-se representadas as curvas de receita e de lucro de uma empresa concessionária da rede de transporte, e os preços mínimos e máximo associados a cada uma das curvas. A intercepção da recta do limite da receita 1 com a curva de receita dá origem aos preços $P1_{\min}$ e $P1_{\max}$. O preço $P1_{\min}$ encontra-se fora da zona crítica e $P1_{\max}$ é típico de um mercado monopolista não regulado. No caso do limite de receita 2, existe uma diminuição significativa do preço mínimo $P2_{\min}$, correndo o risco de com este preço não ser possível obter lucros para que uma empresa seja economicamente viável. O preço $P2_{\max}$ é o preço típico da regulação por limite de receitas que como se verifica é o mais elevado.

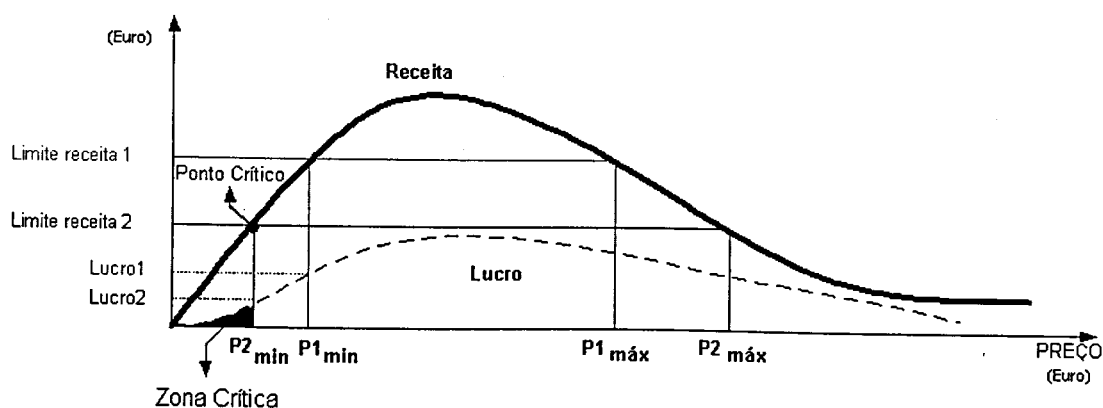


Fig. 3.1 - O efeito da regulamentação por limite de receita na obtenção do preço

Existem, no entanto, alguns autores tais como *Steven Stoft* (*Steven Stoft* – 1995), que defendem um modelo híbrido, de forma a tentar combater os defeitos que cada modelo de regulação por incentivos pode trazer. Este modelo consiste na conjugação dos dois modelos anteriores (regulamentação por preço limite e regulamentação por receita limite), para tentar minimizar os inconvenientes de cada um. Analisando o gráfico da figura 3.2, no qual se encontram representadas as curvas de receita e de lucro de uma entidade responsável pela rede de transporte, verificamos que, com este modelo se consegue um preço mais confortável apesar de um pouco mais alto do que

no limite de preço, mas garante-se a viabilidade da empresa porque o lucro é assegurado. Para além disso, a eficiência energética está garantida pelo limite de receita pois a recta associada ao modelo híbrido, passa sempre pelo ponto de intercepção entre o limite de preço e o limite da receita.

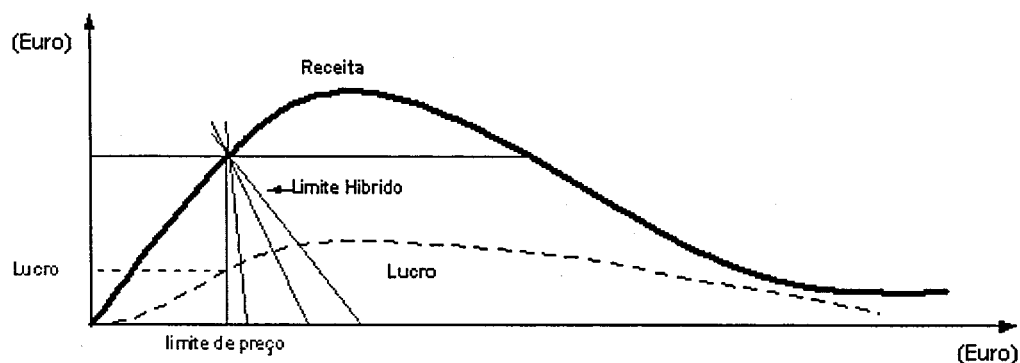


Fig. 3.2 - Efeitos nos preços do Modelo Limite Híbrido

A definição de todos os pontos relacionados com a regulação das actividades que integram o sector de energia eléctrica, incluindo a de transporte, devem ser realizados por uma comissão independente, e têm de seguir as orientações da Directiva Europeia para este sector.

3.2 - Legislação Referente à Rede de Transporte

Existe variada legislação referente à rede de transporte de energia eléctrica, é apresentado nas secções 3.2.1 e 3.2.2 alguns aspectos relativos a essa legislação no âmbito da União Europeia e de Portugal.

3.2.1 - Directiva Europeia Relativa à Rede de Transporte

A directiva Europeia, relativamente à legislação, para a rede de transporte refere alguns pontos, dos quais são apresentados alguns neste trabalho, por serem considerados de relevante importância.

3.2.1.1 - Generalidades

Segundo a directiva do parlamento Europeu, que altera as directivas 69/92/CE, relativas às regras comuns para os mercados internos de electricidade são propostos, alguns dos seguintes aspectos.

Propõe-se que os Estados Membros concedam a todos os clientes não domésticos da electricidade (ou seja, sectores do comércio e da indústria no seu conjunto) a possibilidade de escolherem livremente o seu fornecedor de electricidade até 1 de Janeiro de 2003 e que esta possibilidade seja alargada a todos os clientes (ou seja 100% de abertura do mercado) até 1 Janeiro de 2005 (http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/index_en.html).

3.2.1.2 - Recomendações Relativas às Redes de Transporte

Tendo em vista assegurar um nível mínimo comum de dissociação no mercado interno da electricidade, propõe-se que os Estados-Membros garantam, no mínimo, que o transporte seja efectuado através de empresa subsidiária jurídica e funcionalmente separada, no tocante às suas operações diárias, das actividades de produção e venda da respectiva empresa-mãe, isto é, um Operador de Sistemas de Transporte (OST) independente. Foram tomadas algumas medidas que devem respeitar, a fim de assegurar que a empresa subsidiária de transporte seja capaz de operar em termos funcionais, independentemente de outros interesses comerciais do grupo a que pertence. Os requisitos mínimos de separação funcional são os seguintes:

- os responsáveis pela gestão da rede de transporte não podem participar nas estruturas empresariais responsáveis, directa ou indirectamente, pela exploração diária das funções de produção e de abastecimento do grupo integrado;
- devem ser tomadas medidas adequadas para garantir que os interesses próprios da gestão da empresa da rede de transporte são tidos em conta, de forma que assegure a sua capacidade independente;

- o operador da rede de transporte terá pleno controlo de todos os bens necessários para explorar, manter e desenvolver a rede;
- o operador da rede de transporte deve elaborar um programa de conformidade que enuncie as medidas adoptadas para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios;
- os Estados Membros poderão exigir que os operadores da rede de transporte satisfaçam níveis mínimos de investimento para a manutenção e o desenvolvimento da rede de transporte, incluindo da capacidade de interligação.

As normas que regulam o equilíbrio, em tempo real, da produção e consumo de electricidade adoptadas pelos operadores da rede de transporte e distribuição serão transparentes e não discriminatórias. Os preços e as condições de prestações de tais serviços pelos operadores das redes serão estabelecidas de forma não discriminatória, que reflecta os preços em vigor no mercado, e serão fixados ou aprovados pela entidade reguladora nacional antes da sua entrada em vigor (Directiva Europeia - 2001).

3.2.2 - Regulamentação Portuguesa Respeitante às Redes de Transmissão e Tarifários de Uso de Redes

Toda a legislação apresentada neste ponto, é retirada do Regulamento Tarifário de energia eléctrica respeitante a 2002, (ERSE – 2002_4).

Entre outros pontos o regulamento tarifário refere os princípios gerais, a que um sistema de tarifação deve obedecer, este aspecto é apresentado no Artigo 5º tal como se descreve na secção 3.2.2.1.

3.2.2.1 - Princípios Gerais

O presente Regulamento fundamenta-se no respeito pelos seguintes princípios:

- a) Igualdade de tratamento e de oportunidades.

- b) Uniformidade tarifária, de modo que, em cada momento, o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes do SEP, do SEPA e do SEPM, tendo em conta a convergência dos sistemas eléctricos, nos termos consagrados no Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.
- c) Criação de incentivos às empresas reguladas do SEP, SEPA e SEPM para permitir o desempenho das suas actividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e mantendo níveis adequados de segurança na produção, no transporte e na distribuição de energia eléctrica.

O concessionário da RNT no caso de Portugal a Rede Eléctrica Nacional (REN), tem a seu cargo as seguintes actividades apresentadas no Artigo 6º.

3.2.2.2 - Definição das Actividades da Entidade Concessionária da RNT

Para efeitos do presente Regulamento, a entidade concessionária da RNT desenvolve as seguintes actividades:

- Aquisição de Energia Eléctrica;
- Gestão Global do Sistema;
- Transporte de Energia Eléctrica.

A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica desempenhada pelo Agente Comercial do SEP inclui a aquisição de energia eléctrica para abastecimento dos consumos do SEP, bem como a elaboração de estudos para o planeamento da expansão do sistema electroprodutor.

A actividade de Gestão Global do Sistema desempenhada pelo Gestor de Sistema e pelo Gestor de Ofertas inclui a coordenação técnica do sistema integrado do SEP, a coordenação comercial e o sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV.

A actividade de Transporte de Energia Eléctrica inclui o planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da RNT, coincidindo com a função de Transporte de Energia Eléctrica.

Relativamente às tarifas na rede de transporte, este regulamento apresenta alguns artigos importantes tais como os que se passam a apresentar na secção 3.2.2.3.

3.2.2.3 - Tarifas de Uso da Rede de Transporte

As tarifas de uso da rede de transporte são apresentadas no mesmo regulamento no artigo 54 ° e seguintes, em que o artigo 54 refere qual o objectivo destas tarifas, e diz o seguinte:

- a presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar ao distribuidor vinculado em MT e AT, que devem proporcionar os proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na actividade de Transporte de Energia Eléctrica;
- a presente Secção estabelece também as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados, que devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos ao transporte de energia eléctrica.

O artigo 55°, quais as tarifas de uso da rede de transporte, enumerando-as da seguinte forma:

1 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são as seguintes:

- a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para os fornecimentos em MAT;
- b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para os restantes fornecimentos.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços da potência contratada;

- b) Preços da potência em horas de ponta;
- c) Preços da energia reactiva fornecida;
- d) Preços da energia reactiva recebida.

3 - Os preços da potência contratada e da potência em horas de ponta são estabelecidos em Euro por kW por mês.

4 - Os preços da energia reactiva são estabelecidos em Euro por kVArh.

5 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são referidos à saída da RNT.

6 - A energia reactiva associada à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável pelo distribuidor vinculado só é facturada a clientes de MAT.

Relativamente às metodologias de cálculo das tarifas de uso das redes de transporte são apresentado aos vários artigos deste regulamento entre os quais se destaca o artigo 99 que consiste em, metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT são os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, definidos no Artigo 74, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^T = \sum_n \left(P_{C_{n,t}} \times TPC_{n,t}^T + P_{P_{n,t}} \times TPP_{n,t}^T + Wrf_{n,t} \times TWrf_{n,t}^T + Wrr_{n,t} \times TWrr_{n,t}^T \right) \quad (3.3)$$

com:

n - Nível de tensão n (n = MAT e AT)

em que:

$P_{C_{n,t}}$, $P_{P_{n,t}}$ é a potência contratada e potência em horas de ponta das seguintes entregas ou aquisições no nível de tensão n, previstas para o ano t:

- entregas da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT;
- entregas dos produtores em regime especial às redes do SEP;
- aquisições do distribuidor vinculado em MT e AT no âmbito da parcela livre;
- entregas no âmbito do SENV.

$TPC_{n,t}^T$ é o preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t

$TPp_{n,t}^T$ é o preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t

$Wrf_{n,t}$ é a energia reactiva fornecida nas ligações das subestações da RNT às redes do distribuidor vinculado em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT

$TWrf_{n,t}^T$ é o preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t

$Wrr_{n,t}$ é a energia reactiva recebida nas ligações das subestações da RNT às redes do distribuidor vinculado em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT.

$TWrr_{n,t}^T$ é o preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t . e repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um factor de escala multiplicativo através das seguintes expressões:

$$TPC_{AT,t}^T = K_t^T \times Cmg \ P_{AT}^T \quad (3.4)$$

$$TPp_{AT,t}^T = K_t^T \times Cmg \ Pp_{AT}^T \quad (3.5)$$

em que:

$Cmg Pc_{AT}^T$ - Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT

$Cmg Pp_{AT}^T$ - Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT

K_i^T - Factor de escala comum a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em AT, no ano te impondo que os preços da potência contratada e da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT sejam iguais aos aplicáveis pelo distribuidor vinculado em MT e AT aos clientes em MAT, estabelecidos no Artigo 100.

O artigo 100º refere as Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP e a clientes não vinculados, que pode ser consultado neste regulamento.

Existem metodologias alternativas para a alocação de custos pelo uso das redes de transporte, sem serem as tarifas reguladas, apresentadas neste capítulo.

O capítulo 4 que se segue, apresenta algumas dessas metodologias em particular as designadas por: Métodos Embebidos, Métodos Incrementais e Métodos Marginais.

Capítulo 4 - Metodologias Alternativas de Tarifação

Para além dos aspectos regulatórios relativos à tarifação, tratados no capítulo 3, existem outras formas alternativas de alocação dos custos devidos à utilização da rede eléctrica de transmissão. Neste capítulo, são analisadas algumas dessas metodologias, que representam várias formas de financiamento de um sistema de transmissão em função do método utilizado.

Ainda neste capítulo são realizadas algumas demonstrações, para os métodos (Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, *Zero Counterflow*, Fluxo Dominante), utilizados no sistema desenvolvido no âmbito desta dissertação. Essas demonstrações têm como objectivo verificar se os métodos utilizados permitem pagar ou não os custos associados à rede eléctrica de transmissão.

É apresentado na secção 4.2.2, uma metodologia de cálculo das taxas a imputar às transacções incluindo as perdas.

4.1 - Metodologias de Tarifação

Para além das tarifas reguladas, existem metodologias alternativas para a tarifação do sistema de transmissão. Estas metodologias definem diferentes formas de financiamento do sistema de transmissão. As metodologias, existentes podem ser divididas em dois grupos distintos.

- Tarifação das Transacções “*Wheeling*”:

- Métodos Embebidos;
 - Métodos Incrementais.

- Tarifação de Custos Marginais:

- Curto Prazo;
 - Longo Prazo.

Designa-se por transacção “*wheeling*” (Shirmohammadi – 1989) o transporte bilateral de energia envolvendo uma entidade vendedora e uma entidade compradora, desde um ponto de produção a um ponto de consumo, utilizando a rede de transmissão pertencente a uma terceira entidade. Inicialmente estas transacções eram feitas entre empresas verticalmente integradas que usava a rede de uma terceira empresa. As empresas concessionárias das redes cobram pelo uso da rede eléctrica um determinado preço. O preço é normalmente definido por kWh de energia ou por kW de potência transaccionada durante um determinado período, considerando o custo total para a capacidade do sistema podendo ser adicionado ou não um termo correspondente às perdas. Este tipo de tarificação foi inicialmente utilizado nos Estados Unidos da América (EUA) em empresas de produção, transmissão e distribuição que se encontravam verticalmente integradas.

Distinguem-se essencialmente dois tipos de metodologias para tarifar as transacções “*wheeling*”, denominadas “*Rolled in allocation*” e “*Mega Watt Mile allocation*” e outros métodos derivados do Mega Watt Milha, nomeadamente os métodos Base, Módulo ou Uso, *Zero Counterflow* e Fluxo Dominante, que fazem parte de um grupo de métodos designados por Métodos Embebidos (Juan – 1999).

4.1.1 - Métodos Embebidos

Os métodos embebidos consistem em técnicas de cálculo que permitem realizar a alocação de custos pelas empresas responsáveis pelas redes de transmissão e distribuição de energia eléctrica. Estes métodos são essencialmente utilizados em contratos bilaterais onde estão identificados os agentes intervenientes na transacção e não em mercados *Spot* (Juan – 1999). Os países onde estas técnicas são mais utilizadas são os EUA, onde estas metodologias tiveram origem, e também a União Europeia (UE), em seguimento da directiva comunitária (96/92/CE), realizada no contexto da liberalização dos mercados.

Cada um dos métodos de cálculo das taxas a imputar a cada transacção pode ou não levar à recuperação do Custo Total de Transmissão do Sistema (CT) necessário à continuidade da sua operação (Shirmohammadi - 1991). Caso o sistema não se pague,

necessita de ser subsidiado ou, ao longo do tempo, numa economia de mercado, acaba por desaparecer naturalmente. No entanto, esta situação pode pôr em risco todos os sectores da sociedade. Logo, é importante saber, à partida, se um determinado método de imputação de taxas de utilização da rede eléctrica leva a situações economicamente insustentáveis que acabam por impedir a operação do sistema.

Para se obter tal resposta, é seguida uma estratégia de análise dos métodos de imputação de taxas. Para tal são definidos os conceitos de condições iniciais do sistema e de impacto. Entende-se por Condições Iniciais do Sistema a situação em que todos os elementos do sistema envolvidos nas transacções em causa estão ligados, resultando desta situação os trânsitos de potência activa para as condições iniciais do sistema. O Impacto é definido como a contribuição de cada transacção no trânsito de potência activa para as condições iniciais do sistema.

A estratégia de análise, proposta e seguida neste trabalho para verificar a viabilidade económica do sistema, resultante da aplicação dos diferentes métodos de alocação de custos utiliza o algoritmo seguinte:

- É equacionado o total de taxas imputadas às transacções, TT ;
- Esta equação é simplificada, de forma a ser comparável com o custo total do sistema, CT ;
- Caso TT seja maior ou igual a CT o sistema é sustentável, caso contrário o sistema necessita de ser subsidiado para se tornar sustentável.

Ao longo da análise referida, são utilizadas as variáveis e expressões a seguir apresentadas:

- k - Linha que liga o barramento i com o barramento j ;
- C_k - Custo da linha k , (kEuro);
- FM_k - Capacidade de transporte da linha k (MW);
- F_k - Trânsito de potência activa na linha k nas condições iniciais (MW);
- L_k - Comprimento da linha k (km);

$CT = \sum_k C_k$ - Custo total do sistema de transmissão (kEuro);

$F_k(u)$ - Impacto da transacção u na linha k (MW);

$W(u)$ - Potência transaccionada na transacção u (MW)

$R(u)$ - Taxa imputada à transacção u (kEuro);

$TT = \sum_u R(u)$ - Total de taxas imputadas às transacções;

$PG(g)$ - Potência gerada pelo gerador g ;

$$FD_k(u) = \begin{cases} F_k(u) & \text{se } F_k(u) > 0 \\ 0 & \text{se } F_k(u) \leq 0 \end{cases} \quad \text{- anulação dos impactos negativos} \quad (4.1)$$

A função $FD_k(u)$ iguala $F_k(u)$ nos seus termos positivos e anula-se para os termos negativos, isto é, $FD_k(u)$ apenas considera o impacto provocado pela transacção u na linha k quando esta transacção provoca aumento do trânsito de potência activa nesta linha.

4.1.1.1 - Métodos de Tipo Rolled In

Este métodos são baseados em técnicas que não consideram a rede eléctrica nem os trânsitos de potência, baseando-se essencialmente no cálculo da proporção entre o custo total de transmissão do sistema e o total de potência gerada.

4.1.1.1.1 - Selo de Correio

O método Selo de Correio (*Postage Stamp*) que permite o cálculo da taxa a imputar a uma transacção, é um método simples e de fácil implementação, o que constitui a sua principal vantagem. Neste método, a tarifa P é a mesma para todas as transacções. O seu cálculo baseia-se na amplitude da potência transaccionada. Essa amplitude é normalmente medida no momento em que o sistema atinge a máxima carga. As expressões (4.2) e (4.3) permitem determinar a taxa $R(u)$ a imputar a cada transacção u (Shirmohammadi -1996).

$$P = \frac{CT}{\sum_g PG(g)} \quad (4.2)$$

$$R(u) = P \times W(u) \quad (4.3)$$

Este método apresenta algumas desvantagens. Para além de não considerar o estado actual do sistema, não dá informação económica correcta aos utilizadores, não induzindo um aumento de carga para as zonas onde existe maior produção, nem o aparecimento de mais produção, por exemplo produtores independentes, em zonas com maior consumo. Um agente que use pouco o sistema, porque a carga e o produtor se encontram a curta distância, está, na prática, a subsidiar outro que use bastante o sistema. Para além disso, este método não entra em consideração com a rede nem os trânsitos de potências. Apesar destes inconvenientes o método Selo de Correio é frequentemente utilizado nos EUA e em muitos países da Europa no contexto da liberalização dos mercados.

Uma das vantagens importantes deste método é o facto de pagar o sistema de transmissão, tal como se passa a demonstrar.

Tendo em consideração as expressões (4.2) e (4.3) que caracterizam este método e que o total de taxas imputadas às transacções é dado por:

$$TT = \sum_u R(u) \quad (4.4)$$

vem:

$$TT = \sum_u P \times W(u) \quad (4.5)$$

e, como P é constante:

$$TT = P \times \sum_u W(u) \quad (4.6)$$

Como o somatório da energia transaccionada é igual ao total da energia produzida, isto é:

$$\sum_u W(u) = \sum_g PG(g) \quad (4.7)$$

tem-se:

$$TT = P \times \sum_g PG(g) \quad (4.8)$$

e, recorrendo à definição de P para este método, tem-se:

$$TT = \frac{CT}{\sum_g PG(g)} \times \sum_g PG(g) \quad (4.9)$$

e, simplificando, vem:

$$TT = CT \quad (4.10)$$

Assim, demonstra-se que o método do Selo de Correio imputa taxas de utilização que permitem recuperar o custo total do sistema.

4.1.1.2 - Métodos que Consideram o Trânsito de Potências

Os métodos que consideram o trânsito de potências, assumem que a capacidade de transmissão de uma rede é função da amplitude, do caminho e da distância percorrida pela energia transmitida, nos equipamentos dessa rede. Neste trabalho, estas metodologias e algumas das suas variantes são utilizadas para determinar o preço de transmissão a cobrar a uma transacção, tal como é apresentado nas secções 4.1.1.2.1 a 4.1.1.2.6.

4.1.1.2.1 - MW – milha Clássico

O método MW – milha Clássico permite determinar a taxa a imputar a cada transacção. A taxa é obtida multiplicando a tarifa P pelo impacto da transacção em cada linha e pelo comprimento dessa mesma linha. A tarifa P é determinada em função do custo total do sistema de transmissão, do trânsito de potência nas condições iniciais do sistema e do comprimento de cada linha, tal como indicado na expressão (4.11).

A principal diferença entre o método Selo de Correio e o MW-milha é que este último baseia-se no trânsito de potências e no comprimento das linhas. Esta metodologia tem como vantagem a sua simplicidade, associada à consideração das, contribuições nos

trânsitos de potências activas nas linhas e a quantidade utilizada de rede por cada transacção.

Seguem-se as expressões pelas quais é calculada a taxa $R(u)$ a imputar a cada transacção u (Shirmohammadi – 1989, Marangon - 1996).

$$P = \frac{CT}{\sum_k F_k \times L_k} \quad (4.11)$$

$$R(u) = \sum_k P \times F_k(u) \times L_k \quad (4.12)$$

Este método tem vários inconvenientes, entre os quais se destacam o facto de só ser possível aplicar esta metodologia a transacções bilaterais em que sejam conhecidos os barramentos de injeção e recepção, inviabilizando-o para a utilização numa *Pool*. O método considera que todos os trânsitos de potências activas negativos, associados a uma transacção, são benéficos para a rede. No entanto, isto só traz benefício económico para a rede, no caso da linha estar perto da saturação. Este método apresenta falta de fundamento económico, porque não transmite sinais económicos adequados aos utilizadores, por exemplo no que diz respeito à disponibilidade das linhas.

Uma das vantagens deste método é o facto de levar ao pagamento do sistema, tal como se passa a demonstrar.

Partindo das expressões (4.11) e (4.12) que caracterizam este método e como o total de taxas imputadas às transacções é dado por:

$$TT = \sum_u \sum_k P \times F_k(u) \times L_k \quad (4.13)$$

sendo P constante:

$$TT = P \times \sum_u \sum_k F_k(u) \times L_k \quad (4.14)$$

Invertendo a ordem dos somatórios:

$$TT = P \times \sum_k \sum_u F_k(u) \times L_k \quad (4.15)$$

e, como o comprimento das linhas, L_k , não depende das transacções u :

$$TT = P \times \sum_k \left(L_k \times \sum_u F_k(u) \right) \quad (4.16)$$

Como o somatório dos impactos provocados pelas transacções numa determinada linha k é o trânsito de potência activa nessa linha, isto é:

$$\sum_u F_k(u) = F_k \quad (4.17)$$

tem-se:

$$TT = P \times \sum_k L_k \times F_k \quad (4.18)$$

Recorrendo à definição de P para este método tem-se:

$$TT = \frac{CT}{\sum_k F_k \times L_k} \times \sum_k L_k \times F_k \quad (4.19)$$

o que simplifica em:

$$TT = CT \quad (4.20)$$

Tal como se pretendia demonstrar, as taxas imputadas por este método levam ao pagamento do sistema.

Os métodos que se seguem diminuem algumas das desvantagens deste método.

4.1.1.2.2 - MW-milha Variante

O método MW-milha Variante resulta da alteração do denominador da expressão de cálculo referente ao método MW-milha Clássico. Tal como se pode verificar confrontando as expressões (4.11) com a (4.21). Os métodos que se seguem não utilizam a medida MW-milha, mas sim a proporção da capacidade da linha utilizada. A grande vantagem do método MW-milha Variante, é o facto dos utilizadores só pagarem a capacidade da linha que usam. Segue-se a expressão pela qual é calculada a

taxa $R(u)$ a imputar a cada transacção u , para este método (Marangon - 1996, Young-Moon - 1998).

$$R(u) = \sum_k C_k \frac{|F_k(u)|}{FM_k} \quad (4.21)$$

Com este método, as transacções são taxadas em função do seu valor absoluto pelo que as transacções que provocam os trânsitos de potências activas negativos são penalizadas, pois são taxadas, mesmo provocando trânsitos de potências que descongestionam as linhas. Outra desvantagem deste método é o facto de poder não levar ao pagamento do sistema, tal como se passa a demonstrar.

Partindo da expressão (4.21) que caracteriza este método e como o total de taxas imputadas às transacções é dado por:

$$TT = \sum_u \sum_k C_k \frac{|F_k(u)|}{FM_k} \quad (4.22)$$

invertendo a ordem dos somatórios vem:

$$TT = \sum_k \sum_u C_k \frac{|F_k(u)|}{FM_k} \quad (4.23)$$

Como C_k e FM_k não dependem de u temos:

$$TT = \sum_k \left(\frac{C_k}{FM_k} \sum_u |F_k(u)| \right) \quad (4.24)$$

O somatório do módulo dos impactos provocado pelas transacções em cada linha k , está compreendido entre 0 e um valor positivo que pode exceder a capacidade da linha, isto é:

$$0 \leq \sum_u |F_k(u)| \leq +\infty \quad (4.25)$$

logo, sendo C_k e FM_k positivos não nulos, tem-se:

$$\frac{C_k}{FM_k} \times 0 \leq \frac{\tilde{C}_k}{FM_k} \sum_u |F_k(u)| \leq +\infty \times \frac{C_k}{FM_k} \quad (4.26)$$

ou seja:

$$0 \leq \frac{C_k}{FM_k} \sum_u |F_k(u)| \leq +\infty \quad (4.27)$$

fazendo o somatório para todas as linhas k tem-se:

$$\sum_k 0 \leq \sum_k \left(\frac{C_k}{FM_k} \sum_u |F_k(u)| \right) \leq \sum_k +\infty \quad (4.28)$$

como k é finito e não nulo tem-se:

$$0 \leq \sum_k \left(\frac{C_k}{FM_k} \sum_u |F_k(u)| \right) \leq +\infty \quad (4.29)$$

Tendo em consideração a ultima expressão encontrada para TT (4.24), tem-se:

$$0 \leq TT \leq +\infty \quad (4.30)$$

Tal como se pretendia demonstrar, as taxas imputadas por este método podem levar ou não ao pagamento do sistema, podendo também levar à imputação de taxas que no seu total excedem largamente os custos do sistema.

4.1.1.2.3 - Base

O método Base obtém-se alterando o denominador do método MW-milha Variante (Marangon - 1995), em vez de ser considerada a capacidade máxima da linha é considerado o somatório dos impactos na linha devidos à totalidade das transacções. Cada uma das parcelas do referido somatório é o impacto da transacção s na linha k , sendo representado por $F_k(s)$.

Neste trabalho, este método é denominado método Base, porque é dele que derivam os métodos, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e o Fluxo Dominante (Marangon - 1995, Marangon - 1996, Young-Moon - 1998).

Com o método Base, o custo total do sistema de transmissão é distribuído pelas transacções de acordo com os impactos que estas provocam nas linhas.

Segue-se a expressão pela qual é calculada a taxa $R(u)$ a imputar a cada transacção u , para este método (Tomé Saraiva - 2000):

$$R(u) = \sum_k C_k \frac{F_k(u)}{\sum_s F_k(s)} \quad (4.31)$$

Com este método, algumas das taxas $R(u)$ podem ser negativas, o que significa que uma determinada transacção pode receber um crédito pelo facto de usar o sistema. Isto verifica-se sempre que o trânsito de potência activa provocado por essa transacção seja em sentido contrário ao do trânsito de potência activa nas condições iniciais do sistema. Efectivamente, este facto só é importante no caso da linha estar a trabalhar perto da sua capacidade, caso tal não se verifique este facto deixa de ser relevante, levando a que alguns dos utilizadores da rede paguem bastante, em benefício de outros que recebem mas que na realidade não trouxeram benefício algum para o funcionamento do sistema. Para resolver este tipo de problema existem algumas variantes a este método, as quais são apresentadas nas secções 4.1.1.2.4 a 4.1.1.2.6.

Uma vantagem deste método é o facto de levar ao pagamento do sistema, tal como se passa a demonstrar.

Partindo da expressão (4.31) que caracteriza este método, o total das taxas imputadas às transacções é:

$$TT = \sum_u \sum_k C_k \frac{F_k(u)}{\sum_s F_k(s)} \quad (4.32)$$

Como o somatório dos impactos provocados pelas transacções numa determinada linha k é o trânsito de potência activa nessa linha nas condições iniciais do sistema, isto é:

$$\sum_s F_k(s) = F_k \quad (4.33)$$

tem-se:

$$TT = \sum_u \sum_k C_k \frac{F_k(u)}{F_k} \quad (4.34)$$

Invertendo a ordem dos somatórios:

$$TT = \sum_k \left(\sum_u C_k \frac{F_k(u)}{F_k} \right) \quad (4.35)$$

como C_k e F_k não dependem de u :

$$TT = \sum_k \frac{C_k}{F_k} \sum_u F_k(u) \quad (4.36)$$

Como o somatório dos impactos provocados pelas transacções numa determinada linha k é o trânsito de potência activa nessa linha nas condições iniciais do sistema, isto é:

$$\sum_u F_k(u) = F_k \quad (4.37)$$

tem-se:

$$TT = \sum_k C_k \quad (4.38)$$

logo:

$$TT = CT \quad (4.39)$$

Tal como se pretendia demonstrar, as taxas imputadas por este método levam ao pagamento do sistema.

4.1.1.2.4 - Módulo ou Uso

Este método distribui o custo total do sistema pelas diferentes transacções qualquer que seja o seu sentido, o que não acontece no método *Base*. Desta forma todas as transacções pagam, mas o custo fica mais distribuído, tornando-se mais barato para os casos em que a transacção não descongestiona as linhas. Segue-se a expressão pela qual é calculada a taxa $R(u)$ a imputar a cada transacção u , para este método (Marangon - 1995, Marangon - 1996).

$$R(u) = \sum_k C_k \frac{|F_k(u)|}{\sum_s |F_k(s)|} \quad (4.40)$$

A diferença entre este método e o método Base é que no método Módulo ou Uso, apenas são considerados os módulos dos trânsitos de potências activas nas linhas, enquanto que no método *Base* são considerados os trânsitos de potências activas e os seus sentidos. Uma vantagem deste método é o facto de levar ao pagamento do sistema, tal como se passa a demonstrar.

Partindo da expressão (4.40) que caracteriza este método, o total de taxas imputadas às transacções é dado por:

$$TT = \sum_u \sum_k C_k \frac{|F_k(u)|}{\sum_s |F_k(s)|} \quad (4.41)$$

Invertendo a ordem dos somatórios:

$$TT = \sum_k \sum_u C_k \frac{|F_k(u)|}{\sum_s |F_k(s)|} \quad (4.42)$$

Como C_k e $\sum_s |F_k(s)|$ não dependem de u :

$$TT = \sum_k \left(\frac{C_k}{\sum_s |F_k(s)|} \sum_u |F_k(u)| \right) \quad (4.43)$$

simplificando, tendo em conta que

$$\sum_s |F_k(s)| = \sum_u |F_k(u)| \quad (4.44)$$

tem-se:

$$TT = \sum_k C_k \quad (4.45)$$

logo:

$$TT = CT \quad (4.46)$$

Tal como se pretendia demonstrar, as taxas imputadas por este método levam ao pagamento do sistema.

4.1.1.2.5 - *Zero Counterflow*

O método *Zero Counterflow* assume à partida que a diminuição do trânsito de potência activa na linha é benéfico para o sistema de transmissão. Este método não taxa os impactos negativos, mas também não atribui qualquer benefício à transacção correspondente. Perante este método as transacções apenas são taxadas devido aos impactos positivos nas linhas. A expressão que permite calcular a taxa $R(u)$ a imputar a cada transacção u , para este método (Marangon - 1995, Marangon - 1996) é a seguinte:

$$R(u) = \begin{cases} \sum_k C_k \frac{F_k(u)}{\sum_s FD_k(s)} & \text{Para } F_k(u) > 0 \\ 0 & \text{Para } F_k(u) \leq 0 \end{cases} \quad (4.47)$$

A diferença entre este método, e o método Base, é que neste só as transacções que provoquem impactos positivos nas linhas (o mesmo sentido que o trânsito de potência activa inicial) são taxados, enquanto que os negativos não são taxados mas não beneficiam de nenhum crédito.

Uma vantagem deste método é o facto de levar ao pagamento do sistema, tal como se passa a demonstrar.

Partindo da expressão (4.47) que caracteriza este método, o total das taxas imputadas às transacções é dado por:

$$TT = \begin{cases} \sum_u \sum_k C_k \frac{F_k(u)}{\sum_s FD_k(s)} & \text{Para } F_k(u) > 0 \\ \sum_u 0 & \text{Para } F_k(u) \leq 0 \end{cases} \quad (4.48)$$

invertendo a ordem dos somatórios:

$$TT = \begin{cases} \sum_k \sum_u C_k \frac{F_k(u)}{\sum_s FD_k(s)} & \text{Para } F_k(u) > 0 \\ 0 & \text{Para } F_k(u) \leq 0 \end{cases} \quad (4.49)$$

como C_k e $\sum_s |FD_k(s)|$ não dependem de u :

$$TT = \begin{cases} \sum_k \left(\frac{C_k}{\sum_s FD_k(s)} \sum_u F_k(u) \right) & \text{Para } F_k(u) > 0 \\ 0 & \text{Para } F_k(u) \leq 0 \end{cases} \quad (4.50)$$

tendo em consideração a definição de $FD_k(u)$ (4.1) é visível que os seus termos coincidem com os de $F_k(u)$ Para $F_k(u) > 0$, logo

$$TT = \begin{cases} \sum_k \left(\frac{C_k}{\sum_s F_k(s)} \sum_u F_k(u) \right) & \text{Para } F_k(u) > 0 \\ 0 & \text{Para } F_k(u) \leq 0 \end{cases} \quad (4.51)$$

simplificando tem-se:

$$TT = \begin{cases} \sum_k C_k & \text{Para } F_k(u) > 0 \\ 0 & \text{Para } F_k(u) \leq 0 \end{cases} \quad (4.52)$$

Como C_k não depende de u , tem-se:

$$TT = \sum_k C_k \quad (4.53)$$

logo:

$$TT = CT \quad (4.54)$$

Tal como se pretendia demonstrar, as taxas imputadas por este método levam ao pagamento do sistema de transmissão.

4.1.1.2.6 - Fluxo Dominante

O método Fluxo Dominante é função dos dois métodos anteriores, método Módulo ou Uso e o *Zero Counterflow*. A taxa $R(u)$ é a soma de duas parcelas $RA(u)$ e $RB(u)$, as quais correspondem ao cálculo utilizando o método *Zero Counterflow* e Módulo ou Uso, respectivamente. O custo C_k é substituído por CA_k no método *Zero Counterflow* e CB_k no Módulo ou Uso. O custo CA_k corresponde ao custo da capacidade não utilizada do sistema, o custo CB_k corresponde ao custo devido ao trânsito na linha para as condições iniciais do sistema.

A expressão pela qual é calculada a taxa $R(u)$ a imputar a cada transacção u , para este método (Marangon - 1995, Marangon - 1996), é a seguinte:

$$R(u) = RA(u) + RB(u) \quad (4.55)$$

em que:

$$\begin{cases} RA(u) = \begin{cases} \sum_k CA_k \frac{F_k(u)}{\sum_s FD_k(s)} & \text{Para } F_k(u) > 0 \\ 0 & \text{Para } F_k(u) \leq 0 \end{cases} \\ RB(u) = \sum_k CB_k \frac{|F_k(u)|}{\sum_s |F_k(s)|} \end{cases} \quad (4.56)$$

$$\begin{cases} CA_k = C_k \frac{FM_k - F_k(u)}{FM_k} \\ CB_k = C_k \frac{F_k(u)}{FM_k} \end{cases} \quad (4.57)$$

Com este método, todos os participantes que usam o sistema em sentido contrário ao que efectivamente existe (*Counterflow*), têm um incentivo, pois a taxa que lhes é imputada fica reduzida à parcela $RB(u)$. Este incentivo por um lado, favorece o descongestionamento da linha e, por outro, penaliza os trânsitos de potências activas que levam à saturação da linha. Outra vantagem deste método é o facto de levar ao pagamento do sistema, tal como se passa a demonstrar.

Partindo das expressões (4.55), (4.56) e (4.57), que caracterizam este método, o total das taxas imputadas às transacções é dado por:

$$TT = \sum_u [RA(u) + RB(u)] \quad (4.58)$$

$$TT = \sum_u RA(u) + \sum_u RB(u) \quad (4.59)$$

Calculando separadamente cada uma das parcelas desta expressão e tendo em conta que a primeira é idêntica à do método *Zero Counterflow* e que a segunda é semelhante ao método Módulo ou Uso, tem-se:

$$\sum_u RA(u) = \sum_k CA_k \quad (4.60)$$

$$\sum_u RB(u) = \sum_k CB_k \quad (4.61)$$

substituindo na ultima expressão encontrada para TT (4.59) tem-se:

$$TT = \sum_k CA_k + \sum_k CB_k \quad (4.62)$$

Tendo em consideração as definições de CA_k e de CB_k e substituindo nesta expressão tem-se:

$$TT = \sum_k C_k \frac{FM_k - F_k(u)}{FM_k} + \sum_k C_k \frac{F_k(u)}{FM_k} \quad (4.63)$$

o que, simplificando, vem:

$$TT = \sum_k C_k \quad (4.64)$$

logo:

$$TT = CT \quad (4.65)$$

Tal como se pretendia demonstrar, as taxas imputadas por este método levam ao pagamento do sistema.

4.1.1.3 - Factores de Distribuição Generalizada

O uso da técnica de factores de distribuição generalizada permite calcular o impacto em cada linha, provocado por alteração da potência injectada num barramento e na existência de um barramento de referência. Este impacto é calculado com base nos coeficientes de sensibilidade das linhas baseados no modelo DC. Note-se que estes coeficientes de sensibilidade sofrem alteração quando é alterado o barramento considerado por este como de referência, no caso dos factores de distribuição de variações da potência injectada (GSDF) apresentada na secção 4.1.1.3.1 (Way - 1981). No entanto é possível tornar estes coeficientes independentes do barramento considerado de referência (Way - 1981, Hugh Rudnick - 1995, Juan Zolezzi - 1995), tal como apresentado nas técnicas das secções 4.1.1.3.2 e 4.1.1.3.3.

4.1.1.3.1 - Factores de Distribuição de Variações da Potência Injectada

Para exemplificar o cálculo do factor GSDF é utilizada a rede de 9 barramentos representada na figura 4.1. Neste caso, a título de exemplo, é obtida a expressão do factor GSDF, que relaciona a potência injectada num barramento b com o trânsito de potência na linha $i-k$. Isto verifica-se para todos os barramentos excepto para o de referência.

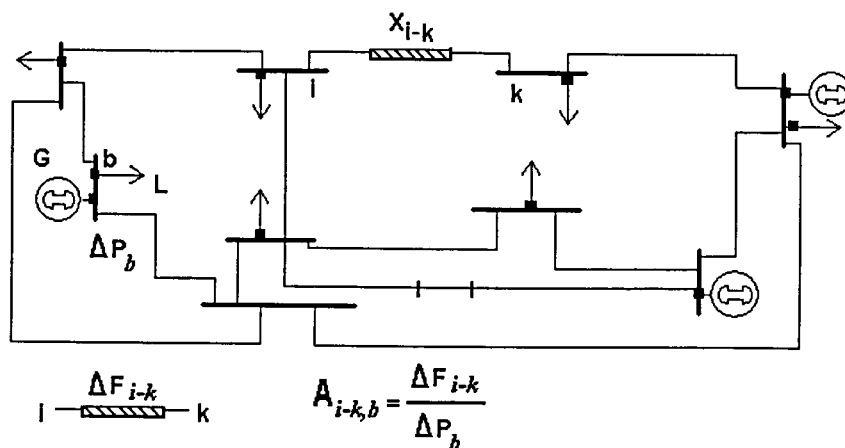


Fig. 4.1 - Rede de 9 barramentos utilizada para exemplificação do GSDF

O factor que define o GSDF pode ser calculado da seguinte forma:

$$A_{i-k,b} = \frac{\Delta F_{i-k}}{\Delta P_b} \quad (4.66)$$

em que:

$A_{i-k,b}$ - é o factor GSDF referente ao impacto da produção do gerador ligado ao barramento b no trânsito da potência activa na linha $i-k$

ΔF_{i-k} - impacto no trânsito de potência da linha $i-k$

ΔP_b - variação da potência activa injectada no barramento b

Considerando-se a condição de equilíbrio de potências:

$$\sum_{b \neq \text{Ref}} \Delta P_b + \Delta P_{\text{Ref}} = 0 \quad (4.67)$$

e considerando igual a um a razão entre a tensão na linha $i-k$ e a tensão no barramento de injeção, a expressão (4.66) pode ser simplificada em:

$$A_{i-k,b} = \frac{\Delta F_{i-k}}{\Delta P_b} = \frac{\Delta I_{i-k}}{\Delta I_b} \quad (4.68)$$

em que:

ΔI_{i-k} - variação da intensidade de corrente na linha $i-k$ devida à variação de injeção de potência activa no barramento b

ΔI_b - variação de injeção de corrente no barramento b

Usando a definição de coeficiente de sensibilidade para uma linha, no modelo DC (Hadi Saadat – 1999) vem:

$$\Delta I_{i-k} = \frac{x_{i-b} - x_{k-b}}{x_{i-k}} \times \Delta I_b \quad (4.69)$$

em que:

x_{i-b} e x_{k-b} - são os elementos da matriz de reactâncias do sistema

x_{i-k} - é a reactância da linha $i-k$

Partindo das equações (4.68) e (4.69), surge a seguinte definição do factor GSDF:

$$A_{i-k,b} = \frac{x_{i-b} - x_{k-b}}{x_{i-k}} \quad (4.70)$$

com a seguinte restrição:

$$\sum_b P_b = \sum_l L_l = \text{Constante} \quad (4.71)$$

em que:

P_b - potência do gerador b

L_l - potência da carga l

Com isto é concluído que estes factores são independentes das condições de operação do sistema mas dependem fortemente da configuração da rede e do barramento escolhido como referência.

4.1.1.3.2 - Factores de Distribuição Generalizados para Geradores

O factor de distribuição generalizado para geradores (GGDF), relaciona o trânsito de potência activa numa linha $i-k$, com a produção do gerador G_g no barramento g , para uma determinada configuração do sistema (Way – 1981, Hugh Rudnick - 1995, Juan Zolezzi - 1995). Considerando a rede da figura 4.2 para exemplificar a processo de determinação dos factores GGDF de vem:

$$F_{i-k} = \sum D_{i-k,g} \times G_g \quad (4.72)$$

em que:

$D_{i-k,g}$ - factor GGDF

F_{i-k} - trânsito de potência activa na linha $i-k$

G_g - potência activa produzida no barramento g

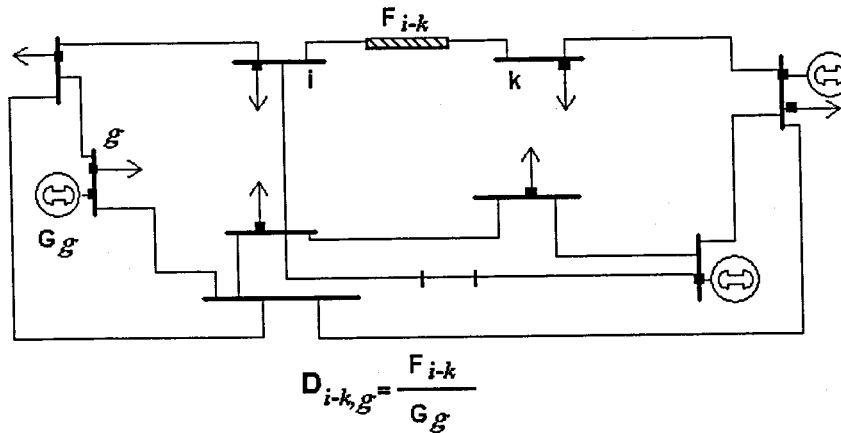


Fig. 4.2 - Rede de 9 barramentos utilizada para exemplificação do GGDF

O factor GSDF relaciona-se com o factor GGDF da seguinte forma:

$$D_{i-k,g} = A_{i-k,g} + D_{i-k,Ref} \quad (4.73)$$

onde

$$D_{i-k,Ref} = \frac{F_{i-k} - \sum_{p \neq Ref} A_{i-k,p} \times G_p}{\sum_g G_g} \quad (4.74)$$

Os factores GGDF são independentes do barramento de referência (Tomé Saraiva – 2002), mas dependem da configuração e dos parâmetros da rede, e também dependem das condições de funcionamento do sistema.

A comparticipação do gerador b para o trânsito de potência activa na linha $i-k$ pode ser calculado a partir destes factores da seguinte forma:

$$FP_{i-k,b} = \frac{D'_{i-k,b} \times G_b}{\sum_g D'_{i-k,g} \times G_g} \quad (4.75)$$

em que:

$$D'_{i-k,g} = \begin{cases} D'_{i-k,g} & \text{Se o factor tem o sentido do trânsito de potência na linha} \\ 0 & \text{Se o factor tem sentido oposto ao trânsito de potência na linha} \end{cases}$$

4.1.1.3.3 - Factores de Distribuição Generalizados para Cargas

Os factores de Distribuição Generalizados para Cargas (GLDF), relacionam o trânsito de potência activa na linha $i-k$ com a carga que se encontra no barramento j . Considerando a rede da figura 4.3 para exemplificar o processo de determinação dos factores GLDF vem:

$$F_{i-k} = \sum C_{i-k,j} \times L_j \quad (4.76)$$

em que:

 $C_{i-k,j}$ - factor GLDF

F_{i-k} - trânsito de potência activa de na linha $i-k$

L_j - carga no barramento j

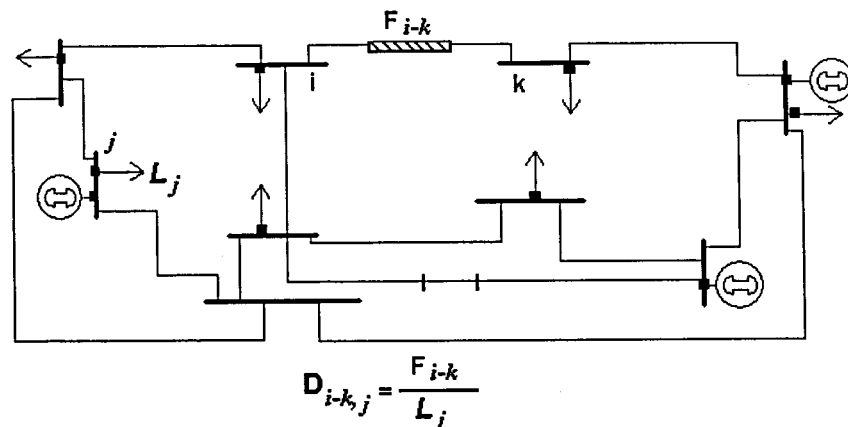


Fig. 4.3 - Rede de 9 barramentos utilizada para exemplificação do GLDF

O factor GSDF relaciona-se com este da seguinte forma:

$$C_{i-k,j} = C_{i-k,\text{Ref}} - A_{i-k,j} \quad (4.77)$$

onde:

$$C_{i-k, \text{Ref}} = \frac{F_{i-k} - \sum_{j \neq \text{Ref}} A_{i-k,j} \times G_j}{\sum_i L_j} \quad (4.78)$$

A participação determinada a partir destes factores calculam-se da seguinte forma:

$$FP_{i-k,b} = \frac{C'_{i-k,b} \times L_b}{\sum_j C'_{i-k,j} \times L_j} \quad (4.79)$$

em que:

$$C'_{i-k,j} \begin{cases} C_{i-k,j} & \text{Se o factor tem o sentido do trânsito de potência na linha} \\ 0 & \text{Se o factor tem sentido oposto ao trânsito de potência na linha} \end{cases}$$

Os factores GLDF são independentes do barramento de referência, mas dependem da configuração e dos parâmetros da rede, e também dependem das condições de funcionamento do sistema.

4.1.2 - Métodos Incrementais

Os métodos incrementais são técnicas de cálculo para atribuição dos custos associados a aquisição de novos equipamentos. Os custos são atribuídos à transacção que torna necessário o investimento ou é distribuído por todas as transacções na fracção correspondente à utilização desse novo equipamento. Os custos incrementais são particularmente importantes, quando se pretende avaliar os custos de, exploração operação e manutenção das redes, devidos à realização de uma nova transacção.

Esta análise é feita tendo em conta o cenário antes e após a presença da transacção. O cenário inicial será o cenário de referência, a partir do qual serão introduzidos sucessivos cenários correspondentes à entrada de novas transacções. Estes custos estão associados a um determinado período de tempo, podendo ser considerados os custos incrementais de curto e longo prazo.

Os métodos incrementais aumentam a sua aplicabilidade, quando associados a outros métodos tais como o método MW-milha, quando estes apenas quantificam a ocupação da rede eléctrica afecta a cada transacção.

Uma das técnicas que faz parte dos métodos incrementais é designada por Áreas de Influência ou *Marginal Partipation Factors* (MAPF). Outra técnica é o método designado por Métodos dos Beneficiários que atribui os custos dos novos

equipamentos em função do benefício que estes trazem aos utilizadores (Javier Rubio - 2000).

4.1.2.1 - Factores de Participação Média

O método Factores de Participação Média (MEPF) determina a fracção do trânsito de potência activa de cada linha a alocar a cada transacção, partindo dos resultados do trânsito de potências, para um determinado cenário de carga e produção. Este tipo de alocação, pela proporcionalidade entre potências injectadas e trânsitos de potência, não tem validade do ponto de vista de funcionamento real do sistema eléctrico.

É apresentado um exemplo de aplicação desta técnica (Javier Rubio - 2000), para a rede eléctrica representada na figura 4.4. Verifica-se que são alocadas a cada consumidor as proporções de utilização de cada linha do sistema, apresentadas na tabela 4.1.

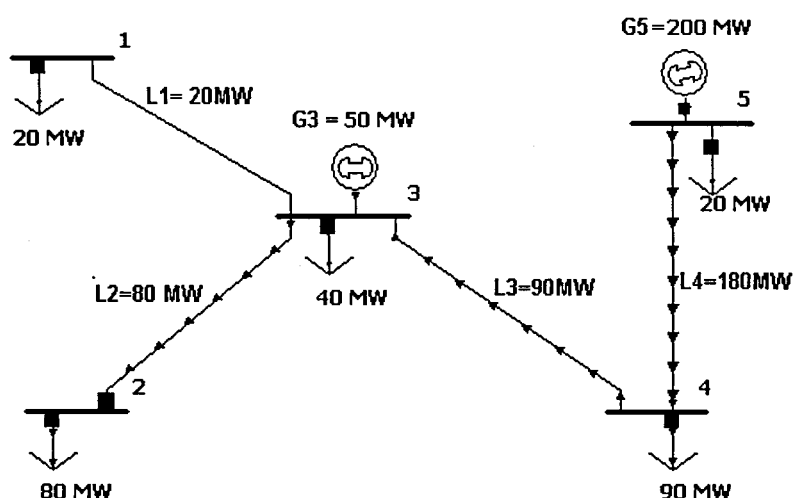


Fig. 4.4 - Rede Exemplo

As contribuições apresentadas na tabela 4.1 representam a ocupação da linha devida a cada uma das cargas. Estas contribuições são calculadas de acordo com o princípio da proporcionalidade das potências que chegam e que partem de cada barramento (ver secção 4.2.1.1). Por exemplo a ocupação na linha 3 devida à carga 2 é dada pela razão entre ao trânsito de potência activa na linha 2 e o somatório das potências activas que chegam ao barramento 3. Este valor quando multiplicado pelo trânsito de potência activa na linha 3 (CCL3) dá a ocupação na linha 3 devida à carga 2.

Tabela 4.1 - Comparticipação de cada carga no trânsito de potência na linha

Carga 1	CCL1	$\frac{20}{140} * CCL3$	$\frac{20}{140} * \frac{90}{180} * CCL4$
Carga 2	CCL2	$\frac{80}{140} * CCL3$	$\frac{80}{140} * \frac{90}{180} * CCL4$
Carga 3		$\frac{40}{140} * CCL3$	$\frac{40}{140} * \frac{90}{180} * CCL4$
Carga 4			$\frac{90}{180} * CCL4$

No caso do consumidor 5, não existe proporção uma vez que ele é totalmente alimentado pelo gerador G5 que se encontra no mesmo barramento.

Sabendo a parcela de utilização de cada linha por cada consumidor e o custo de cada linha, determina-se a taxa a aplicar a cada um. Este método é um método simples, mas não permite transmitir sinais económicos adequados aos utilizadores do sistema.

4.1.2.2 - Área de Influência

A técnica de formulação designada Área de Influência tem como objectivo alocar os custos de transmissão aos utilizadores da rede eléctrica, em função do grau de utilização. Assim, os custos associados a um determinado elemento da rede devem ser alocados exclusivamente aos utilizadores que dele beneficiem. Esta utilização é obtida calculando o incremento verificado nos trânsitos de potência, por aumento de 1 MW na carga ou na produção de cada barramento (Javier Rubio - 2000).

O cálculo do factor de utilização (U_{kc} em MW²h) da rede é realizado da seguinte forma:

$$U_{kc} = \sum_e \left(\left| F_{ce}^k \right| - \left| F_{ce} \right| \right) \times P_{ke} \times D_e \quad (4.80)$$

$$\text{para } \left| F_{ce}^k \right| - \left| F_{ce} \right| > 0$$

em que:

F_{ce}^k - é o trânsito de potência no ramo c no cenário e , quando o consumo ou produção do agente k é incrementada de uma unidade

F_{ce} - é o trânsito de potência activa no ramo c no cenário e

P_{ke} - é a potência activa produzida ou consumida pelo agente k

D_e - é a duração do cenário

Sendo assim, para calcular a participação de um agente k na remuneração de um ramo c , utiliza-se a seguinte expressão:

$$Part_{kc} = \frac{U_{kc}}{\sum_k U_{kc}} \quad (4.81)$$

Esta formulação permite identificar a área de influência de cada agente, o que não é sinónimo de proximidade entre os elementos da rede e os agentes. Um elemento pode estar localizado bastante distante do agente e , mesmo assim, fazer parte da área de influência de um determinado agente.

Esta metodologia pode ser aplicada num mercado tipo centralizado uma vez, que não se baseia em contratos bilaterais.

A nível computacional, esta metodologia é muito pesada, porque para se calcular o factor U_k , relativo a um determinado ramo da rede, têm que ser realizados os estudos respeitantes a todos os ramos da rede.

4.1.2.3 - Método dos Beneficiários

O Método dos Beneficiários tem como objectivo verificar quais os agentes que têm benefício pelo facto de uma nova instalação ser introduzida no sistema. Após serem determinados esses benefícios, são imputados custos aos agentes que beneficiam da nova instalação, de uma forma proporcional a esses benefícios (Javier Rubio - 2000).

A expressão geral para o cálculo do benefício do elemento i para o agente k é dada por:

$$Part_{k,i} = \frac{Benef_{k,i}}{\sum_{\substack{k \\ Benef_{k,i} > 0}} Benef_{k,i}} \quad (4.82)$$

Em que $Benef_{k,i}$ é o benefício económico proporcionado pelo elemento i ao agente k . Para o caso particular dos agentes corresponderem a produtores ou a consumidores vem:

para o caso dos produtores o benefício líquido é de:

$$Benef.líquido_g = Receita_{com\ instalação} - Receita_{sem\ instalação} \quad (4.83)$$

O produtor tem benefício quando a receita com a instalação é superior à receita sem instalação, o que leva nesta situação o benefício líquido do produtor a ser positivo.

Para o caso dos consumidores o benefício líquido é de:

$$Benef.líquido_c = Custo_{com\ instalação} - Custo_{sem\ instalação} \quad (4.84)$$

O consumidor tem benefício quando o custo com instalação é inferior ao custo quando sem instalação, o que leva nesta situação o benefício líquido do consumidor a ser negativo.

O benefício total da instalação pode calcular-se da seguinte forma:

$$Benef.Total = \sum_g Benef.líquido_g + \sum_c |Benef.líquido_c| \quad (4.85)$$

em que:

$$Benef.liquido_g > 0$$

$$Benef.liquido_c < 0$$

Sendo assim, o factor de beneficio para cada agente determina-se da seguinte forma:

No caso particular dos produtores:

$$Part_g = \frac{Benef.liquido_g}{Benef.Total} \quad (4.86)$$

e para os consumidores teremos:

$$Part_c = \frac{Benef.liquido_c}{Benef.Total} \quad (4.87)$$

Para a implementação desta metodologia é necessário respeitar as seguintes condições:

- calcular os benefícios para grandes intervalos de tempo de forma a evitar os sinais económicos de curto prazo
- considerar vários cenários possíveis

Este método tem como desvantagens, ser computacionalmente muito pesado e ser necessário realizar uma simulação anual. Por outro lado, tem como vantagens possibilitar a imputação de custos de uma forma individualizada e permitir quando um investimento gera benefícios maiores que o seu custo, e distribuir pelos agentes o benefício que excede o custo. Fornece, ainda, sinais económicos adequados que possibilitam informações úteis para o aumento e reforço de redes.

4.1.3 - Métodos Marginais Nodais

As metodologias de índole marginal, como aplicação para tarifação dos sistemas de transmissão de energia eléctrica, tem tido alguns seguidores. Esta metodologia tem como vantagem ser independente do tempo, possibilitando desta forma a sua utilização nos mercados *spot*, o que não se verificava no caso dos métodos embebidos e nos métodos incrementais.

A metodologia marginal associada à tarifação de energia eléctrica corresponde ao aumento no custo de produção causada por uma unidade de carga incremental num determinado barramento da rede, aumento este designado por Custo Marginal Nodal. O cálculo deste custo é obtido a partir da minimização dos custos de produção garantindo portanto ao consumidor a menor tarifa possível (Gabriel - 1999), (Rudnick - 1998).

4.1.3.1 - Métodos Marginais Nodais de Curto Prazo

Os custos marginais nodais podem ser obtidos pela resolução de um problema de minimização de custos, que consiste em minimizar o custo de produção de forma a que satisfaça as condições de carga e restrições do sistema.

A formulação do problema de despacho óptimo, tendo como objectivo a minimização dos custos de produção, é apresentada a seguir.

Formulação do problema:

$$\min_{G,Q} \sum_i VCG_i(G_i) \quad (4.88)$$

sujeito a

$$\sum (G_i - D_i) - L(G, D, Q) = 0 \quad (4.89)$$

$$Z(G, D, Q) \geq 0 \quad (4.90)$$

$$H_i(G_i, Q_i) \geq 0, \quad \forall i \quad (4.91)$$

em que:

VCG_i - Custo de geração no barramento i

G_i - Potência activa produzida em i

Q_i - Potência reactiva produzida em i

D_i - Potência activa da carga no barramento i

$L(G, D, Q)$ - Perdas óhmicas

$Z(G, D, Q)$ - Restrições associadas à rede tais como sobrecargas limites de tensão, estabilidade, etc.

$H_i(G, D, Q)$ - Restrições físicas

Aplicando esta formulação para um barramento i , da solução deste problema obtêm-se o preço da potência activa para o barramento i , equivalente ao custo marginal de curto prazo ρ_i (em Euro/MWh) (Gabriel - 1999):

$$\rho_i = \frac{\partial VCG_i}{\partial D_i} \quad (4.92)$$

que resulta em:

$$\rho_i = X \times (1 + \frac{\partial L}{\partial D_i}) - \sum \mu \times \frac{\partial Z}{\partial D_i} \quad (4.93)$$

O primeiro termo corresponde ao custo marginal associado às perdas e o segundo corresponde ao custo associado à violação das restrições de transmissão. Este segundo termo é igual a zero, no caso das restrições $Z(G, D, Q)$ não se alterarem. No entanto se houver variações nestas restrições, pode originar uma grande diferença entre os custos marginais entre dois extremos de uma linha, o que implica um aumento na tarifação pela utilização da rede.

O modelo apresentado na expressão (4.94), é o utilizado na legislação Chilena para determinar o tarifário na transmissão. Este modelo corresponde à multiplicação do custo marginal pela diferença entre a potência activa injectada e a retirada no barramento.

A receita obtida pelo concessionário da rede de transmissão é dada por IT (Tarifa na transmissão em Euro/h) é resultante de duas parcelas correspondentes à receita de energia (IT_{energia}) e à receita de potência ($IT_{\text{potência}}$)

$$IT = \sum_i \rho_i \times (D_i - G_i) \quad (4.94)$$

$$IT = IT_{\text{Energia}} + IT_{\text{Potência}} \quad (4.95)$$

4.1.3.1.1 - Receita por Potência Activa

Considerando o despacho óptimo para a rede da figura 4.5, define-se a receita de potência activa para a linha 1, na equação (4.96), que considera os custos marginais CM_g .

$$IT_{\text{Potência}, k} = CM_{g_j} \times P_j - CM_{g_i} \times P_i \quad (4.96)$$

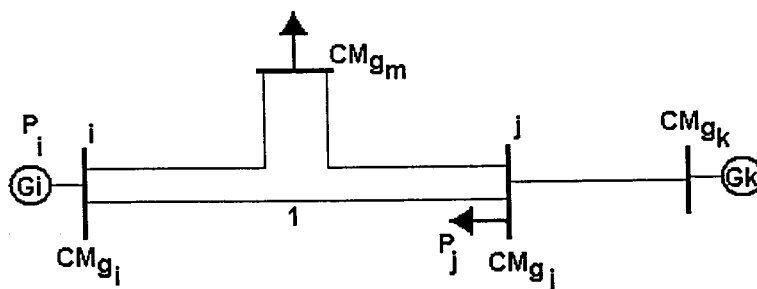


Fig. 4.5 - Rede exemplo para determinação de receita por potência

4.1.3.1.2 - Receita por Energia

Para o circuito da figura 4.6, considerando como o preço da energia os custos marginais associados aos barramentos, a tarifa de energia para a linha 1 é definida de acordo com a equação (4.97).

$$IT_{\text{Energia } k} = CM_{g_j} \times E_j - CM_{g_i} \times E_i \quad (4.97)$$

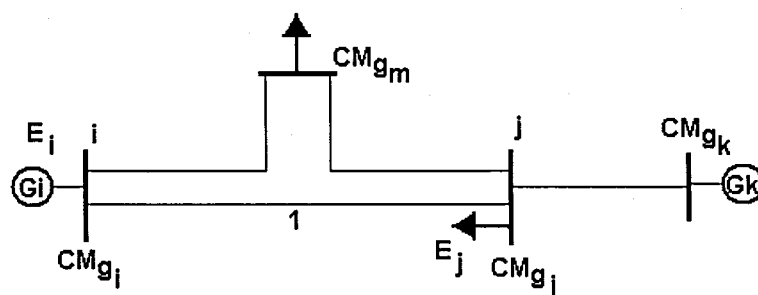


Fig. 4.6 - Rede exemplo para determinação de receita por energia

Os factores de penalização são calculados recorrendo aos custos marginais, sendo obtida uma distribuição espacial dos preços marginais, estes factores só reflectem as perdas. No entanto, este tipo de tarifação utilizada no Chile, na Argentina, na Bolívia e Peru (Rudnick - 1998), não consegue cobrir todo o custo do sistema de transmissão. Por exemplo, no Chile a receita de índole marginal cobre só cerca de 15% dos custos do sistema de transmissão. Este facto mostra que a tarifação de índole marginal de curto prazo não é suficiente para remunerar os investimentos com a transmissão.

A garantia de retorno dos gastos totais só é possível através de uma tarifação que contemple o problema de uma forma global, ou seja, investimento e operação (Ching - 2001). Para isso, é necessário fazer um estudo a longo prazo para que se obtenha o retorno do investimento.

Existem várias metodologias para poder cobrir alguns destes problemas, por exemplo as metodologias marginais de longo prazo, as quais são abordadas na secção seguinte.

4.1.3.2 - Métodos Marginais Nodais de Longo Prazo

Os métodos marginais de longo prazo podem ser tratados e equacionados de várias formas, sendo este equacionamento na maioria das vezes complexo (Eliana Capurro - 1998). No entanto, uma das formulações, que é a utilizada no Reino Unido e descrita a seguir, apresenta pouca complexidade (Calviou - 1993).

Nesta formulação, o problema é tratado como um problema clássico de transporte no âmbito da investigação operacional, em que se pretende transportar energia dos

geradores até à carga. É considerado um trânsito óptimo de potência e o comprimento das linhas, tal como se segue:

$$\min \sum_i \sum_j |c_{ij} \times p_{ij}| \quad (4.98)$$

sujeito a

$$\sum_j p_{ij} = P_i$$

em que:

p_{ij} - trânsito de potência activa entre o barramento i e o barramento j

c_{ij} - custo de transporte entre o barramento i e o barramento j , que pode corresponder à distância entre i e j

P_i - potência activa injectada no barramento i

A partir da resolução deste problema, obtêm-se factores que representam os preços marginais expressos em MW.km/MW, correspondendo à alteração marginal no número total de MW.km transportados se existir uma variação de uma unidade na potência injectada num barramento. Existem muitas outras formas de tratar este tipo de tarifação de índole marginal de longo prazo, as quais se encontram tratadas em várias referências (Gabriel – 1999, Rudnick – 1998, Tomé Saraiva – 2002) mas estão fora do âmbito deste trabalho.

No entanto, merece referência a opinião proferida por Leontina Pinto, num dos seus artigos (Leontina Pinto – 1996), a qual se transcreve:

“Ao contrário das hipóteses aceites no sector, a tarifação a custos marginais de longo prazo, recompensa completamente os gastos totais necessários para construir e operar o sistema economicamente adaptado (isto é, o sistema onde as capacidades de transmissão se ajustam exactamente à demanda a ser atendida). Reforços para fins de confiabilidade têm igualmente os seus custos cobertos, desde que

sejam economicamente atraentes (isto é, levem a uma redução compensadora no valor esperado do custo de operação).

A única excepção à recuperação dos investimentos através da tarificação marginal está ligada à economia de escala, quando existem sobreinvestimentos. O excesso de capacidade das linhas não é coberto pela tarificação (nem deveria sê-lo, em nossa opinião, já que os incentivos a gastos excessivos podem levar a uma rede demasiadamente cara). Estes casos devem ser minimizados, evitados e tratados como sobrepreços; os seus custos devem ser complementados, se necessário por legislação.”

4.2 - Metodologias de Tarificação Considerando as Perdas

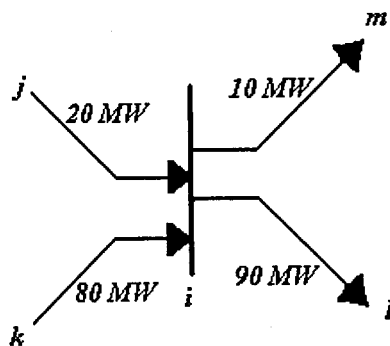
Em todos os estudos apresentados neste trabalho, as perdas nas linhas de transmissão são desprezadas, não por serem consideradas um elemento pouco importante, mas sim para simplificação dos cálculos realizados. Nesta secção, são analisadas algumas formas possíveis de como tratar as perdas nas linhas de transmissão.

4.2.1 - Determinação das Comparticipações de Cada Gerador nos Fluxos de Potência e Perdas Activas

Estes factores permitem, calcular a comparticipação de cada gerador para as perdas nas linhas. A determinação destes factores é realizada por intermédio da técnica “*Proportional Sharing*” (Ching - 2001), descrita a seguir.

4.2.1.1 - Propotional Sharing

Esta técnica satisfaz a lei dos *nós* de *kirchhoff*, isto é, para cada barramento do sistema eléctrico, o somatório algébrico das correntes é igual a zero. Considerando o barramento *i* como ideal, isto é sem perdas, então verifica-se o principio da proporcionalidade das potências que chegam e que partem de cada barramento. Esta técnica, é exemplificada utilizando um barramento como exemplo, o qual é apresentado na figura 4.7.

Fig. 4.7 - Princípio do *Proportional Sharing*

Partindo dos trânsitos de potências activas apresentados na figura 4.7, podem ser determinadas as proporções (Janusz – 1997, Ching – 2001). A potência total que entra no o barramento i é de 100 MW (20 MW+80 MW). Dessa potência, 10% alimenta a linha $i-m$ e 90% alimenta a linha $i-l$. Como a potência activa que sai do barramento tem a mesma proporção da potência que chega em cada linha ao barramento, logo os 10 MW que circulam na linha $i-m$, dividem-se nas seguintes proporções:

$$\frac{20MW}{20MW + 80MW} \times 10MW = 2MW \quad (4.99)$$

provenientes da linha $j-i$ e

$$\frac{80MW}{20MW + 80MW} \times 10MW = 8MW \quad (4.100)$$

provenientes da linha $k-i$.

Da mesma forma, as proporções para a linha $i-l$ são as seguintes:

$$\frac{20MW}{20MW + 80MW} \times 90MW = 18MW \quad (4.101)$$

provenientes da linha $j-i$ e

$$\frac{80MW}{20MW + 80MW} \times 90MW = 72MW \quad (4.102)$$

provenientes da linha $k-i$.

Com base nesta técnica, é possível calcular as comparticipação dos geradores para os trânsitos de potências activas nas linhas.

4.2.1.2 - Aplicação do *Proportional Sharing* no Cálculo das Comparticipações de cada Gerador

O algoritmo para o cálculo das comparticipação dos geradores, para os trânsitos das potências activas e para as perdas, para cada linha de um sistema eléctrico, baseia-se no exemplo analisado anteriormente para o *Porportional Sharing* (Daniel - 1997, Ching - 2001).

4.2.1.2.1 - Formulação do Problema

Sendo $P_{pass,i}$ a potência total que atravessa o barramento i pode ser representada pela seguinte expressão (Janusz - 1997, Ching - 2001):

$$P_{pass,i} = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} |P_{ji}| + P_{Gi} \quad \text{para } i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4.103)$$

em que:

$\alpha_i^{(u)}$ - conjunto dos nós que alimentam o barramento i

P_{ji} - trânsito de potência na linha que se encontra entre o barramento i e j

P_{Gi} - potência gerada no barramento i

como $|P_{ji}|$ pode ser representado por:

$$|P_{ji}| = \frac{|P_{ji}|}{P_{pass,j}} \times P_{pass,j} \quad (4.104)$$

a expressão (4.101) pode ser escrita da seguinte forma:

$$P_{pass,i} - \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} \frac{|P_{ji}|}{P_{pass,j}} \times P_{pass,j} = P_{Gi} \quad \text{para } i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4.105)$$

ou

$$A_u \times P_{pass} = P_G \quad (4.106)$$

Que A_u é uma matriz de dimensão $(n \times n)$, é esparsa, não simétrica e com os elementos da diagonal principal unitários. A matriz A_u tem os elementos em i, j dados por:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_{pass,j}} & \text{para } j \in \alpha_i^{(u)} \\ 0 & \text{para os outros} \end{cases} \quad (4.107)$$

onde

P_{pass} - vector nodal dos trânsitos de potências activas que atravessam o barramento

P_G - vector de potências activas geradas no barramento

Usando a relação de proporcionalidade, P_{ji} é igual a:

$$|P_{ji}| = \frac{|P_{ji}|}{P_{pass,i}} \times P_{pass,i} \quad (4.108)$$

$$|P_{ji}| = \frac{|P_{ji}|}{P_{pass,i}} \times \sum_{K=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \times P_{Gk} \quad \text{para } j \in \alpha_i^{(u)} \quad (4.109)$$

Sendo assim, o vector das cargas ligadas ao barramento i , P_{Li} , pode ser escrito da seguinte forma:

$$P_{Li} = \frac{P_{Li}}{P_{pass,i}} \times P_{pass,i} \quad (4.110)$$

$$P_{Li} = \frac{P_{Li}}{P_{pass,i}} \times \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} \times P_{Gk} \quad \text{para } i = 1, \dots, n \quad (4.111)$$

Das equações (4.103) até (4.111) obtêm-se as expressões seguintes:

$$P_{ij,g} = \sum_{k \in \alpha_i^{(u)}} \frac{P_{i,j}}{P_{pass,i}} \times P_{ki,g} \quad (4.112)$$

$$P_{ij,g} = \frac{P_{i,j}}{P_{pass,i}} \times \sum_{k \in \alpha_i^{(u)}} P_{ki,g} \quad (4.113)$$

$$P_{ij,g,loss} = P_{ij,g,loss} \times \frac{P_{ij,g}}{P_{ij}} \quad (4.114)$$

$$P_{ij,g} = -1 \times (P_{ij,g} - P_{ij,g,loss}) \quad (4.115)$$

em que:

g - número do gerador

$P_{ij,g}$ - parcela de potência activa na linha $i-j$ devida ao gerador g

$P_{ij,g,loss}$ - parcela de perdas activas na linha $i-j$ devido ao gerador g

$P_{ij,loss}$ - perdas totais de potência activa na linha $i-j$

Com esta forma de cálculo é possível determinar a comparticipação de cada gerador nos trânsitos e perdas de potências activas em cada linha. Com estas comparticipações é possível calcular as taxas a imputar pela utilização das redes de transmissão, incluindo as perdas nas linhas.

4.2.2 - Cálculo da Taxa a Imputar Incluindo as Perdas

Após ter sido determinada a comparticipação que cada gerador tem, para as perdas nas linhas $P_{ij,g,loss}$, resta definir um processo para taxar essas perdas. É proposto neste trabalho que o método utilizado para taxar as comparticipações nos trânsitos de potências activas nas linhas seja também utilizado para taxar as perdas que esses trânsitos provocam nas mesmas linhas. Recorrendo à forma de cálculo para determinação das comparticipações de cada gerador nas perdas nas linhas apresentado no ponto 4.2.1, e dos métodos de alocação de custos estudados neste capítulo, é possível distribuir os custos afectos às perdas na transmissão, da seguinte forma:

- A cada transacção u está associado apenas um gerador g , podendo a transacção corresponder apenas a parte da potência produzida por este gerador
- Os trânsitos de potências activas $P_{ij,g}$ provocados por cada gerador g em cada linha ij são obtidos de acordo com a expressão (4.113)
- As perdas activas $P_{ij,g,loss}$ provocadas por cada gerador g em cada linha ij são obtidos de acordo com a expressão (4.114)

O cálculo do impacto de perdas associado a uma linha ij , devido a uma transacção u , pode ser feito de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{ij,g,loss}(u) = \frac{P_{ij,g}(u)}{\sum_u P_{ij,g}(u)} \times P_{ij,g,loss} \quad (4.116)$$

em que

$P_{ij,g,loss}(u)$ - representa o impacto de perdas provocado pelo gerador g na linha ij para a transacção u

$P_{ij,g}$ - é a comparticipação do gerador g para o trânsito de potência activa na linha ij

$P_{ij,g,loss}$ - é a comparticipação de perdas do gerador g na linha ij .

Por fim, para se encontrar a comparticipação nas perdas na linha ij associada à transacção u , seria necessário adicionar os termos de $P_{ij,g,loss}(u)$ para todos os geradores que devido à transacção u provocam perdas na linha ij . No entanto, como já referido, a cada transacção está associado apenas um gerador. Assim, este somatório resume-se apenas ao elemento correspondente ao gerador g e $P_{ij,g,loss}(u)$ pode ser representado simplesmente por $P_{ij,loss}(u)$.

Sabendo o impacto de perdas em cada linha $P_{ij,loss}(u)$, associado a cada transacção, são calculadas as taxas a imputar a cada uma, pela substituição de $F_k(u)$ por $P_{ij,loss}(u)$,

nos métodos já anteriormente estudados, que consideram o trânsito de potências para a sua implementação, tais como: MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante.

A título de exemplo, é seguidamente aplicado o método Módulo ou Uso, para o cálculo do custo devido às perdas nas linhas:

De acordo com a equação (4.40) e substituindo os índices ij pelo índice k para representar a linha, considerando:

$C_{k,loss}$ - Custo da linha para perdas

$P_{k,loss}(u)$ - Impacto de perdas na linha k para a transacção u

$R_{loss}(u)$ - Taxa Imputada à transacção u devido às perdas

A taxa a imputar às perdas para a transacção u é de:

$$R_{loss}(u) = \sum_k C_{k,loss} \frac{|P_{k,loss}(u)|}{\sum_s |P_{k,loss}(s)|} \quad (4.117)$$

Neste capítulo foram analisadas algumas técnicas de cálculo que permitem a alocação de custos aos utilizadores das redes eléctricas pelas entidades responsáveis dessas mesmas redes. No decorrer da apresentação dos métodos embebidos na secção 4.1.1, foi demonstrado quais os que garantem o retorno do investimento nas redes eléctricas para um determinado sistema. No capítulo que se segue é apresentada a arquitectura e ferramentas utilizadas para a implementação informática que permite determinar as taxas a imputar pela utilização da rede de transmissão utilizando alguns dos métodos embebidos, tais como: Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante.

Capítulo 5 - Arquitectura e Ferramentas Utilizadas no Desenvolvimento

Neste capítulo, na secção 5.1, é apresentada e explicada a arquitectura de desenvolvimento a partir da qual se realizou o estudo de vários exemplos práticos apresentados no capítulo 6. Esta arquitectura de desenvolvimento foi idealizada para permitir alocar custos pela utilização da rede aos agentes (geradores, cargas, transacções) que comercializam energia eléctrica com base em contratos bilaterais (par gerador/carga). Os custos associados a esta utilização são reflectidos como taxas a imputar a cada interveniente no mercado de electricidade.

O cálculo das taxas a imputar a cada utilizador pelo uso da rede, foi baseado em métodos denominados por Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante e para implementação destes métodos foram desenvolvidos, para todos eles, algoritmos e fluxogramas, que se encontram apresentados na secção 5.1.4. Esses algoritmos foram implementados utilizando como ferramenta de desenvolvimento o *Matlab 6.0* (Matlab – 2000, Matlab – 2001), da qual é dada uma breve explicação na secção 5.2.2.

Neste capítulo é ainda apresentado, na secção 5.2.1, o simulador de redes *PowerWorld Simulator* (PowerWorld – 2001), que é utilizado para a determinação dos trânsitos de potências activas, necessários para o cálculo das taxas, nos métodos que consideram os trânsitos nas linhas tais como, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante.

Conhecidas as taxas a imputar a cada transacção é realizado um conjunto de comparações que permitem identificar as vantagens e desvantagens económicas na utilização de cada um dos métodos, no ponto de vista dos intervenientes nas transacções. As comparações são realizadas para verificar qual o custo a que está sujeito cada produtor ou consumidor pelo uso da rede eléctrica, comparando os

valores desses custos para diferentes geradores ou cargas com igual ou idêntica potência injectada ou consumida, respectivamente.

É também realizada a interligação de duas redes eléctricas com o objectivo de verificar os efeitos nas taxas anteriormente calculadas. Com isto são detectadas vantagens e desvantagens dessa interligação sob o ponto de vista das transacções, das cargas, dos produtores e da rede eléctrica.

Por fim é criado um novo cenário contratual que permite a comercialização entre agentes pertencentes às diferentes redes agora interligadas. Com isto é mostrado que com a interligação de redes surgem alterações na posição que cada agente tem no mercado.

5.1 - Arquitectura de Desenvolvimento

A arquitectura de desenvolvimento apresentada no diagrama da figura 5.1 permite obter as taxas a imputar a cada transacção pelos métodos MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, *Zero Counterflow* e Fluxo Dominante, partindo de um sistema eléctrico e de um cenário de contratos comerciais baseado em contratos bilaterais. Para cada um dos 4 casos apresentados no capítulo 6, são realizadas todas as fases seguintes:

- concepção do cenário;
- determinação dos trânsitos de potências iniciais;
- cálculo dos impactos nas linhas de transmissão devido às transacções;
- cálculo das taxas a imputar a cada transacção usando as variantes pertencentes aos métodos embebidos;
- representação gráfica e análise de resultados.

Estas 5 fases são detalhadamente explicadas nas secções 5.1.1 a 5.1.5.

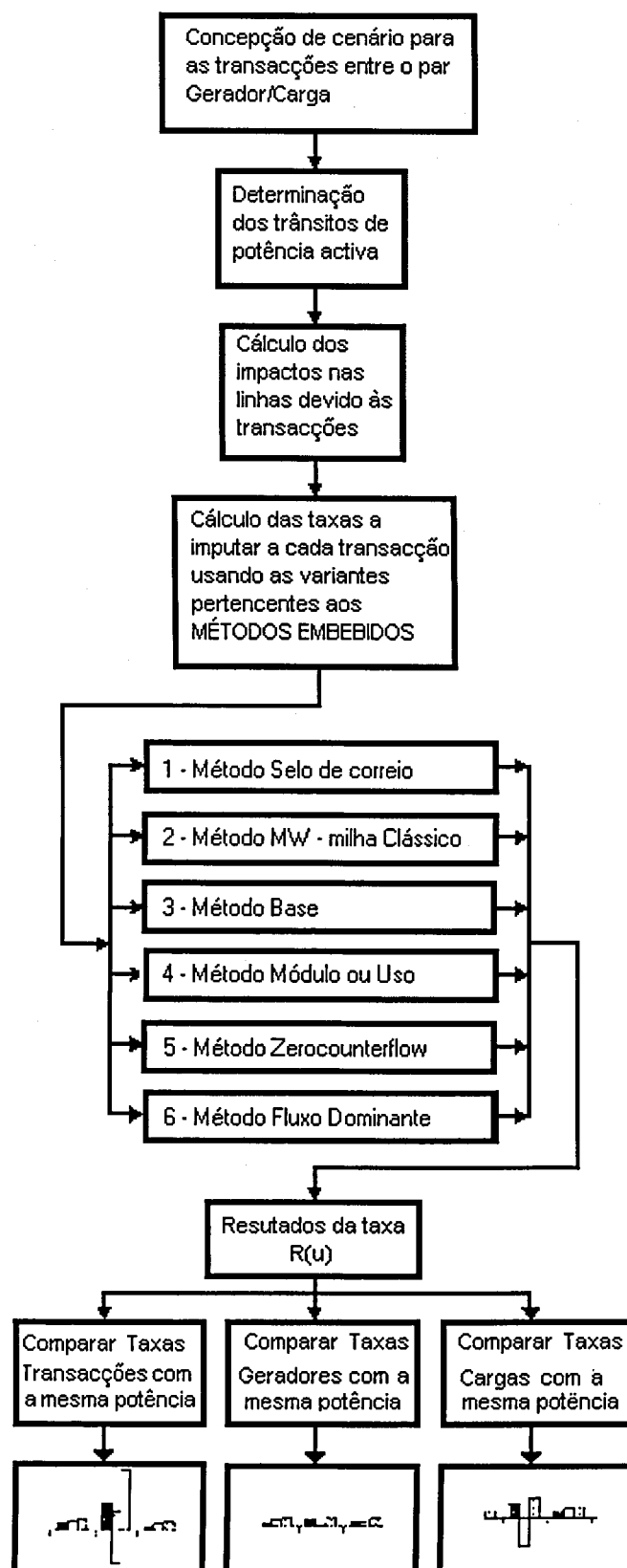


Fig. 5.1 - Arquitectura de Desenvolvimento

5.1.1 - Concepção do Cenário

A primeira fase consiste na concepção de um cenário. Um cenário é um conjunto de contratos bilaterais realizados entre geradores e cargas numa determinada rede eléctrica. Num cenário, toda a potência produzida é contratada, todos os geradores e cargas estão ligados, sendo então verificada a seguinte expressão:

$$\sum_{\text{todos os } i} G_i = \sum_{\text{todos os } j} L_j \quad (5.1)$$

em que:

G_i - Potência activa produzida pelo Gerador i

L_j - Potência activa da carga j

Na tabela 5.1, com base na rede eléctrica representada na figura 5.2, é definido um exemplo de cenário contratual correspondente ao primeiro caso de estudo.

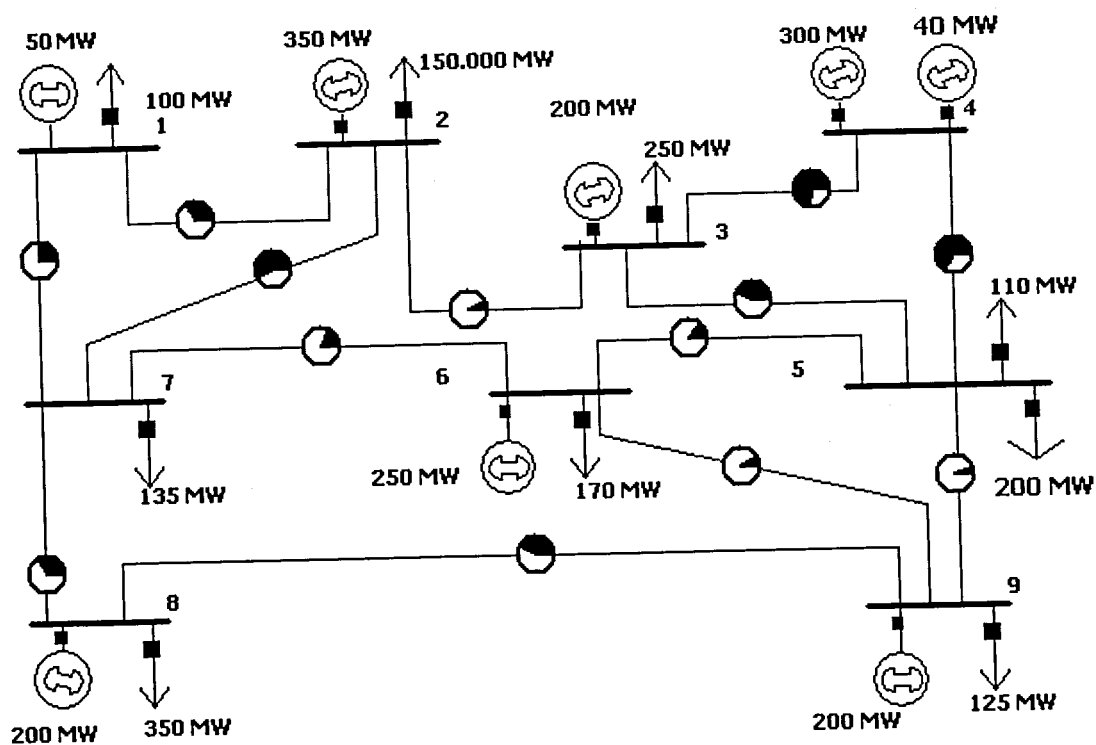


Fig.5 2 – Rede exemplo de nove barramentos

Os geradores e as cargas que se encontram nesta rede eléctrica, são as que fazem parte do cenário apresentado na tabela 5.1, e que realizaram contratos bilaterais que dão origem às transacções.

Tabela 5.1 – Exemplo de um cenário de estudo

		CARGAS (MW)								
GER	(MW)	L1	L2	L3	L5_1	L5_2	L6	L7	L8	L9
		100	150	250	110	200	170	135	350	125
G1	50	0	T2-50	0	0	0	0	0	0	0
G2	350	T1-100	0	0	0	0	T9-30	T12-20	T15-100	T18-100
G3	200	0	T3-100	0	0	0	0	T13-100	0	0
G4_1	300	0	0	0	T5-100	T7-160	T10-40	0	0	0
G4_2	40	0	0	0	T6-10	0	0	T14-15	0	T19-15
G6	250	0	0	T4-250	0	0	0	0	0	0
G8	200	0	0	0	0	T8-40	T11-100	0	T16-50	T20-10
G9	200	0	0	0	0	0	0	0	T17-200	0

Nesta tabela as cargas são identificadas com a letra L, seguida de um ou dois números. O primeiro número corresponde ao número do barramento a que a carga está ligada, o segundo, apenas aparece nos casos em que existe mais do que uma carga no mesmo barramento, permitindo distingui-las. A identificação dos geradores segue o mesmo princípio que a das cargas, usando-se a letra L em vez da letra G.

Na tabela correspondente ao cenário, cada transacção é identificada pela letra T seguida de um número. Esta identificação da transacção relaciona cada par (gerador-carga) e a potência transaccionada entre eles.

Considerando como exemplo a transacção T1-100 da tabela 5.1, significa que existe um contrato de 100 MW entre o gerador que se encontra ligada ao barramento 2 (G2) e a carga que se encontra ligada ao barramento 1 (L1).

5.1.2 - Determinação dos Trânsitos de Potência Iniciais

Os trânsitos de potências iniciais são considerados como sendo os trânsitos de potência activa nas linhas. Estes trânsitos de potência são obtidos com todos os elementos da rede presentes (geradores, cargas, linha, etc.). Este estado de funcionamento permanente é denominado neste trabalho como, estado inicial do

sistema. Para se obter os trânsitos de potência é utilizado, como já foi referido, o simulador de redes eléctricas *PowerWorld Simulator*.

5.1.3 - Cálculo dos Impactos nas Linhas de Transmissão Devidos às Transacções

O impacto nas linhas, provocado por cada transacção correspondente a um determinado contrato, é calculado recorrendo dos resultados das simulações realizadas com o *PowerWorld Simulator*. Para calcular o impacto em cada linha devido a cada transacção T, é retirada a potência à carga e ao gerador correspondentes à transacção T, sendo realizada uma nova simulação. Por exemplo, no caso da transacção T1, que segundo o cenário da tabela 1, corresponde a uma transacção de 100 MW entre a carga L1 e o gerador G2, são retirados 100 MW a L1 e a G2, passando L1 para zero MW e G2 para 250 MW. Desta forma, a equação (5.1) continua a ser respeitada. Com estas alterações, é realizada uma nova simulação e os novos valores dos trânsitos de potências nas linhas são armazenados. Este processo é repetido para todas as transacções de um determinado cenário.

Recorrendo aos valores dos trânsitos de potências iniciais apresentados no anexo C correspondentes ao estado inicial do sistema e aos trânsitos de potências nas linhas sem a presença dos pares correspondentes a cada transacção, são calculados os impactos de acordo com o fluxograma apresentado na figura 5.3. Este fluxograma foi implementado em *Matlab*, tendo em atenção o formato dos dados disponibilizados pelo simulador de redes eléctricas utilizado.

Este fluxograma começa pela leitura do trânsito de potência inicial em cada uma das linhas da rede de transmissão. Depois, para cada uma das transacções e para cada uma das linhas, é lido o trânsito de potência sem a presença do par gerador-carga referente à transacção em causa. Seguidamente, pela diferença entre o trânsito de potência inicial do sistema em cada linha e o trânsito de potência em cada linha sem a presença do par gerador carga é obtido o impacto que cada transacção provoca em cada linha cujos resultados obtidos se encontram nas tabelas 2, 4 e 6 do anexo C.

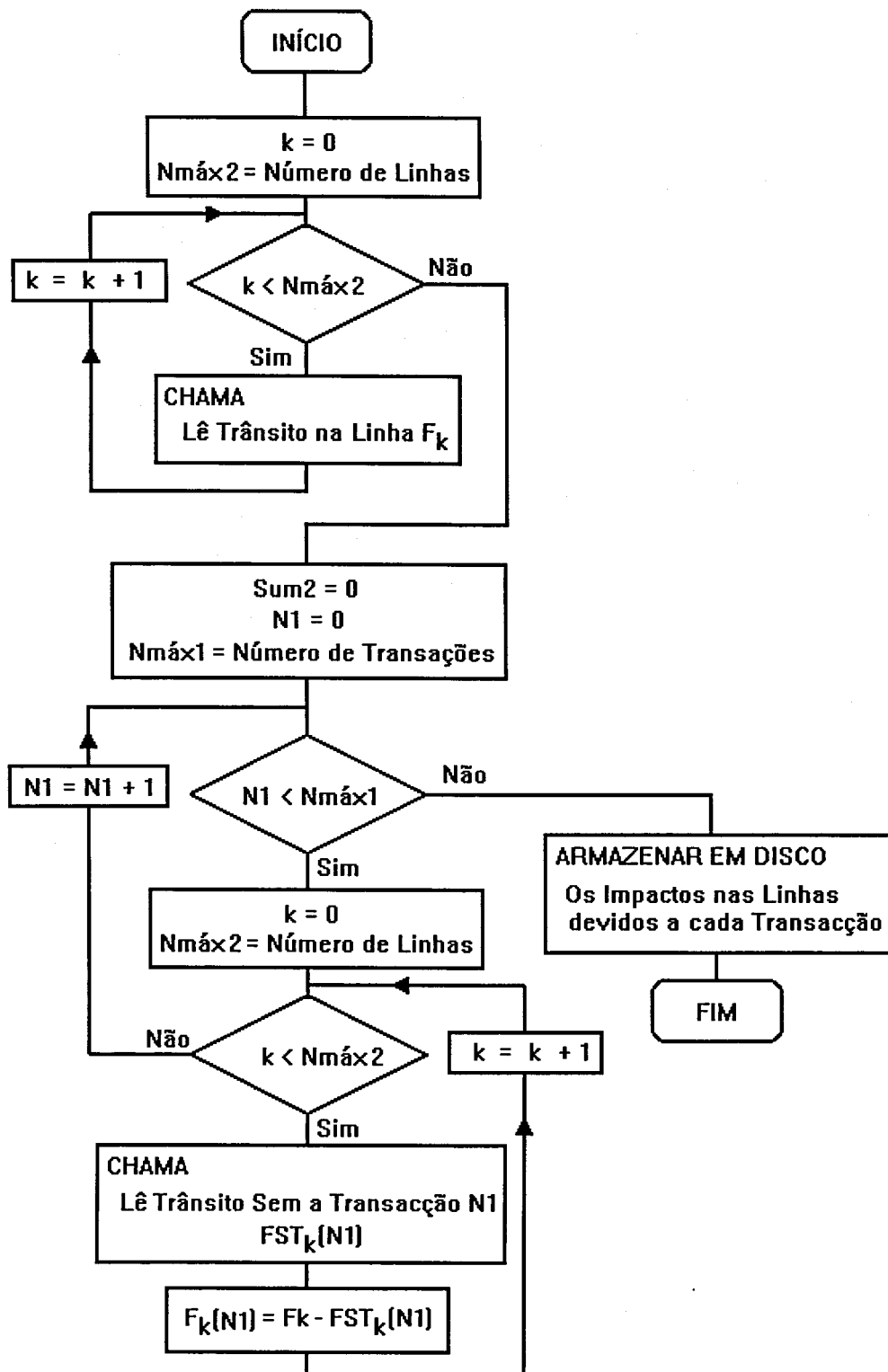


Fig. 5.3 - Cálculo do impacto nas linhas devido a cada transacção

Depois de calculados todos os impactos, provocados por cada transacção em cada linha, segue-se o cálculo da taxa a imputar a cada transacção pela utilização da rede de transporte, usando diferentes técnicas pertencentes aos métodos embebidos. Esta taxa, representada por $R(u)$, é atribuída á transacção u pela utilização que esta faz da rede de transporte.

5.1.4 - Cálculo das Taxas a Imputar a Cada Transacção Usando Diferentes Técnicas Pertencentes aos Métodos Embebidos

Para o cálculo destas taxas são utilizados como base os Métodos Embebidos, entre eles os métodos MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero Counterflow e Fluxo Dominante, como já descritos no capítulo 4.

Nesta secção, são apresentados e explicados, para cada um dos métodos (MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero Counterflow e Fluxo Dominante) de cálculo das taxas a imputar a cada transacção, os fluxogramas idealizados neste trabalho. Estes fluxogramas foram implementados em *Matlab*.

5.1.4.1 - Método Selo de Correio

O método Selo de Correio não considera os trânsitos de potência nas linhas para o cálculo da taxa $R(u)$ a imputar a cada transacção u , baseia-se apenas na Potência Transaccionada (W), na Potência Gerada (PG) e no Custo Total de Transmissão (CT), de acordo com o já exposto na secção 4.1.1.1.1. Neste método a Tarifa (P) é obtida como sendo a razão entre CT e W . O cálculo de $R(u)$ a imputar á transacção u , realiza-se de acordo com o fluxograma da figura 5.4.

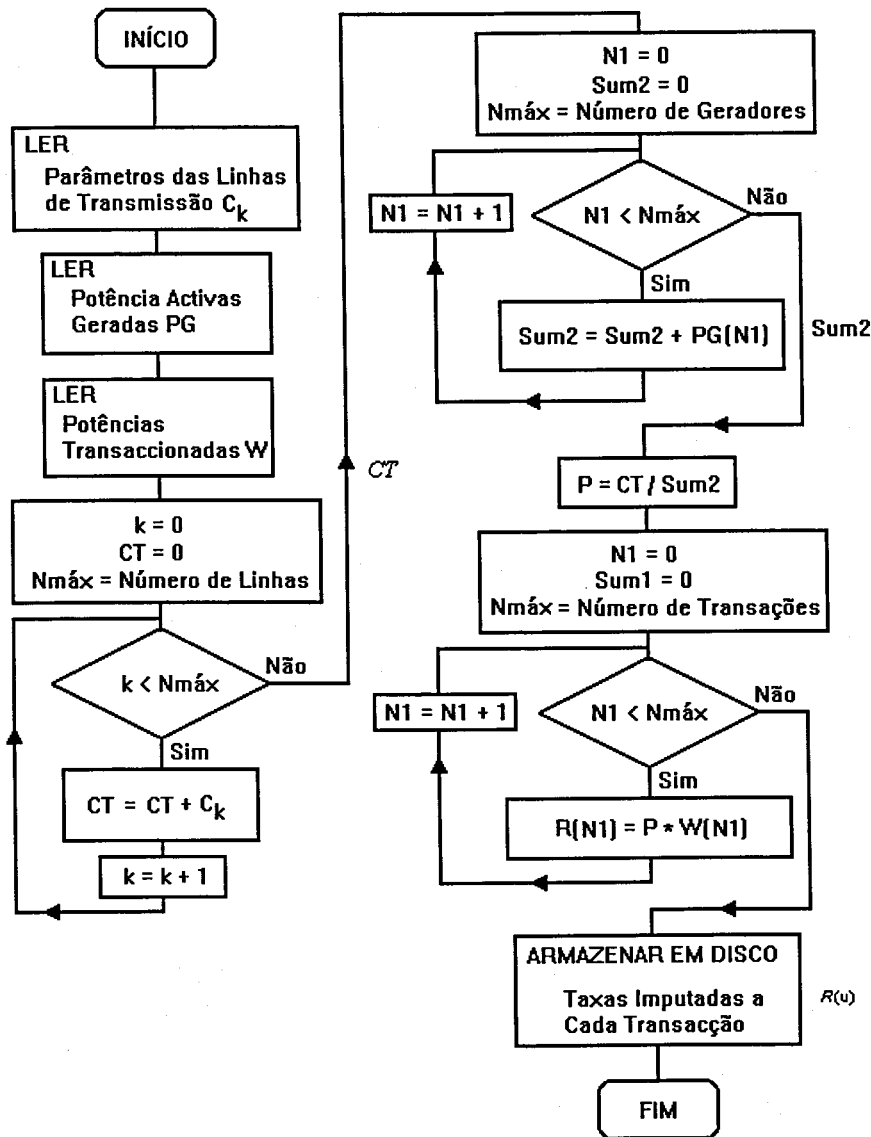


Fig. 5.4 - Método do Selo de Correio

Este fluxograma consiste na seguinte sequência de passos:

- leitura do ficheiro de texto, que contém os dados relativos às linhas de transmissão. Neste caso, é realizada a leitura do custo total de transmissão de cada linha C_k ;
- cálculo do custo total de transmissão $CT = \sum_{\text{todas as linhas } k} C_k$;
- leitura do ficheiro de texto com as características dos geradores. Neste caso, é realizada a leitura da potência activa gerada $PG(g)$ por cada gerador g ;

- cálculo do total de potência transaccionada pelo somatório de todos geradores, $Sum2 = \sum_{\substack{\text{tados os} \\ \text{geradores } g}} PG(g);$
- cálculo da Tarifa P que corresponde à razão entre CT e $Sum2$;
- leitura da potência transaccionada em cada contrato bilateral $W(u)$;
- cálculo da taxa $R(u)$ a imputar à transacção u ;
- armazenamento em disco os valores de CT , P e $R(u)$.

5.1.4.2 - Método MW - milha Clássico

O método MW - milha Clássico apresenta como principal diferença em relação ao método Selo de Correio o facto de considerar para o cálculo de $R(u)$ a rede eléctrica em causa tal como apresentado na secção 4.1.1.2.1.

Este método e os apresentados nas secções 4.1.1.2.2 a 4.1.1.2.6, têm em consideração os trânsitos de potências activas nas linhas de transmissão provocados por cada transacção. Este método, em particular, considera também o comprimento das linhas L_k .

A determinação das taxas a imputar a cada transacção é feita em função do custo de cada linha, do impacto que cada transacção provoca em cada linha e do comprimento das linhas, tal como se encontra apresentado sob a forma de fluxograma na figura 5.5.

- Leitura do ficheiro de texto, que contém as características das linhas de transmissão. Neste caso é realizada a leitura do custo total da linha, C_k , e do comprimento da linha, L_k
- Leitura do trânsito de potência activa para todas as linhas do sistema, nas condições iniciais, F_k
- Leitura do impacto provocado em cada linha pela transacção u , $F_k(u)$
- Cálculo do somatório do impacto $F_k(u)$ pelo comprimento L_k para todas as

linhas k , $Sum1 = \sum_{\substack{\text{tadas as} \\ \text{linhas } k}} F_k \times L_k$

- Cálculo do custo total de transmissão, $CT = \sum_{\text{todas as linhas } k} C_k$
- Cálculo da tarifa P , como sendo a razão entre CT e $Sum1$
- Cálculo da taxa a imputar a cada transacção $R(u)$, em função de P , de $F_k(u)$ e de L_k
- Armazenar os valores de $R(u)$ em disco

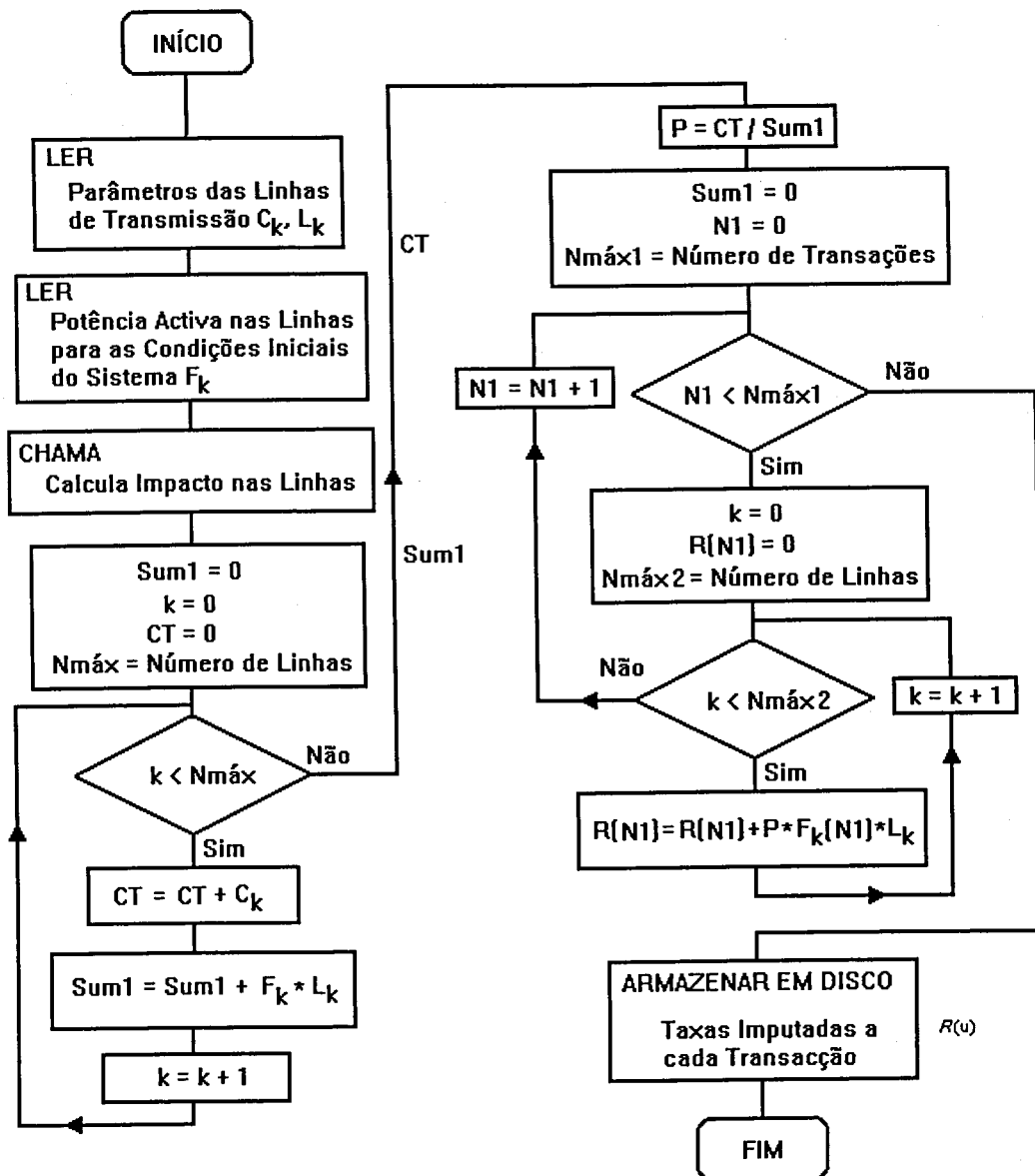


Fig. 5.5 - Método MW - milha Clássico

5.1.4.3 - Métodos Baseados nos Impactos Provocados pelas Transacções nas Linhas

Esta secção aborda quatro métodos de cálculo da taxa a imputar a cada transacção pela utilização da rede eléctrica. Estes métodos são o Método Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e o Fluxo Dominante. Neste trabalho foram idealizados e criados fluxogramas para determinação das taxas a imputar a cada transacção, de acordo com cada um dos quatro métodos referidos. Verifica-se que muitos dos ciclos e sequências de cálculo se repetem nos quatro métodos, existindo apenas diferenças em duas partes dos fluxogramas. Constatadas as semelhanças e diferenças entre os quatro métodos em causa, foi construído um fluxograma comum a todos os métodos, sendo então as partes que diferem de método para método transformadas em funções que são escritas em particular para cada método. Desta forma, tornam-se claras as semelhanças e diferenças entre os diferentes métodos e é evitada uma grande quantidade de fluxogramas extensos. O fluxograma comum aos quatro métodos referidos é apresentado na figura 5.6, este fluxograma é baseado no seguinte algoritmo:

- leitura do ficheiro de texto, que contém as características das linhas de transmissão, comprimento L_k , capacidade de transmissão FM_k e custo total de transmissão de cada linha k , C_k ;
- leitura do trânsito de potência de potência activa para todas as linhas, nas condições iniciais do sistema, F_k ;
- calcular o impacto nas linhas $F_k(u)$ segundo o fluxograma da figura 5.3;
- ciclo de cálculo do denominador do método em causa apresentados nos fluxogramas das figuras 5.7, 5.9, 5.11, 5.13, para os métodos, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante, respectivamente;
- ciclo de cálculo da taxa $R(u)$ a imputar a cada transacção u de acordo com os fluxogramas apresentados nas figuras 5.8, 5.10, 5.12, 5.14, para os métodos, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante, respectivamente;
- armazenar as taxas $R(u)$ em disco.

Tal como se pode ver no fluxograma da figura 5.6, apenas as expressões internas dos ciclos de cálculo referentes ao denominador e à taxa variam de método para método.

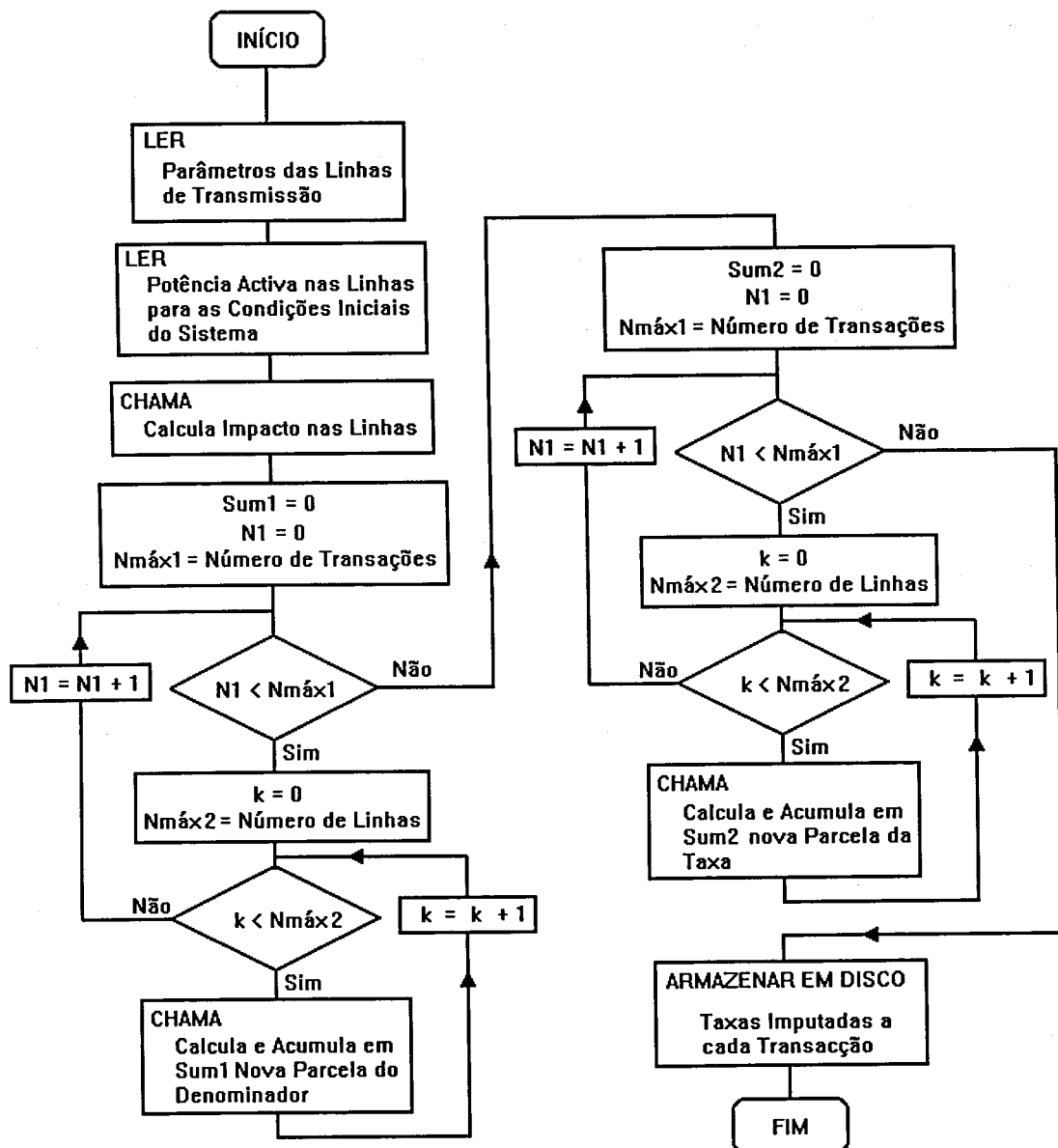


Fig. 5.6 - Estrutura Comum aos Métodos Baseados nos Impactos

5.1.4.3.1 - Método Base

O método Base tal como apresentado na secção 4.1.1.2.3 é considerado neste trabalho como a base de estudo, dos métodos Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante. A implementação do *software* que realiza este cálculo seguiu o fluxograma apresentado na figura 5.6, tal como para os restantes métodos. As funções *Sum1* e *Sum2* são distintas para os vários métodos. Para o caso do método Base são apresentadas nas figuras 5.7 e 5.8 os fluxogramas referentes a *Sum1* e *Sum2*, em que a função *Sum1* no final do ciclo toma o valor do somatório dos impactos de todas as transacções *s* na linha *k*, isto é $Sum1 = \sum_{\substack{\text{todas as} \\ \text{transacções } s}} F_k(s)$. A função *Sum2* no final do ciclo é

a taxa $R(u)$ para a transacção *u*, isto é $Sum2 = \sum_{\substack{\text{todas as} \\ \text{linhas } k}} C_k \times \frac{F_k(u)}{\sum_{\substack{\text{todas as} \\ \text{transacções } s}} F_k(s)}$.

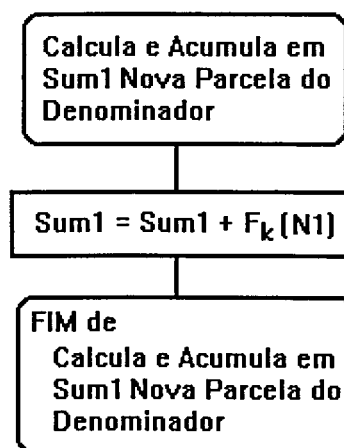


Fig. 5.7 - Método Base: (Cálculo auxiliar do denominador)

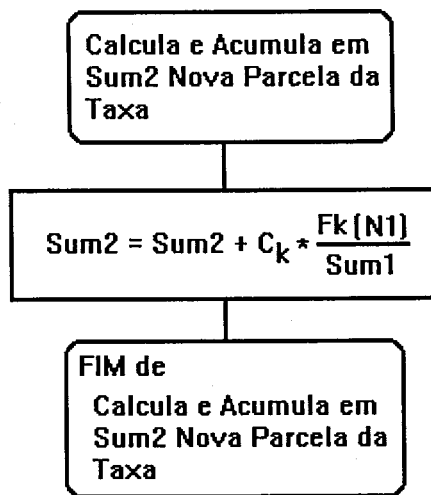


Fig. 5.8 - Método Base (Cálculo auxiliar de parcela da taxa)

5.1.4.3.2 - Método Módulo ou Uso

O algoritmo do método Módulo ou Uso apenas difere do método Base no ciclo de cálculo da taxa a imputar a cada transacção. Este método passa a considerar em numerador os valores absolutos dos impactos nas linhas e em denominador o valor absoluto do somatório dos impactos para cada transacção, tal como apresentado na secção 4.1.1.2.4. O fluxograma correspondente a este método é apresentado na figura 5.6.

As funções para determinar $Sum1$ e $Sum2$, para o caso particular deste método, correspondem aos fluxogramas apresentados nas figuras 5.9 e 5.10, no final do ciclo a função $Sum1$ toma o valor de $\sum_{\text{todas as transacções } s} |F_k(s)|$ que corresponde à soma dos valores

absolutos para todas as transacções s para cada linha k . No final do ciclo $Sum2$ toma o valor de $\sum_{\text{todas as linhas } k} C_k \times \frac{|F_k(u)|}{\sum_{\text{todas as transacções } s} |F_k(s)|}$ que é a taxa $R(u)$ para a transacção u , de acordo com o método Módulo ou Uso.

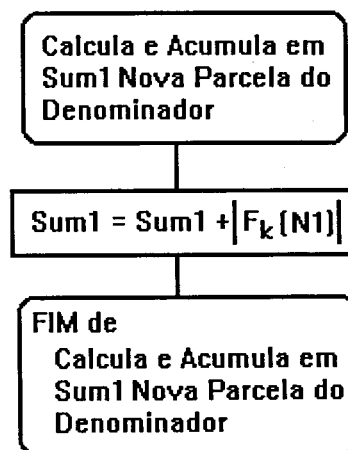


Fig. 5.9 - Método Módulo ou Uso: (Cálculo Auxiliar do Denominador)

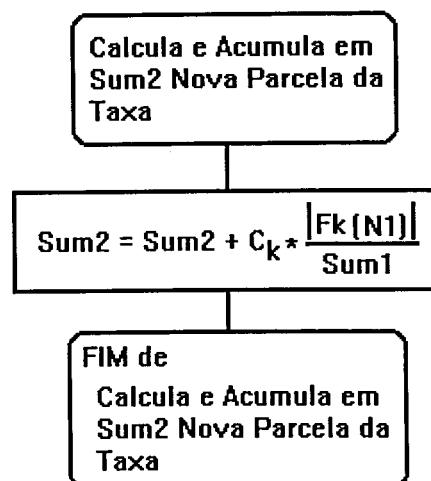


Fig. 5.10 - Módulo ou Uso (Cálculo auxiliar da parcela da taxa)

5.1.4.3.3 - Método Zero Counterflow

O método *Zero Counterflow* apenas considera os trânsitos de potências nas linhas que têm o mesmo sentido que o trânsito de potência inicial na linha, tal como apresentado na secção 4.1.1.2.5. Desta forma, os trânsitos de potências que tenham sentido contrário ao trânsito de potência inicial na linha não são taxados. O fluxograma da figura 5.6 conjuntamente com os dois fluxogramas das figuras 5.11 e 5.12, referentes às particularidades deste método, estiveram na base da sua implementação. A função

Sum1 no final do ciclo toma o valor de $\sum_{\substack{\text{todas as} \\ \text{transacções } s}} F_k(s)$ para $F_k(s) > 0$ que é o somatório

dos impactos positivos provocados por todas as transacções s na linha k . A função

Sum2 toma o valor de $\sum_{\substack{\text{todas as} \\ \text{linhas } k}} C_k \times \frac{F_k(u)}{\sum_{\substack{\text{todas as transacções} \\ s \text{ em que } F_k(s) > 0}} F_k(s)}$ para $F_k(u) > 0$, no final do ciclo, o que

corresponde à taxa $R(u)$ para a transacção u , de acordo com o método Zero Counterflow,

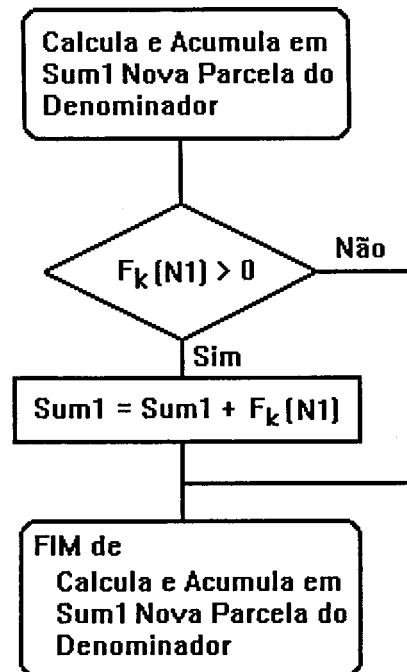


Fig. 5.11 - Método Zero Counterflow:
(Cálculo auxiliar do denominador)

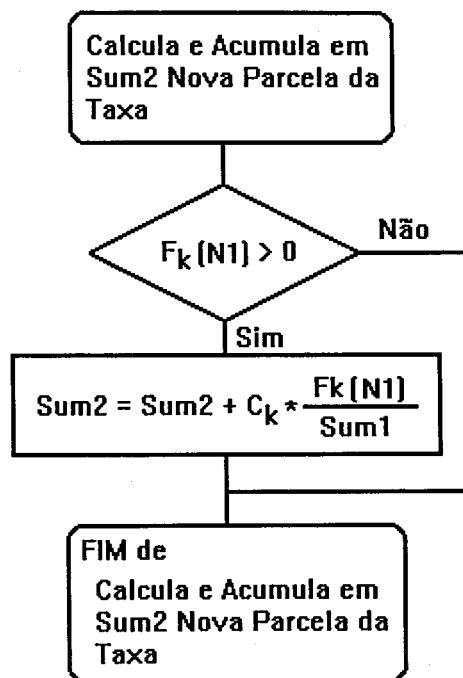


Fig. 5.12 - Método Zero *Counterflow*:
(Cálculo auxiliar da parcela da taxa)

5.1.4.3.4 - Método Fluxo Dominante

O método Fluxo Dominante é composto por dois métodos, o Zero *Counterflow* e o Módulo ou Uso, tal como apresentado na secção 4.1.1.2.6. Neste método, o custo de cada linha é dividido em duas partes, *CA* e *CB*, o *CA* corresponde ao custo da capacidade não utilizada, *CB* corresponde ao custo devido ao trânsito na linha.

A taxa $R(u)$ é constituída pela soma de duas parcelas. A primeira é determinada de acordo com o método Zero *Counterflow* em que o custo da linha é dado por *CA* e a segunda é determinada de acordo com o método Módulo ou Uso sendo neste caso o custo da linha dado por *CB*.

O fluxograma da figura 5.6 conjuntamente com os fluxogramas apresentados nas figuras 5.13 e 5.14 permitem a implementação deste método.

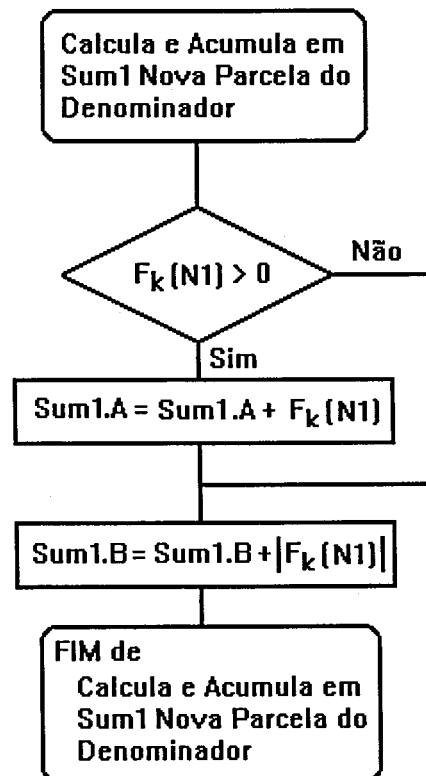


Fig. 5.13 - Método Fluxo Dominante:
(Cálculo auxiliar do denominador)

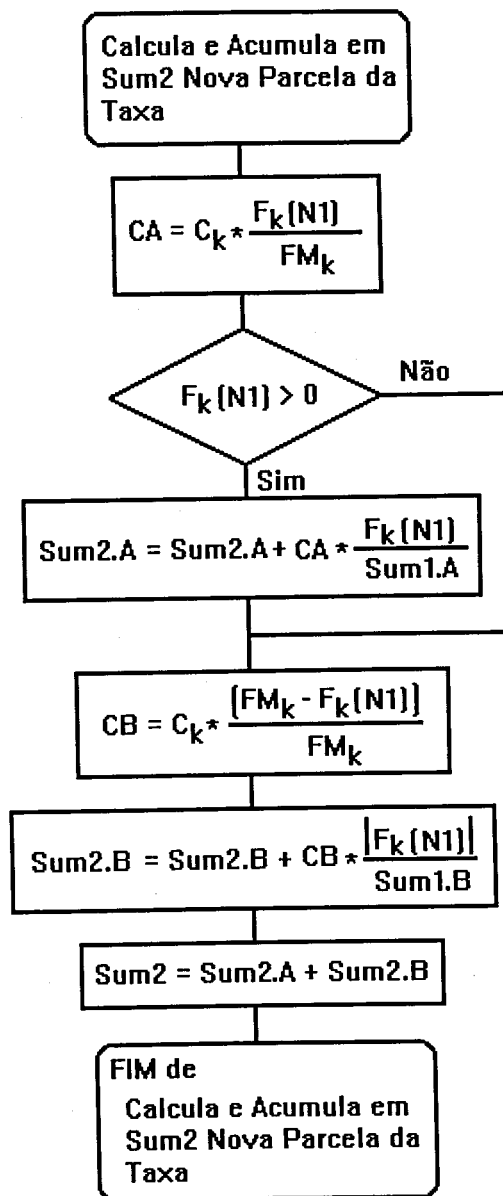


Fig. 5.14 - Método Fluxo Dominante: (Cálculo auxiliar da parcela da taxa)

5.1.5 - Representação Gráfica e Análise de Resultados

Para cada cenário contratual e rede eléctrica, foram realizados em *Matlab*, os cálculos referentes as taxas $R(u)$ a imputar a cada transacção u , para os métodos Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero Counterflow e Fluxo Dominante de acordo com os fluxogramas que lhes correspondem apresentados nas secções 5.1.4.1 a 5.1.4.3.

Os resultados obtidos permitiram a realização de diversos estudos tais como:

- comparação das taxas imputadas a cada utilizador da rede, para cada rede e para cada cenário, para identificar as vantagens e desvantagens económicas sob ponto de vista dos agentes, para os métodos de alocação de custos estudados;
- verificação da ocorrência de alterações no valor a pagar pela utilização da rede, no caso de serem interligadas duas redes, mantendo os cenários contratuais;
- verificar os efeitos nas taxas a imputar às transacções devido à realização de contratos entre utilizadores de diferentes redes após a interligação;
- realização da análise gráfica e exemplificação de alguns casos mais relevantes.

5.2 - Ferramentas Utilizadas no Desenvolvimento

A ferramenta mais utilizada neste trabalho foi o *Matlab 6.0* com o qual se implementou os fluxogramas apresentados na secção 5.1.4, relativos aos métodos Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante. Foi também utilizado um simulador de redes eléctricas *PowerWorld Simulator* para a determinação dos trânsitos de potências activas nas linhas. Foi utilizada ainda uma folha de cálculo em *Excel* para organizar e apresentar dados em forma numérica e gráfica.

5.2.1 - *Matlab*

O *Matlab* (*Matlab – 2000*, *Matlab – 2001*), permite fazer simulações baseadas no conhecimento de modelos matemáticos, permitindo escrever programas para manipular e realizar operações com matrizes, com muita facilidade. Esta ferramenta permite resolver problemas com grande complexidade matemática, mas apresenta baixa eficiência temporal.

Neste trabalho foram escritos em *Matlab* os programas, referentes aos fluxogramas dos métodos estudados, às rotinas de leitura dos dados provenientes do simulador de redes *PowerWorld* e para proporcionar a saída dos resultados das simulações de forma explícita.

O *Matlab* proporciona uma interface gráfica com o utilizador que permite realizar todas as tarefas de forma intuitiva, tais como programar (*M-file*, *Figure*, *Model*, *GUI*), aceder a exemplos, consultar o sistema de ajuda (*Help*), armazenar dados e criar espaços de trabalho (*Workspace*), algumas das janelas relativas a estas tarefas são as apresentadas na figura 5.15.

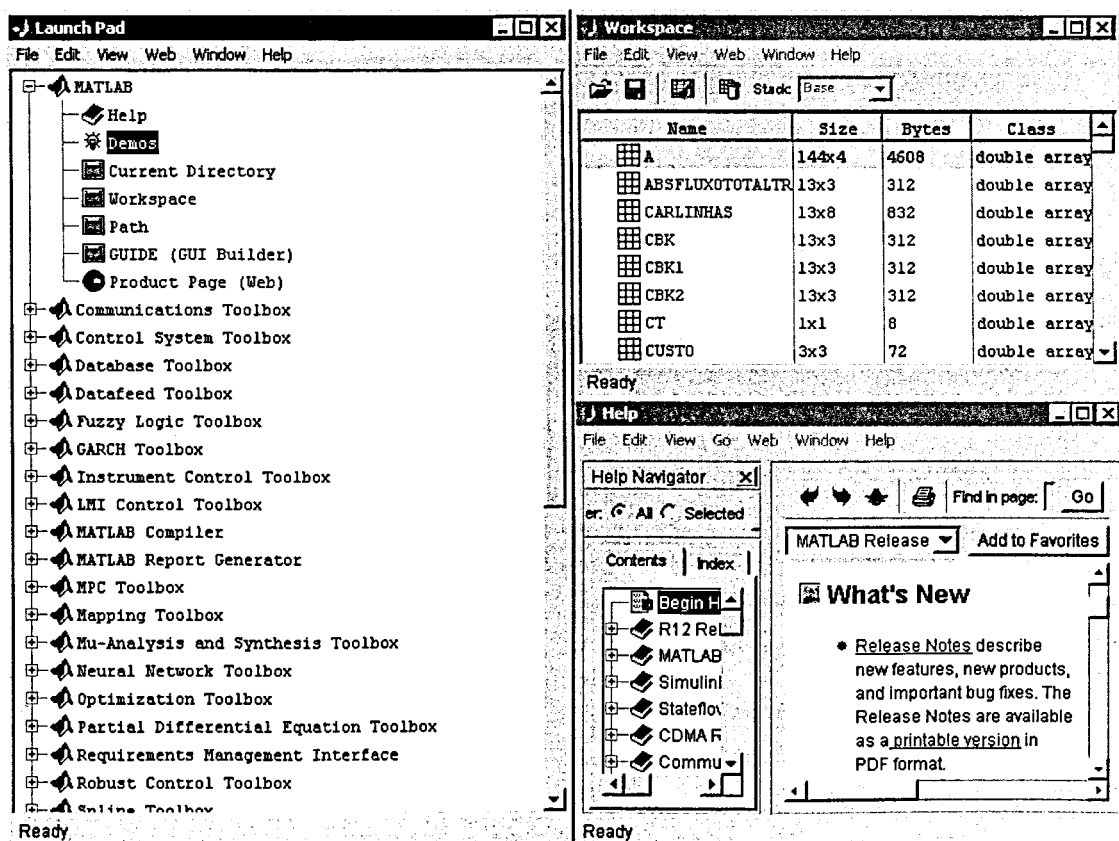


Fig. 5.15 - Interface gráfica do *Matlab*

Por exemplo, para o caso do método do Selo de Correio para o caso 1, o programa escrito e os resultados da simulação são apresentados pelo *Matlab* da forma visualizada na figura 5.16.

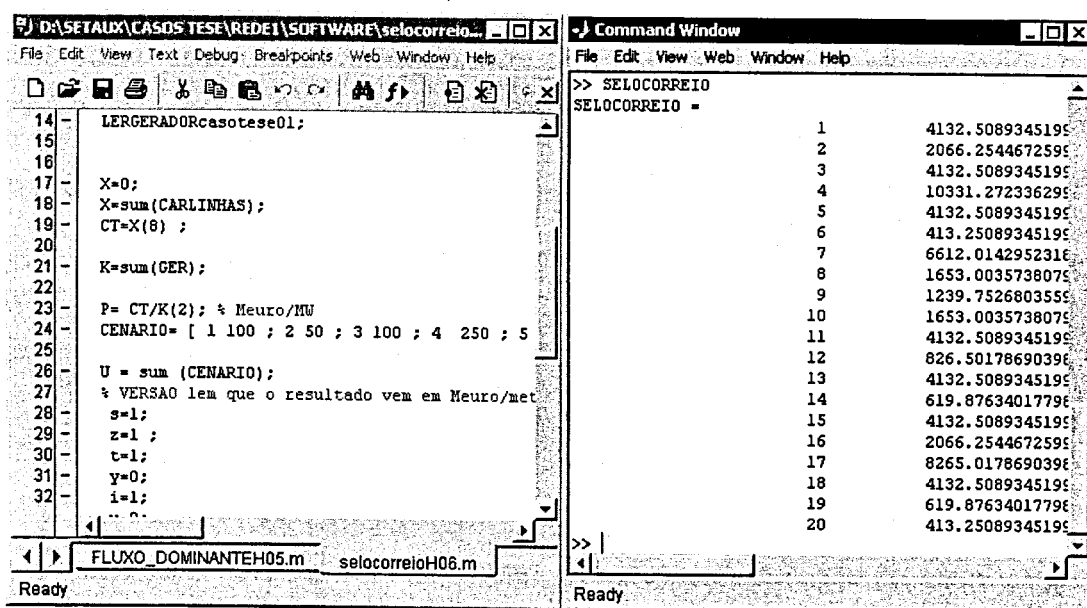


Fig. 5.16 - Interface gráfica do *Matlab* relativa às janelas de escrita do programa e apresentação de resultados numéricos

Após realizadas todas as simulações, para todos os métodos e para cada caso estudado, os resultados obtidos foram tratados em folhas de cálculo *Excel* permitindo a sua apresentação em tabelas e gráficos que são apresentados no capítulo 6 desta dissertação.

5.2.2 - Simulador de Redes Eléctricas

O simulador de redes *PowerWorld Simulator* (PowerWorld – 2001) foi utilizado para permitir, realizar de uma forma simples, o estudo do trânsito de potências para as diferentes redes eléctricas, que foram utilizadas como exemplo nos quatro casos estudados no âmbito deste trabalho.

O *PowerWorld Simulator* apresenta uma interface gráfica com o utilizador muito intuitiva. Este simulador está munido de um sistema de ajuda que permite esclarecer qualquer dúvida que surja durante a sua utilização. O sistema de ajuda explica pormenores referentes à edição de redes eléctricas, à sua parametrização, à definição dos parâmetros de simulação ou ainda à obtenção dos resultados das simulações. Este simulador considera que a rede eléctrica funciona a frequência constante, o que não

está longe da realidade pois as variações máximas de frequência em estado normal de funcionamento da rede eléctrica são de 0.05Hz.

5.2.2.1 - Interface de Edição e Simulação de Redes

A interface gráfica, de edição ou simulação de redes eléctricas, do *software* de simulação é apresentada na figura 5.17.

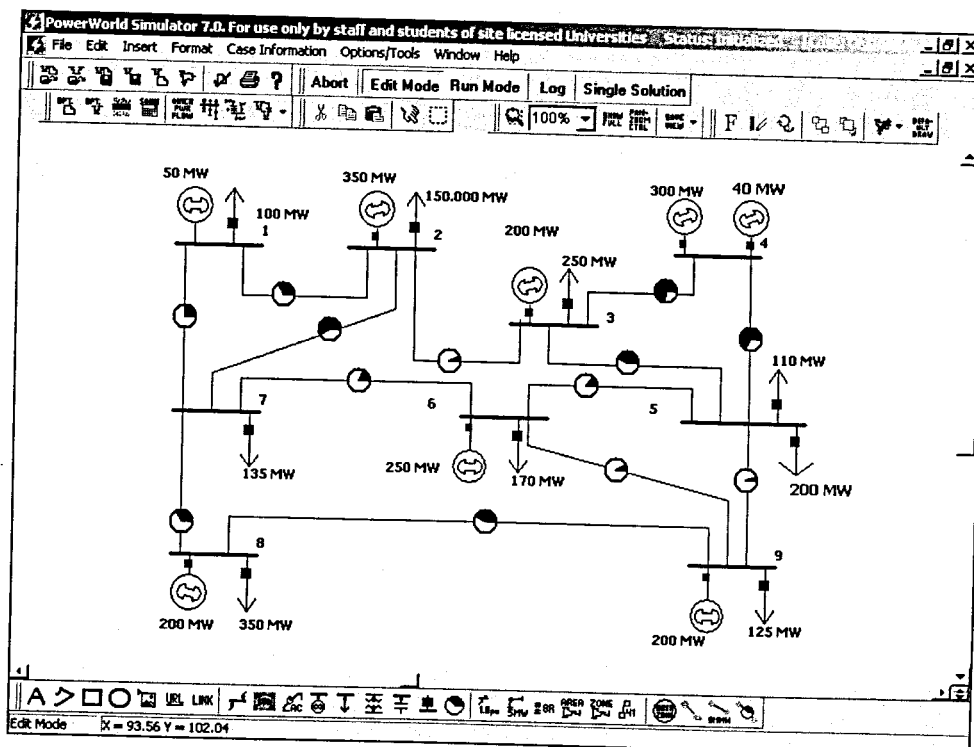


Fig. 5.17 - Interface do simulador *PowerWorld*

No modo de edição (*Edit Mode*), o utilizador define as ligações das linhas eléctricas e parametriza-as, definindo a resistência, a reactância, a capacitância e a capacidade de transporte de cada linha. Permite estabelecer a ligação das cargas e dos geradores nos barramentos. Os geradores podem ser parametrizados, definindo os valores nominais e limites máximos de potência activa e reactiva. Para as cargas são definidos os seus valores nominais de potência.

5.2.2.2 - Parametrização da Simulação

A parametrização da simulação é uma das opções incluídas no modo de opções (*Simulator Options*) do *PowerWorld*, que permite escolher o número máximo de

iterações a realizar, a tolerância de convergência e a unidade de base, etc. A janela de opções do simulador apresentada na figura 5.18, mostra que para as simulações a realizar é escolhido um número máximo de 25 iterações, a potência de base é de 100 MVA, a tolerância de convergência é de 0,1 MVA. O método de cálculo utilizado para obter a solução é o método de *Newton Raphson* apresentado no anexo B.

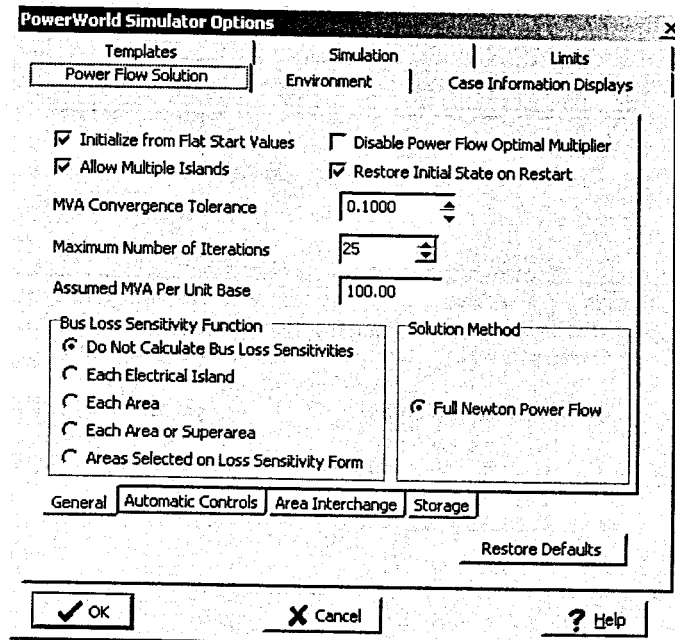


Fig. 5.18 - Interface de parametrização da simulação do PWR

5.2.2.3 - Interface de Apresentação de Resultados

Após terem sido especificados todos os elementos necessários para a realização da simulação, activa-se o modo de simulação (*Run Mode*) que, após finalizado, disponibiliza: os trânsitos de potências em todas as linhas, a tensão e as potências injectadas em todos os barramentos da rede. Todos estes valores são guardados em ficheiros de texto para permitirem um processamento posterior. A título de exemplo, a figura 5.19 apresenta um conjunto de valores referentes aos trânsitos de potências nas linhas obtidos pelo simulador.

PowerWorld Simulator 7.0. For use only by staff and students of site licensed Universities. Status: Running

File Simulation Case Information Options/Tools Window Help

Abort Edit Mode Run Mode Log Single Solution

100% SHOW FULL PLOT SAVE VIEW

	From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	X/rmr	From MW	From Mvar	From MVA
1	1	1	7	7	1	Closed	No	48.481831	8.169801	49.165370
2	1	1	2	2	1	Closed	No	-98.481355	9.794483	98.967213
3	2	2	7	7	1	Closed	No	115.523476	21.882742	117.577753
4	2	2	3	3	1	Closed	No	-14.005237	0.294372	14.008331
5	3	3	5	5	1	Closed	No	83.512667	23.388445	86.725919
6	3	3	4	4	1	Closed	No	-147.517914	10.940771	147.923073
7	4	4	5	5	1	Closed	No	192.482136	58.648510	201.218837
8	5	5	9	9	1	Closed	No	-6.531557	-8.820009	10.975144
9	5	5	6	6	1	Closed	No	-27.473726	-12.685215	30.260871
10	6	6	9	9	1	Closed	No	15.697927	0.369838	15.702283
11	6	6	7	7	1	Closed	No	36.828363	5.652867	37.259673
12	7	7	8	8	1	Closed	No	65.833638	-9.243495	66.479397
13	8	8	9	9	1	Closed	No	-84.166364	7.134920	84.468242

Run Mode Paused/Stopped Viewing Current Case Start: 06:00:00 AM seg End: 11:59:59 PM seg Now: 08:07:11 AM seg

Fig. 5.19 - Lista de valores resultantes de uma simulação em *PowerWorld*

Capítulo 6 - Estudo de Casos e Análise de Resultados

Neste capítulo são apresentados vários casos de estudo criados no âmbito deste trabalho. Estes casos são estudados com recurso à arquitectura e às ferramentas de desenvolvimento apresentadas no capítulo 5. São considerados quatro casos de estudo, para cada um deles é apresentada uma rede eléctrica e um cenário contratual correspondente a um conjunto de contratos bilaterais de comercialização de energia eléctrica entre os diferentes consumidores e produtores pertencentes a cada rede. No primeiro caso é considerada uma rede exemplo com nove barramentos identificada por rede 1 e um cenário contratual identificado por cenário 1. No segundo caso é apresentada uma rede eléctrica, de 11 barramentos, identificada por rede 2 e um cenário contratual denominado cenário 2. No terceiro caso a rede identificada por rede interligada consiste na interligação das redes dos casos 1 e 2, o cenário contratual consiste na reunião dos cenários 1 e 2, o que implica, a não existência de contratos entre consumidores e produtores que pertencessem a redes diferentes antes da interligação e que se mantenham os mesmos contratos entre os consumidores e produtores que pertenciam à mesma rede. No quarto e último caso o estudo é realizado para a rede interligada de 20 barramentos, mas com um cenário contratual que envolve comercialização entre consumidores originários da rede 1 com produtores da rede 2 e vice-versa.

Para cada um dos casos estudados é realizado um estudo económico para determinação das taxas a imputar pelo uso da rede necessário à realização das transacções previstas em cada um dos cenários contratuais. O cálculo das taxas foi realizado segundo os métodos, Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante de acordo com a arquitectura de desenvolvimento apresentada no capítulo 5.

Após o cálculo das taxas obteve-se um conjunto de resultados para os quais são procuradas as vantagens e desvantagens económicas, do ponto de vista das transacções,

geradores, cargas e da rede eléctrica, para os diferentes métodos de cálculo em estudo nesta dissertação. É analisada também a influência da interligação de redes no valor dessas taxas.

6.1 – Caso 1: Transações na Rede de Nove Barramentos

Neste caso, é apresentado um estudo para uma rede de 9 barramentos (rede 1) caracterizada na secção 6.1.1. O cenário contratual idealizado para este caso é o apresentado na secção 6.1.2. Os resultados obtidos nas simulações para as taxas a imputar a cada transacção, são apresentados na secção 6.1.3. Por fim são comparados alguns desses resultados para transacções, cargas ou geradores, com igual ou idêntica potência activa transaccionada, estas comparações são apresentadas na secção 6.1.4.

6.1.1 - Caracterização da Rede Eléctrica

A rede eléctrica utilizada para análise dos exemplos do caso 1, é uma rede de 9 barramentos adaptada de uma rede da publicação do IASTED (Manuel João – 2002), representada na figura 6.1. Como se pode observar nesta figura a rede integra 13 linhas, cujas características são apresentadas na tabela 6.1.

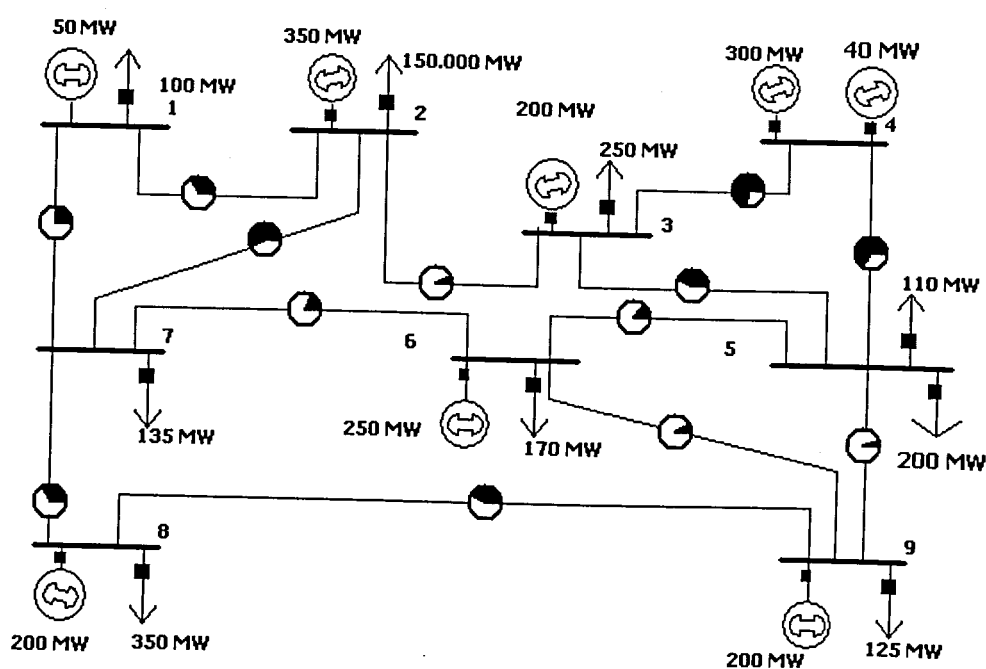


Fig. 6.1 - Rede exemplo de 9 barramentos (rede 1)

As linhas são identificadas pela letra K , seguida de dois números que correspondem aos barramentos extremos dessa linha. Por exemplo, a linha denominada por K_{1-2} corresponde a uma linha que se encontra entre o barramento 1 e o barramento 2 da rede eléctrica. Esta rede tem 9 cargas e 8 geradores, cujas características estão apresentadas na tabela 6.2 e 6.3, respectivamente.

Tabela 6.1 - Características das linhas da rede 1

Linha		R (p.u.)	X (p.u.)	C (p.u.)	L (Km)	Cap.(MW)	C _k (kEuro)
1	2	0,070	0,200	0,020	578	300	7340
1	7	0,050	0,200	0,020	289	200	3670
2	3	0,080	0,300	0,030	463	200	5880
2	7	0,050	0,250	0,030	289	200	3670
3	4	0,050	0,100	0,010	289	200	3670
3	5	0,060	0,300	0,020	578	200	7340
4	5	0,030	0,200	0,025	405	300	5900
5	6	0,120	0,260	0,025	694	200	7813
5	9	0,020	0,100	0,010	116	200	1473
6	7	0,200	0,400	0,040	1156	200	6468
6	9	0,100	0,300	0,030	578	200	7340
7	8	0,020	0,100	0,010	116	200	1473
8	9	0,050	0,200	0,020	289	200	3670

Na tabela 6.1 a letra R representa a resistência eléctrica da linha, X representa a indutância, C a capacidade eléctrica, L representa o comprimento, $Cap.$ representa a capacidade de transporte da linha e C_k representa o custo de transmissão total da linha k , o custo C_k é relativo a um período de um ano.

Tabela 6.2 – Características das cargas da rede 1

Carga	P (MW)
L1	100
L2	150
L3	250
L5_1	110
L5_2	200
L6	170
L7	135
L8	350
L9	125

Tabela 6.3 – Características dos Geradores da rede 1

Gerador	Ger (MW)	Max (MW)
G1	50	300
G2	350	1000
G3	200	1000
G4_2	40	1000
G4_1	300	1000
G6	250	1000
G8	200	1000
G9	200	1000

Na tabela 6.2 as cargas são identificadas pela letra L seguida de um ou dois números, o primeiro corresponde ao número do barramento a que a carga está ligada o segundo quando existe distingue cargas ligadas no mesmo barramento. A potência activa de cada carga é apresentada na coluna identificada com a letra *P*.

Na tabela 6.3 a nomenclatura dos geradores segue o mesmo princípio que a das cargas, sendo a letra L substituída por G. A potência activa produzida nas condições iniciais é a apresentada na coluna identificada com as letras *Ger* e a capacidade de produção de cada gerador é apresentada na coluna *Max*.

Para a rede, foi idealizado um cenário de possíveis contratos bilaterais sendo cada contrato designado por transacção *T*. Esse cenário foi obtido considerando que o somatório da produção dos geradores é igual ao somatório das cargas, uma vez que são desprezadas as perdas.

6.1.2 – Caracterização do Cenário 1

O cenário 1, apresentado na tabela 6.4, corresponde a um total de 20 transacções. Estas transacções são constituídas por potências transaccionadas de variados valores, valores esses que vão desde 10 MW a 250 MW. Por exemplo a transacção representada por *T4-250* corresponde a um contrato bilateral de 250 MW entre a carga *L3* e o gerador *G6*.

Tabela 6.4 - Transacções (MW) para o cenário 1

		CARGAS (MW)								
		L1	L2	L3	L5_1	L5_2	L6	L7	L8	L9
Ger	(MW)	100	150	250	110	200	170	135	350	125
G1	50	0	T2-50	0	0	0	0	0	0	0
G2	350	T1-100	0	0	0	0	T9-30	T12-20	T15-100	T18-100
G3	200	0	T3-100	0	0	0	0	T13-100	0	0
G4_1	300	0	0	0	T5-100	T7-160	T10- 40	0	0	0
G4_2	40	0	0	0	T6-10	0	0	T14-15	0	T19-15
G6	250	0	0	T4-250	0	0	0	0	0	0
G8	200	0	0	0	0	T8-40	T11- 100	0	T16-50	T20-10
G9	200	0	0	0	0	0	0	0	T17-200	0

Após terem sido realizadas, as simulações dos trânsitos de potência e os cálculos das taxas a imputar a cada transacção para os diferentes métodos, foram obtidos os resultados apresentados na secção 6.1.3.

6.1.3 – Resultados e Análise de Resultados

Os resultados apresentados na tabela 6.5 são as taxas imputadas às 20 transacções do cenário 1. Para cada transacção são apresentadas as taxas, em valor nominal e percentual em relação ao custo total de transmissão, com base nos métodos Selo de Correio (SC), MW-milha Clássico (MWC), Base (B), Módulo ou Uso (MU), Zero *Counterflow* (ZCF) e Fluxo Dominante (FD).

Para o caso em estudo, o custo total de transmissão para a rede 1 (CT1) é de 65707 kEuro, que é calculado recorrendo do custo C_K atribuído a cada linha (Valores apresentados na tabela 6.1), segundo a seguinte expressão:

$$CT = \sum_{\text{todas as linhas } k} C_k \quad (6.1)$$

$$CT_1 = C_{K1-2} + C_{K1-7} + C_{K2-3} + C_{K2-7} + C_{K3-4} + C_{K3-5} + C_{K4-5} + C_{K5-6} + C_{K5-9} + C_{K6-7} + C_{K6-9} + C_{K7-8} + C_{K8-9}$$

$$CT_1 = 7340 + 3670 + 5880 + 3670 + 3670 + 7340 + 5900 + 7813 + 1473 + 6468 + 7340 + 1473 + 3670 = 65707 \text{ kEuro.}$$

Tabela 6.5 - Taxas imputadas às transacções do cenário 1

T	SC	%	MWC	%	B	%	UM	%	ZCF	%	FD	%
1	4133	6.3	6405	9.7	-4966	-7.6	3233	4.9	3566	5.4	3474	5.3
2	2066	3.1	-3186	-4.8	2597	4.0	1623	2.5	758	1.2	1256	1.9
3	4133	6.3	5926	9.0	51620	78.6	3846	5.9	4039	6.1	3664	5.6
4	10331	15.7	10329	15.7	-352	-0.5	15519	23.6	15185	23.1	13934	21.2
5	4133	6.3	10535	16.0	18618	28.3	3083	4.7	4235	6.4	3602	5.5
6	413	0.6	1061	1.6	1927	2.9	313	0.5	430	0.7	365	0.6
7	6612	10.1	16778	25.5	29270	44.5	4895	7.5	6723	10.2	5723	8.7
8	1653	2.5	-2963	-4.5	-6684	-10.2	1950	3.0	1285	2.0	1721	2.6
9	1240	1.9	-3087	-4.7	-16478	-25.1	1867	2.8	1076	1.6	1813	2.8
10	1653	2.5	-388	-0.6	-3053	-4.6	2416	3.7	1804	2.7	2502	3.8
11	4133	6.3	-18958	-28.9	-43603	-66.4	4609	7.0	589	0.9	3844	5.9
12	827	1.3	1561	2.4	-1954	-3.0	668	1.0	824	1.3	746	1.1
13	4133	6.3	13723	20.9	41679	63.4	5229	8.0	6546	10.0	5567	8.5
14	620	0.9	2573	3.9	5652	8.6	838	1.3	1076	1.6	939	1.4
15	4133	6.3	8668	13.2	-11341	-17.3	3971	6.0	4997	7.6	4440	6.8
16	2066	3.1	-9	0.0	5	0.0	3	0.0	1	0.0	2	0.0
17	8265	12.6	14433	22.0	24278	36.9	5163	7.9	5975	9.1	5514	8.4
18	4133	6.3	1412	2.1	-23819	-36.3	5385	8.2	5449	8.3	5479	8.3
19	620	0.9	1616	2.5	3541	5.4	836	1.3	1009	1.5	908	1.4
20	413	0.6	-724	-1.1	-1230	-1.9	259	0.4	140	0.2	213	0.3
CT	65707	100.0	65707	100.0	65707	100.0	65707	100.0	65707	100.0	65707	100.0

Na tabela 6.5, os valores positivos correspondem ao pagamento de taxas por parte das transacções ao concessionário da rede eléctrica, os valores negativos significam que a transacção tem de receber da rede concessionária um crédito correspondente a esse valor. Estes conceitos vão ser válidos para todos os resultados apresentados ao longo deste estudo.

Pela análise da tabela 6.5 verifica-se que para todos os métodos o total das taxas imputadas é igual ao custo total de transmissão. Significando que o valor estipulado para o custo total de transmissão é recuperado para todos os métodos de cálculo de taxas analisados no âmbito deste estudo.

6.1.3.1 - Comparação de Taxas Imputadas às Transacções

Nesta secção são realizadas algumas comparações dos valores a ser pagos pela utilização da rede de transmissão, comparações essas que são realizadas sob o ponto de vista das transacções.

São comparadas as taxas a imputar às transacções que têm o mesmo valor de potência transaccionada. Neste caso são analisadas 2 situações, a primeira correspondente a transacções de 100 MW apresentada na secção 6.1.3.1.1 e a segunda para transacções de 50 MW apresentada na secção 6.1.3.1.2.

6.1.3.1.1 - Transacções de 100 MW

As transacções de 100 MW, apresentadas no cenário 1, são as transacções T1, T3, T5, T11, T13, T15, T18, tal como se pode verificar na tabela 6.4.

Para simplificação da análise dos resultados que se pretende comparar são construídas diferentes tabelas para cada comparação, recorrendo dos valores apresentados na tabela 6.5.

Na tabela 6.6 estão apresentados os valores respeitantes às taxas a imputar às transacções T1, T3, T5, T11, T13, T15 e T18.

Tabela 6.6 - Taxa a imputar a transacções de 100 MW, referentes ao cenário 1

	T1	T3	T5	T11	T13	T15	T18
Selocorreio	4133	4133	4133	4133	4133	4133	4133
MW-milha clássico	6405	5926	10535	-18958	13723	8668	1412
Base	-4966	51620	18618	-43603	41679	-11341	-23819
Módulo ou uso	3233	3846	3083	4609	5229	3971	5385
Zerocounterflow	3566	4039	4235	589	6546	4997	5449
Fluxodominante	3474	3664	3602	3844	5567	4440	5479

A análise dos resultados apresentados na tabela 6.6 permite constatar que no método Selo de Correio a taxa a imputar a cada uma das transacções, toma o mesmo valor para todas, o que seria de esperar dado que este método depende unicamente do custo total e do valor da potência a ser transaccionada, tal como demonstrado na secção 4.2.1.1.1.

Utilizando os resultados apresentados na tabela 6.6, foi obtido o gráfico representado na figura 6.2 onde se pode verificar que o custo a imputar a cada transacção é muito variável, dependendo do método utilizado.

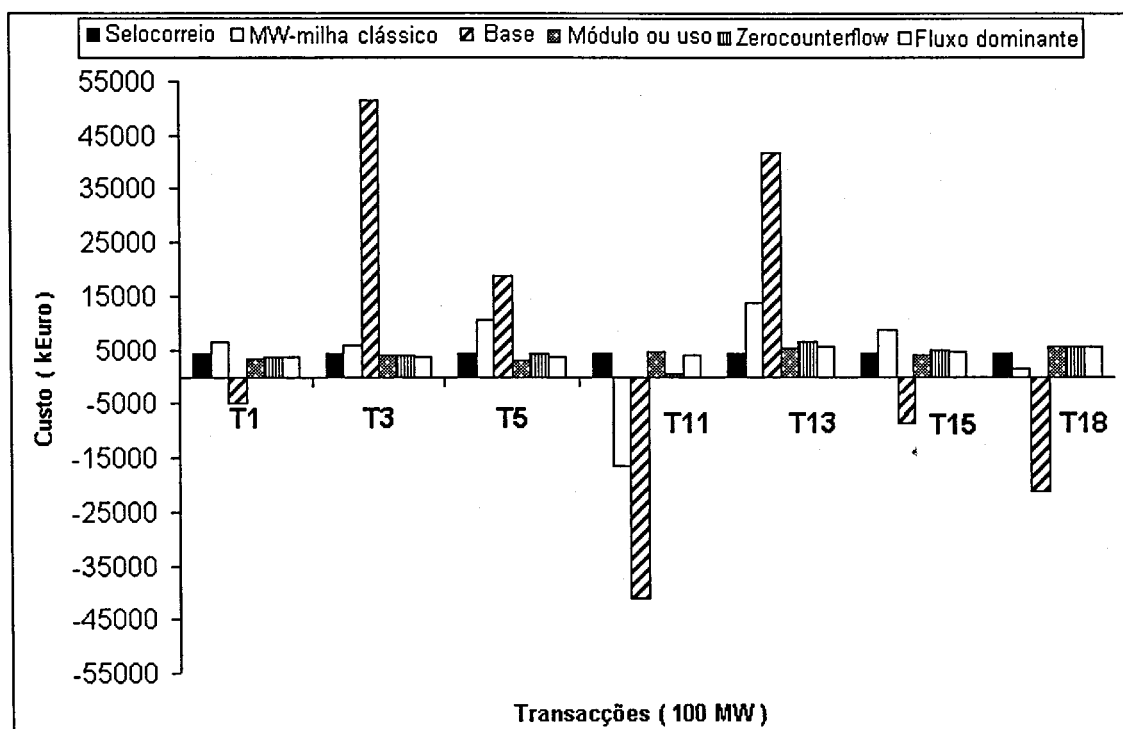


Fig. 6 2 – Taxas a imputar às transacções de 100 MW, para os diferentes métodos

No método Selo de Correio, verifica-se que todas as transacções pagam o mesmo, cerca de 6,29 % do custo total, que corresponde a 4133 kEuro.

No método MW-milha clássico, verifica-se que a transacção tanto pode ter de pagar como receber. Neste caso, todas as transacções pagam, com a excepção da transacção T11, que tem um crédito de cerca de 28,85 % do custo total de transmissão, correspondendo a cerca de 18958 kEuro.

Os valores imputados às transacções que pagam, encontram-se entre um mínimo de 1412 kEuro, correspondente à transacção T18, e um máximo de 13723 kEuro correspondente à transacção T13.

No método Base verifica-se também a possibilidade de as transacções obterem crédito, o que acontece nas transacções T1, T11, T15 e T18. No entanto, é notório que a utilização deste método atinge extremos, isto é, quando as transacções têm que pagar, pagam muito, e quando recebem também recebem muito. Por exemplo, T3 é a transacção que mais paga (cerca de 78,56 % do custo total) e a transacção T11 é quem mais recebe

(cerca de 66,36 % do total). Este é efectivamente o método para o qual se verificam maiores variações nas taxas a serem pagas pela transacção ou pela rede.

Na análise dos três métodos que se seguem, verifica-se que os valores das taxas imputadas são todos positivos e mais próximos entre si do que no método Base.

O método Módulo ou Uso atinge um valor máximo de 8,2 % (5385 kEuro), correspondente à transacção T18, e um valor mínimo de 4,69 % (3083 kEuro), correspondente à transacção T5.

O método Zero Counterflow atinge um valor máximo de 9,96 % (6546 kEuro), correspondente à transacção T13, e um valor mínimo de 0,90 % (589 kEuro), correspondente à transacção T11.

O método Fluxo Dominante atinge um valor máximo de 8,47 % (5567 kEuro), correspondente à transacção T13, e um valor mínimo de 5,26 % (3474 kEuro), correspondente à transacção T1.

Pela análise do gráfico da figura 6.2, verifica-se ainda que o método Base apresenta o maior máximo e o menor mínimo, seguido do método MW-milha clássico.

6.1.3.1.2 - Transacções de 50 MW

Considerando as transacções T2 e T16, de valor igual a 50 MW, os valores a imputar são apresentados na tabela 6.7 e representados graficamente na figura 6.3.

Tabela 6.7 - Taxas a imputar a transacções de 50 MW, referentes ao cenário 1

	T2	T16
Selocorreio	2066	2066
MW-milha clássico	-3186	-9
Base	2597	5
Módulo ou uso	1623	5
Zerocounterflow	758	1
Fluxodominante	1256	2

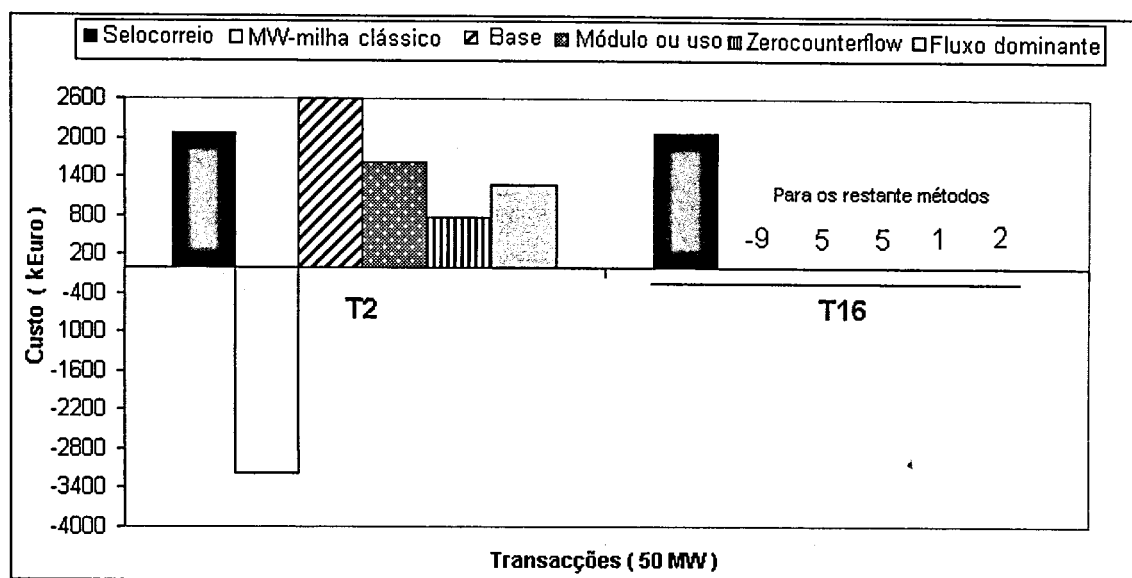


Fig. 6.3 – Taxas a imputar às transacções de 50 MW, para os diferentes métodos

A transacção T16 é taxada em quase todos os métodos com valores praticamente nulos comparados com a custo total de transmissão, à excepção do método Selo Correio em que é taxada com cerca de 3,14 % (2066 kEuro), isto acontece porque a transacção T16 corresponde à comercialização entre a carga L8 e o gerador G8, que se encontram ligados ao mesmo barramento. Por este motivo os métodos que taxam em função do trânsito de potências ou da distância do ponto da carga ao ponto de injeção, resultam num valor nulo, nos casos em que a carga e o gerador estejam no mesmo barramento e a potência injectada pelo gerador seja igual ou superior ao das cargas. Os valores que se encontram na tabela 6.7, para a transacção T16, não são exactamente iguais a zero, mas próximos de zero, o que se justifica, devido aos arredondamentos de cálculo das taxas, para os diferentes métodos.

Pela análise do gráfico representado na figura 6.3, é verificado que T2 é taxada com valor positivo nos métodos Selo de Correio, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante e com valor negativo para o método MW-milha Clássico. Esta diferença do valor das taxas para T2 e T16 com o mesmo valor contratual de potência, é devido ao contrato entre a carga L2 e o gerador G1 que dão origem à transacção T2 não pertencerem ao mesmo barramento.

6.1.3.1.3 - Análise Global das taxas imputadas às transacções

Fazendo uma análise global sob o ponto de vista das transacções, verifica-se que nos casos em que as transacção são taxadas o valor da potência transaccionada também se reflecte no preço. Por exemplo, T1 comercializa 100 MW e T2 comercializa 50 MW, entre os barramentos 1 e 2. Os preços a imputar a estas transacções, por exemplo pelo método Fluxo Dominante, é de 3473 kEuro e 1257 kEuro, respectivamente, o que indicia que transacções de maior amplitude situadas à mesma distância são taxados com valores mais elevados. Relativamente aos métodos verifica-se que o Selo de Correio é um método que, apesar de ter como inconveniente não considerar o uso da rede, não deve ser desprezado. Efectivamente este método apresenta algumas vantagens, das quais se destacam as seguintes:

- é um método de simples implementação;
- o valor taxado pelo método Selo de Correio é um valor aproximado, aos dos métodos Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante, que correspondem a métodos, com mais equilíbrio relativamente ao valor a pagar pela utilização da rede;
- os métodos Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante taxam as transacções com valor igual a zero, se o contrato bilateral se realizar entre um par gerador/carga que se encontre no mesmo barramento, enquanto que no método Selo de Correio uma transacção nas mesmas condições é taxada.

Os métodos MW-milha Clássico e Base são efectivamente os métodos com valores de taxas mais elevadas e muito diferentes para transacções de potência de valor igual, podendo no entanto ser benéfico, para os utilizadores da rede, pois podem receber em vez de pagar.

Um aspecto importante desta análise é que para qualquer um dos métodos estudados é recuperado o custo total de transmissão, tal como se pode verificar na tabela 6.5, o que seria de esperar para o cálculo das taxas pelos métodos Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante como se demonstrou no desenvolvimento teórico apresentado no capítulo 4.

6.1.3.2 - Comparação das Taxas Imputadas às Cargas

O objectivo das comparações que se seguem é verificar qual o método é mais vantajoso, no caso de ser o consumidor a pagar a utilização da rede de transmissão.

Os valores apresentados nas tabelas 6.8 e 6.9, são obtidos somando as taxas imputadas a todas as transacções respeitantes aos contratos realizados para uma determinada carga. Por exemplo o valor a taxar à carga L5-1, foi obtido somando os valores taxados a T5 e a T6 que correspondem às transacções associadas à carga L5_1, os valores destas taxas são os que se encontram apresentados na tabela 6.5.

6.1.3.2.1 - Comparar a Carga L1 com a Carga L5-1

As cargas L1 e L5- 1 têm valores de potência activa ligeiramente diferentes, ou seja a carga L5- 1 tem um valor 10% maior do que a carga L1. As contratações respeitantes a estas cargas são as seguintes:

- a carga L1 contrata 100 MW ao gerador G2;
- a carga L5-1 contrata as potências de 100 MW a G4-1 e 10 MW a G4-2 (ver tabela 6.4).

Estes contratos são realizados nos dois casos entre barramentos consecutivos, no entanto o comprimento da linha que liga o barramento 1 e o barramento 2 é de 405 km e entre o barramento 4 e o barramento 5 o comprimento é de 578 km, o que significa que a carga L5-1 se encontra cerca de 173 km mais afastada do ponto de injeção de potência, do que no caso de L1.

Tabela 6.8 - Taxas a imputar às cargas L1 e L5-1, relativas ao cenário 1

	L1_100	L1+10% L1	L5-1_110
Selocorreio	4133	4546	4546
MW-milha clássico	6405	7046	11596
Base	-4966	-5463	20545
Módulo ou uso	3233	3556	3396
Zerocounterflow	3566	3922	4665
Fluxodominante	3474	3821	3967

Analisando os valores da tabela 6.8 e observando o gráfico da figura 6.4, verifica-se que para todos os seis métodos estudados L5-1 paga sempre mais do que L 1. Os valores das

taxas que estão na coluna identificada por $(L1+10\%L1)$, correspondem a um cálculo auxiliar que determina o valor das taxas no caso de serem 10% maiores do que as taxas imputadas a L1.

As taxas imputadas às cargas L1 variam entre, um valor em que a carga recebe 4966 kEuro (7,56% valor absoluto), calculado pelo método Base e um valor máximo a pagar de 6405 kEuro (9,75% do custo total) tarifado pelo método MW-milha Clássico. No caso da carga L5_1 os valores limites são de um mínimo a pagar de 3396 kEuro (5,17%) calculado pelo método Módulo ou Uso e um máximo a pagar de 20545 kEuro (31,27%) calculado pelo método Base.

Verifica-se também que as taxas calculadas pelo método Selo de Correio aumentaram proporcionalmente, com o aumento do valor da potência contratada pelas cargas. Para os restantes métodos os valores taxados a L5_1 aumentam mais do que 10% do valor taxado a L1, como se pode analisar na tabela 6.8.

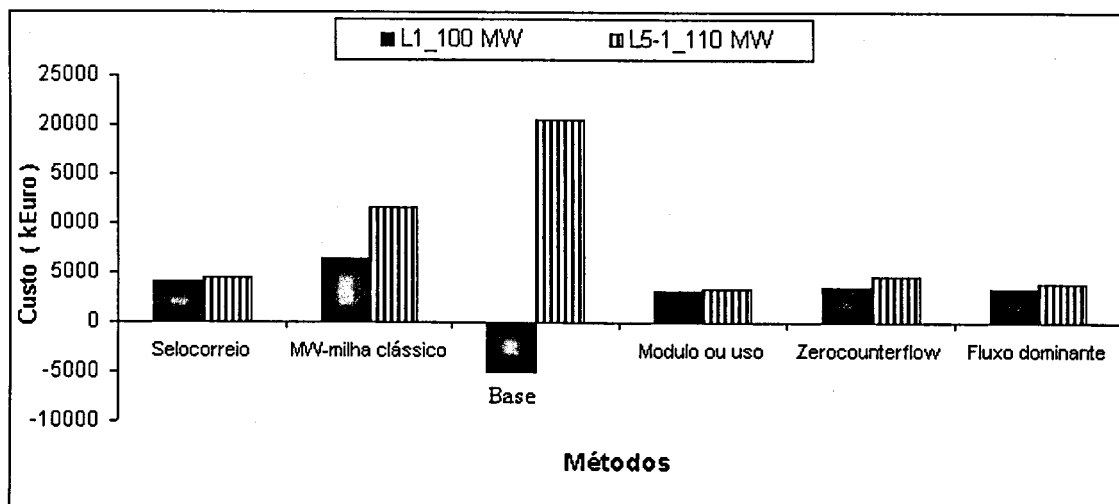


Fig. 6 4– Taxas a imputar às cargas L1 e L5-1 para os diferentes métodos

Pela observação do gráfico da figura 6.4 é um facto, que o preço a pagar pelas cargas ao concessionário da rede é muito variável, sendo os três últimos métodos Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante, os mais vantajosos para a carga, apesar de a carga não ter a possibilidade de receber, tal como acontece no caso da carga L1 para o método MW-milha Clássico.

6.1.3.2.2 - Comparar a Carga L7 com a Carga L9

Nesta situação as cargas em estudo tem potências activas de 125 MW e de 135 MW para L9 e L7, respectivamente, o que corresponde a um aumento de potência activa de 8 % para a carga L7 em relação à carga L9.

Tanto a carga L7 como a carga L9 contratam a 3 fornecedores que se encontra em 3 barramentos diferentes da rede eléctrica. A carga L7 contratou aos geradores que se encontram no barramento 2, no barramento 3 e no barramento 4 e a carga L9 contrata aos geradores que se encontram no barramento 2, no barramento 4 e no barramento 8. As contratações respeitantes a estas cargas são as seguintes:

- a carga L7 contrata aos geradores G2, G3 e G4_2 as potências de 20 MW, 100 MW e 15 MW, respectivamente;
- a carga L9 contrata aos geradores G2, G4_2 e G8 as potências de 100 MW, 15 MW e 10 MW, respectivamente.

Tabela 6.9 - Taxas a imputar às cargas L7 e L9, relativas ao cenário 1

	L9_125	L9+8%L9	L7_135
Selocorreio	5166	5579	5579
MW-milha clássico	2305	2489	17857
Base	-21508	-23229	45377
Módulo ou uso	6481	6999	6735
Zerocounterflow	6598	7126	8446
Fluxodominante	6600	7128	7252

Pela análise da tabela 6.8, verificam-se situações semelhantes às analisadas para as taxas a imputar às cargas L1 e L5_1, isto é, no método Selo de Correio verifica-se um aumento dos valores das taxas imputadas proporcional ao aumento do valor da potência activa consumida. Neste caso o aumento das taxas a imputar à carga L7 é de cerca de 8 % maior do que o valor das taxas imputadas à carga L9, como se pode ver e comparar entre os valores das taxas apresentadas nas colunas identificadas por L7_135 e (L9 + 8%L9). Os valores das taxas relativas à coluna identificada por (L9 + 8%L9) correspondem a um aumento de 8% das taxas em relação ao valor apresentado para a carga L9. Verifica-se também que a carga com maior potência é mais taxada qualquer que seja o método utilizado para o cálculo dessa taxa.

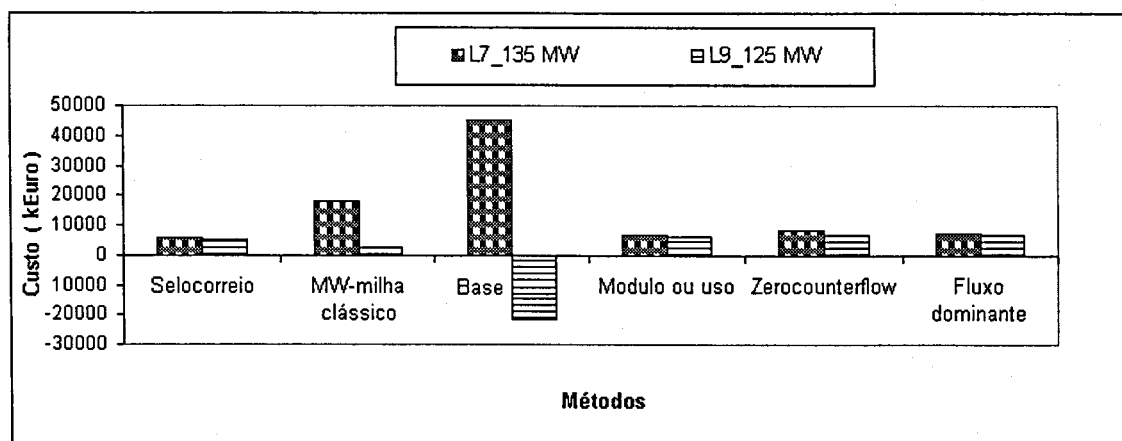


Fig. 6.5 - Taxas a imputar às cargas L7 e L9 para os diferentes métodos

Pela análise do gráfico da figura 6.5, verifica-se que o método mais conveniente para a carga L7 é o método Selo de Correio que lhe imputa uma taxa com cerca de 8,5% do custo total (5579 kEuro) e o mais inconveniente é o método Base que a taxa com 69% do custo total (45337 kEuro). Para a carga L9, o método mais conveniente é o Base pois atribui-lhe um crédito de cerca 33% do custo total (21508 kEuro) e o mais inconveniente é o método Fluxo Dominante que a taxa com um valor de cerca de 10% (6600 kEuro) do custo total.

6.1.3.3 - Comparação das Taxas Imputadas aos Geradores

Nesta secção é analisado o valor das taxas imputadas a cada gerador, no caso da utilização da rede ser paga pelos produtores. São realizadas algumas comparações para produtores (geradores) que produzam potências iguais ou idênticas. Estas comparações têm por objectivo analisar vantagens e desvantagens, sob o ponto de vista dos geradores, do cálculo das taxas pelos diferentes métodos estudados.

6.1.3.3.1 - Comparar os Geradores G3, G8 e G9.

Todos os três geradores apresentam um valor de potência fornecida de 200 MW. As taxas a imputar a cada gerador são obtidas somando, o valor imputado à totalidade dos contratos realizados por cada um dos geradores. Por exemplo o gerador G3 fez dois contratos de 100 MW (ver tabela 6.4), correspondentes às transacções T3 e T13. Para obter o valor final a imputar ao gerador G3 é somado, para cada um dos métodos, as

taxas correspondentes às transacções T3 e T13 apresentadas na tabela 6.5, desta forma são obtidos os valores apresentados na tabela 6.10.

Tabela 6.10 - Taxas a imputar aos geradores G3, G8 e G9, no cenário 1

	G3	G8	G9
Selocorreio	8265	8265	8265
MW-milha clássico	19649	-22654	14433
Base	93299	-51512	24278
Módulo ou uso	9075	6822	5163
Zerocounterflow	10584	2015	5975
Fluxodominante	9231	5781	5514

Pela análise da tabela 6.10 e do gráfico da figura 6.6 verifica-se que, os valores que cada gerador tem a pagar, pelo uso da rede, são muito diferentes. Esse valor depende do método utilizado. O método Selo de Correio, para potências iguais, taxa com valores iguais, neste caso taxa em 12,6% do custo total de transmissão (8265 kEuro). Os valores das taxas imputadas para cada gerador para os restantes métodos são muito diferentes.

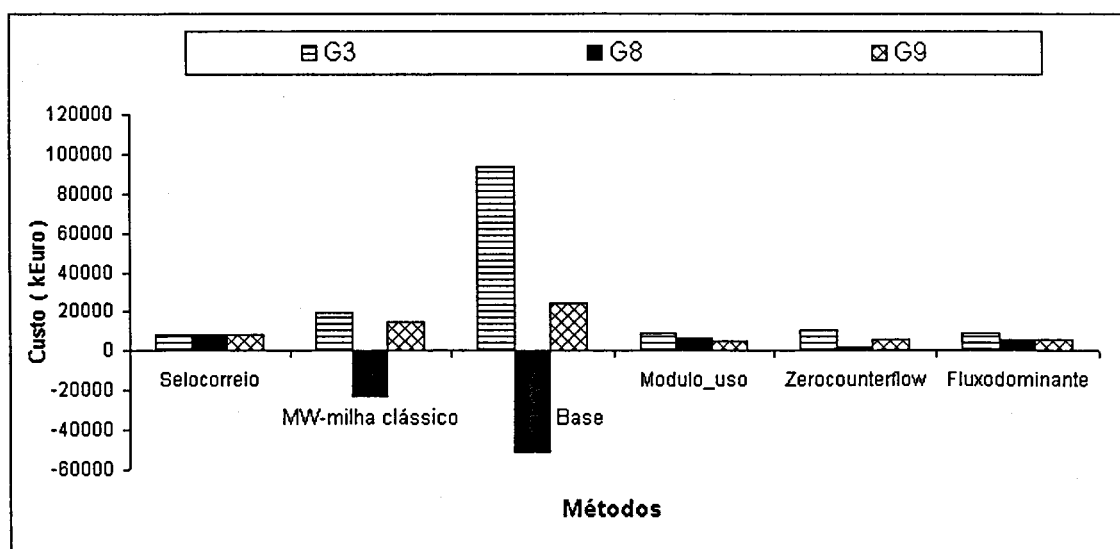


Fig. 6.6 - Taxas a imputar aos geradores G3, G8 e G9 para os diferentes métodos

Os métodos MW-milha Clássico e Base são efectivamente os métodos onde existe maior diferença para os valores taxados a cada gerador. No entanto, estes métodos, são os únicos que permitem aos geradores receber pelo facto de usarem a rede. Por exemplo o gerador G8 recebe 22654 kEuro quando o método de cálculo da taxa é o MW-milha

Clássico e recebe 51512 kEuro quando o método de cálculo é o Base. Com os restantes métodos de cálculo os geradores G3 e G9 pagam ao concessionário da rede pela sua utilização.

Mais uma vez nesta análise podemos verificar que os métodos em que os valores taxados são mais idênticos são efectivamente os métodos Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante, que apesar de não permitir crédito para os geradores taxam com valores menos elevados. Por exemplo o gerador G8 nestes últimos três métodos não recebe, mas é o que paga menos.

Com esta análise conclui-se que produtores que injectem a mesma potência podem ser taxados com valores diferentes. Estes valores vão depender de com quem os produtores realizaram os seus contratos, e quais os efeitos desses contratos nos trânsitos de potências nas linhas.

6.2 – Caso 2: Transações na Rede de Onze Barramentos

Neste caso é realizado um outro estudo que envolve uma rede de 11 barramentos e um novo cenário contratual entre produtores e consumidores que fazem parte dessa rede. Desta secção fazem parte outras subsecções que consistem, tal como no caso 1, à caracterização da rede eléctrica para o caso em estudo, à definição do cenário 2 e por uma secção de resultados e análise desse resultados. Os resultados analisados foram também obtidos para as taxas a imputar a cada utilizador pelo uso da rede eléctrica. Os métodos de cálculo das taxas são os mesmos do caso 1, isto é, os métodos Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante.

6.2.1 - Caracterização da Rede Eléctrica

A rede eléctrica utilizada para análise do caso 2, é uma rede de 11 barramentos identificada por rede 2, tal como se encontra representada na figura 6.7.

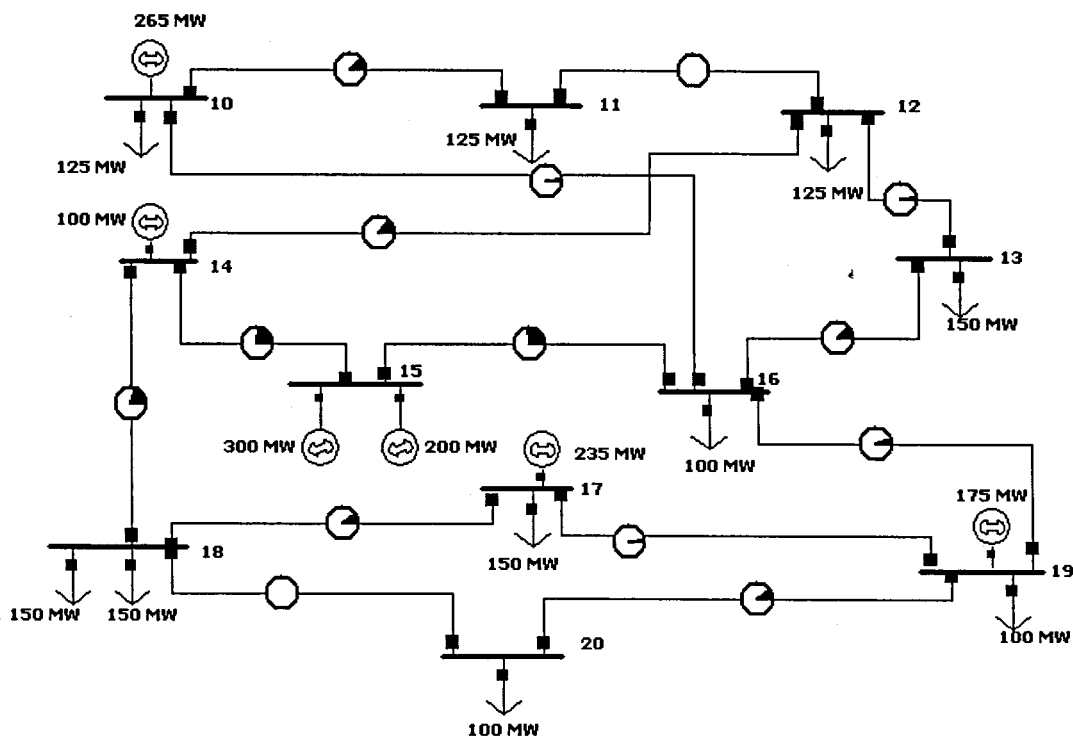


Fig. 6.7 – Rede exemplo de 11 barramentos para o caso 2

Como se pode analisar na figura 6.7, a rede integra 14 linhas, com as características que se encontram apresentadas na tabela 6.11. Esta rede é constituída para além das linhas, por 10 cargas e 6 geradores que têm as características apresentadas nas tabelas 6.12 e 6.13, respectivamente.

A identificação dos elementos pertencentes à rede eléctrica e às transacções são realizadas seguindo o mesmo princípio do apresentado no caso 1, na secção 6.1.1.

Na tabela 6.11, estão apresentadas as características eléctricas das linhas, a resistência, a indutância e a capacidade, são apresentadas também na mesma tabela o comprimento da linha, a capacidade de transporte e o custo total de transmissão para cada linha relativo a um período de um ano.

Tabela 6.11 - Características das linhas da rede 2

Linha		R (p.u.)	X (p.u.)	C (p.u.)	L(Km)	Cap.(MW)	Ck(Euro)
10	11	0	0,1	0	1000	200	9592
10	16	0	0,1	0	600	200	8000
11	12	0	0,1	0	300	200	3900
12	13	0	0,1	0	500	200	7000
12	14	0	0,1	0	800	200	8520
13	16	0	0,1	0	1478	200	1480
14	15	0	0,1	0	236	200	3000
14	18	0	0,1	0	500	200	7000
15	16	0	0,1	0	600	200	8000
16	19	0	0,1	0	300	200	3900
17	18	0	0,1	0	300	200	3900
17	19	0	0,1	0	900	200	9300
18	20	0	0,1	0	258	200	3000
19	20	0	0,1	0	147	200	2500

Na tabela 6.12 são apresentadas as cargas e o valor da potência activa consumida por cada uma delas. Estas cargas fazem parte da rede 2 e dos contratos comerciais do cenário 2.

Na tabela 6.1.3 são apresentadas as características dos geradores, o valor da potência activa produzida para as condições iniciais do sistema e a potência activa máxima produzida por cada um deles. Estes geradores fazem parte da rede 2 e dos contratos comerciais do cenário 2.

Tabela 6.12 - Características das cargas da rede 2

Carga	P(MW)
L10	125
L11	125
L12	125
L13	150
L16	100
L17	150
L18-1	150
L18-2	150
L19	100
L20	100

Tabela 6.13 - Características dos geradores da rede 2

Gerador	Ger.(MW)	Max (MW)
G10	265	1000
G14	100	1000
G15-1	300	1000
G15-2	200	1000
G17	235	1000
G19	175	1000

O cenário idealizado para este caso, segue o mesmo princípio de concepção que o apresentado no caso 1, isto é todas as cargas e geradores pertencentes à rede 2, realizam contratos entre eles. Os contratos bilaterais entre um par gerador/carga pertencentes à rede 2, são identificados por transacção T .

6.2.2 - Definição do Cenário 2

O cenário 2, apresentado na tabela 6.14, corresponde a um total de 18 transacções. Este cenário é constituído por transacções com diferentes valores para as potências transaccionadas, estes valores estão compreendidos entre 15 MW e 150 MW. A identificação das transacções é realizada da mesma forma que a identificação apresentada no caso 1, como pode ser verificado na secção 6.1.2.

Tabela 6.14 - Cenário 2, transacções

		CARGAS (MW)									
		L10	L11	L12	L13	L16	L17	L18-1	L18-2	L19	L20
GER	(MW)	125	125	125	150	100	150	150	150	100	100
G10	265	0	0	T6-125	T7-10	0	0	T12-100	0	0	T16-30
G14	100	0	0	0	T8-100	0	0	0	0	0	0
G15-1	300	T1-45	T3-15	0	0	0	T11-150	T13-50	0	0	T17-40
G15-2	200	0	0	0	0	T10-100	0	0	0	T15-100	0
G17	235	T2-80	T4-85	0	T9-40	0	0	0	0	0	T18-30
G19	175	0	T5-25	0	0	0	0	0	T14-150	0	0

Os resultados obtidos para os valores a imputar a cada transacção do cenário 2, usando diferentes métodos de cálculo associados a cada metodologia estudada, são apresentados na tabela 6.15.

6.2.3 - Resultados e Análise de Resultados

Após a simulação nos programas que permitem calcular as taxas a imputar a cada transacção para os métodos Selo de Correio (SC), MW-milha Clássico (MWC), Base (B), Módulo ou Uso (MU), Zero *Counterflow* (ZCF) e Fluxo Dominante (FD), foram obtidos os resultados apresentados na tabela 6.15. Estes resultados estão apresentados em relação ao custo total de transmissão.

O custo total de transmissão atribuído à rede 2 (CT_2) é o somatório do custo total de transmissão C_k para cada linha K , recorrendo dos C_k apresentados na tabela 6.11. O valor de CT_2 é então de :

$$CT_2 = C_{K10-11} + C_{K10-16} + C_{K11-12} + C_{K12-13} + C_{K12-14} + C_{K13-16} + C_{K14-15} + C_{K14-18} + C_{K15-16} + C_{K16-19} + C_{K17-18} + C_{K17-19} + C_{K18-20} + C_{K19-20}$$

$$CT_2 = 9592 + 8000 + 3900 + 7000 + 8250 + 1480 + 3000 + 7000 + 8000 + 3900 + 3900 +$$

$$+9300+3000+2500 = 79092 \text{ kEuro}$$

$$CT_2 = 79092 \text{ kEuro}$$

Tabela 6.15 - Taxas imputadas às transacções do cenário 2

T	SC	%	MWC	%	B	%	MU	%	ZCF	%	FD	%
1	2791	3.5	-671	-0.8	-63072	-79.7	3043	3.8	1518	1.9	2853	3.6
2	4963	6.3	-9637	-12.2	-142387	-180.0	6670	8.4	1879	2.4	5363	6.8
3	930	1.2	1265	1.6	-29403	-37.2	1161	1.5	922	1.2	1283	1.6
4	5273	6.7	-1798	-2.3	-198707	-251.2	7994	10.1	4422	5.6	7666	9.7
5	1551	2.0	918	1.2	-44844	-56.7	2103	2.7	1535	1.9	2063	2.6
6	7754	9.8	16570	21.0	232829	294.4	9137	11.6	11064	14.0	9208	11.6
7	620	0.8	1855	2.3	17044	21.5	670	0.8	1075	1.4	721	0.9
8	6203	7.8	12955	16.4	6541	8.3	6482	8.2	7914	10.0	6818	8.6
9	2481	3.1	2599	3.3	-3076	-3.9	3032	3.8	2749	3.5	2881	3.6
10	6203	7.8	3718	4.7	-19169	-24.2	4269	5.4	4281	5.4	4542	5.7
11	9305	11.8	15854	20.0	56647	71.6	7216	9.1	9606	12.1	7982	10.1
12	6203	7.8	12122	15.3	173025	218.8	8252	10.4	11033	13.9	7911	10.0
13	3102	3.9	5313	6.7	16377	20.7	2300	2.9	3075	3.9	2686	3.4
14	9305	11.8	8792	11.1	74013	93.6	7054	8.9	8448	10.7	6742	8.5
15	6203	7.8	4781	6.0	-16547	-20.9	4653	5.9	4383	5.5	5020	6.3
16	1861	2.4	2601	3.3	38800	49.1	2327	2.9	2825	3.6	2272	2.9
17	2481	3.1	2869	3.6	-4379	-5.5	1705	2.2	1839	2.3	2020	2.6
18	1861	2.4	-1014	-1.3	-14601	-18.5	1021	1.3	524	0.7	1059	1.3
CT	79092	100.0	79092	100.0	79092	100.0	79092	100.0	79092	100.0	79092	100.0

Pela análise dos resultados obtidos apresentados na tabela 6.15, verifica-se que para todos os métodos o valor do somatório das taxas imputadas às 18 transacções (CT) é igual ao valor do custo total de transmissão para a rede 2 (CT 2), significando que o custo de transmissão é recuperado, para todos os métodos utilizados neste trabalho, no cálculo das taxas a imputar às transacções.

Os valores positivos e negativos têm o mesmo significado económico que os valores apresentados para os resultados do caso 1, isto é, os valores positivos correspondem ao pagamento de taxas por parte das transacções ao concessionário da rede eléctrica, os valores negativos significam que a transacção tem de receber da rede concessionária um crédito correspondente a esse valor.

6.2.3.1 - Comparação das Taxas Imputadas às Transacções

Nesta secção são comparadas as taxas imputadas às transacções com potências activas transaccionadas de valor igual. Neste caso são comparadas as taxas relativas a três transacções T8, T10 e T15 de 100 MW cada, que integram o cenário 2 apresentado na secção 6.2.2.

O objectivo destas comparações é verificar qual dos métodos utilizados para o cálculo das taxas é o mais vantajoso sob o ponto de vista das transacções

6.2.3.1.1 - Transacções de 100 MW

Nesta secção são analisadas as transacções T8, T10, e T15 pois estão associadas a contratos de igual potência, isto é de 100 MW.

Os valores das taxas imputadas a cada transacção mediante cada método de cálculo, são os apresentados na tabela 6.16, estes valores correspondente aos resultados apresentados na tabela 6.15 relativos aos valores das taxas imputadas a cada transacção para o cenário 2.

Tabela 6 16 - Taxa a imputar a cada transacção de 100 MW, no cenário 2

	T8	T10	T15
Selocorreio	6203	6203	6203
MW-milha clássico	12955	3718	4781
Base	6541	-19169	-16547
Módulo ou uso	6482	4269	4653
Zerocounterflow	7914	4281	4383
Fluxodominante	6818	4542	5020

Analisando os valores apresentados na tabela 6.16 são observados alguns resultados relevantes. Verifica-se que, transacções com a mesma potência são taxadas com valores diferentes, tal como já verificado para o caso 1 na secção 6.1.3.1. O único método que taxa com o mesmo valor as três transacções, é o método Selo de Correio. É verificado também que a transacção T10 e a transacção T15, obtêm crédito relativamente ao método Base.

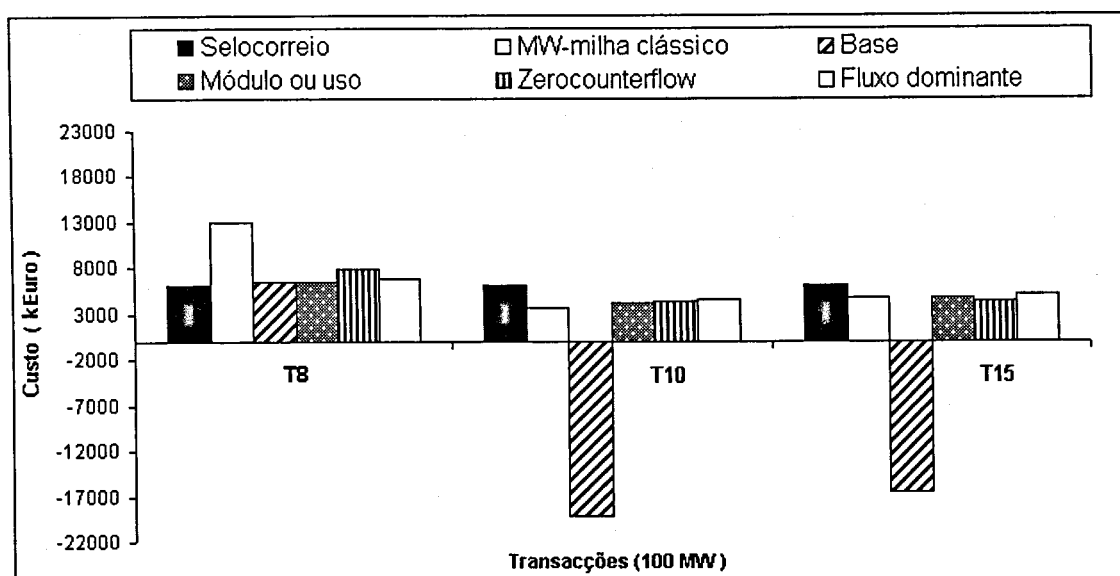


Fig. 6.8 - Taxas a imputar às transações de 100 MW para os diferentes métodos

Pela análise do gráfico da figura 6.8 verifica-se que para a transacção T8, o método mais vantajoso é o Selo de Correio, porque é o que taxa esta transacção com menor valor. O método mais desfavorável, no ponto de vista da transacção T8, é o MW-milha Clássico pois é o método que taxa esta transacção com valor mais elevado. A transacção T8 é taxada pelos métodos Selo de Correio e MW-milha Clássico respectivamente em 8% do custo total (6203 kEuro) e 16,4% do custo total (12955 kEuro).

Para a transacção T10 o método mais vantajoso é o método Base com um crédito de 24,3% do custo total (19169 kEuro, em valor absoluto), o mais desfavorável é o método Selo de Correio com um valor taxado de cerca 8% do custo total (6203 kEuro).

No ponto de vista da transacção T15 o método mais vantajoso é o método Base pois atribui um crédito de 20,9% do custo total (16547 kEuro, em valor absoluto), o mais desfavorável é o método Selo de Correio com um valor taxado de cerca 8 % do custo total (6203 kEuro).

Estes resultados mostram que a transacção T10 é a menos taxada qualquer que seja o método usado, isto porque o seu impacto na rede é menor do que o impacto provocado pelas transacções T8 e T15. O baixo impacto da transacção T10 é constatado nos valores dos impactos registados na tabela 6 do anexo C. Nesta tabela verifica-se que o somatório

dos impactos para as transacção T10 é de 84,3 MW, para a transacção T8 é de 114,2 MW e para a transacção T15 é de 128,4 MW.

O impacto provocado pela transacção na rede depende de vários factores entre eles qual a posição relativa entre o gerador e a carga que fazem parte da transacção, por exemplo a transacção T10 corresponde a um contrato entre a carga L16 e o gerador G15_2, como pode ser verificado na tabela 6.14 relativa ao cenário 2, a carga e o gerador encontram-se ligados ao barramento 15 e barramento 16, respectivamente. A linha que liga estes dois barramentos é a k_{15-16} , o que justifica o facto da transacção T10 ter o maior impacto positivo de 68,6 MW nesta linha, relativamente ao impacto provocado nas outras linhas da rede, fazendo-se desta forma uma utilização pouco acentuada das restantes linhas da rede.

Nas transacções T15 e T8 não é verificado o mesmo, pois não existe ligação entre o barramento do gerador e o da carga por uma só linha, por isso é necessária uma maior utilização da rede para se concretizarem as transacções, justificando o valor maior para as taxas a imputar a estas transacções.

6.2.3.1.2 - Análise Global das Taxas Imputadas às Transacções

Neste caso, tal como acontecia no caso 1 verifica-se que os métodos que taxam com valores mais semelhantes para uma determinada transacção e para transacções com a mesma potência são os métodos Módulo ou Uso, o *Zero Counterflow* e o Fluxo Dominante.

O método Selo de Correio taxa sempre com o mesmo valor transacções da mesma potência pertencentes à mesma rede. No caso de transacções pertencentes a redes diferentes o método Selo de Correio pode taxar com valor diferente no caso do custo total de transmissão ser diferente. Por exemplo as redes dos casos 1 e 2 são diferentes e têm custos diferentes, 65707 kEuro e 79092 kEuro respectivamente. O valor taxado às transacções de 100 MW pelo método Selo de Correio, passou de 4133 kEuro no caso 1 para 6203 kEuro no caso 2.

6.2.3.2 - Comparação das Taxas Imputadas às Cargas

Nesta secção é comparado o valor a pagar ou a receber pelos consumidores pelo uso da rede. As taxas comparadas correspondem aos valores imputados às cargas L10, L11 e L12 que apresentam um valor para a potência activa de 125 MW. Os valores apresentados na tabela 6.17 são obtidos somando os custos taxados às transacções a que a carga pertence, apresentados na tabela 6.15. Para a carga L10 são considerados os valores das taxas relativos às transacções T1+T2, para a carga L11 são consideradas as transacções T3+T4+T5 e para a carga L12 é considerada a transacção T6.

Tabela 6.17 - Taxas a imputar às cargas L10, L11 e L12, referente ao cenário 2

	L10_125	L11_125	L12_125
Selocorreio	7754	7754	7754
MW-milha clássico	-10308	386	16570
Base	-205459	-272953	232829
Módulo ou uso	9713	11259	9137
Zerocounterflow	3397	6879	11064
Fluxodominante	8216	11012	9208

Analisando a tabela 6.17 e o gráfico da figura 6.9 verifica-se que todas as cargas pagam o mesmo pelo método Selo de Correio, cerca de 9,8% do custo total (7754 kEuro), o que já se previa, em virtude das análises já realizadas anteriormente.

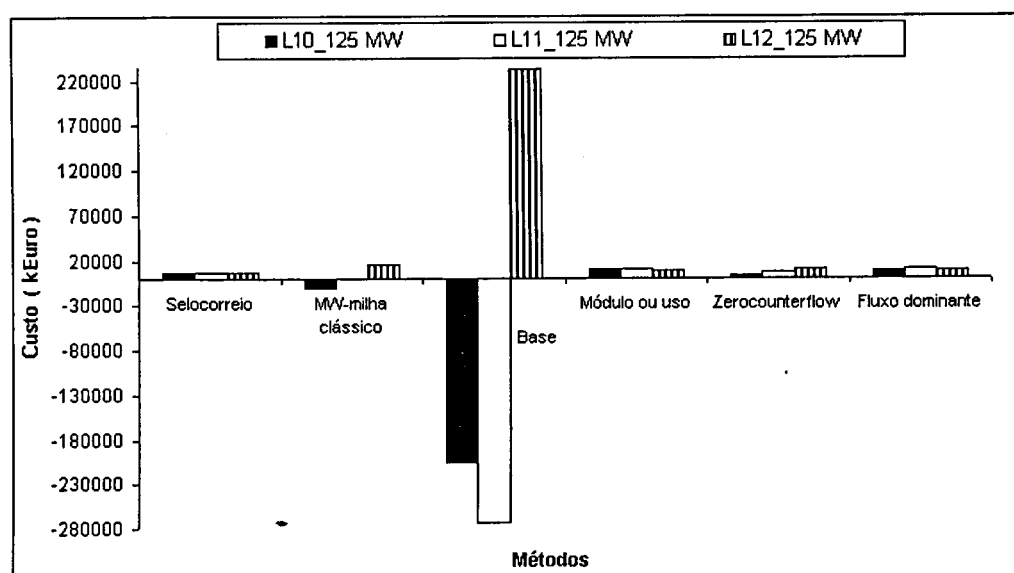


Fig. 6.9 - Taxas a imputar às cargas L10, L11 e L12 para os diferentes métodos

Os métodos MW-milha Clássico e Base, são os métodos que apresentam o valor maior e o valor menor para as taxas a ser imputadas às cargas, isto é, a carga L10 com estes dois métodos recebe, mas L12 é com estes mesmos dois métodos que mais paga. Nesta análise, mais uma vez se verifica que os métodos que taxam com valores mais próximos são os métodos, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e o Fluxo Dominante.

Para a carga L10 o método que taxa com valor maior é o método Módulo ou Uso com 9713 kEuro e o mais vantajoso para a carga é o método Base que atribui um crédito de 205459 kEuro.

Para a carga L11 o método que taxa com valor maior é o método Módulo ou Uso com 11259 kEuro e o mais vantajoso para a carga é o método Base que atribui um crédito de 272953 kEuro.

Para a carga L12 o método que taxa com valor maior é o método Base com 9713 kEuro e o mais vantajoso para a carga é o método Selo de Correio que taxa com um valor igual a 7754 kEuro.

Com esta análise verifica-se que do ponto de vista das cargas não se pode concluir de uma forma generalizada qual o método mais vantajoso, pois o valor da taxa não depende apenas do valor da potência da carga mas depende também dos contratos realizados.

6.2.2.3 – Comparação das Taxas Imputadas aos Geradores.

Nesta secção são analisadas as taxas imputadas ao gerador G14 e o gerador G15_2. O gerador G14 fornece 100 MW de potência activa e o gerador G15_2 fornece o dobro. O cálculo do custo a imputar a cada um deles pelo uso da rede é determinado seguindo o mesmo princípio de cálculo que foi realizado para as taxas a imputar aos geradores na secção 6.1.3.3.1, recorrendo dos valores obtidos na tabela 6.15 para as taxas imputadas às transacções correspondentes ao cenário 2.

Sendo os valores das taxas imputadas aos geradores apresentados na tabela 6.18.

Tabela 6.18 - Taxas aos geradores G14 e G15- 2, referente ao cenário 2

	G14_100	G15-2_200
Selocorreio	6203	12407
MW-milha clássico	12955	8498
Base	6541	-35716
Módulo ou uso	6482	8923
Zerocounterflow	7914	8664
Fluxodominante	6818	9562

Pela análise da tabela 6.18, verifica-se que para as taxas calculadas com o método Selo de Correio, o gerador G15-2 paga o dobro que o G14, pois para a mesma rede o dobro da potência transaccionada corresponde ao dobro das taxas imputadas. Este facto é justificado pela análise das expressões 4.2 e 4.3, que correspondem às expressões que permitem o cálculo das taxas a imputar às transacções por este método.

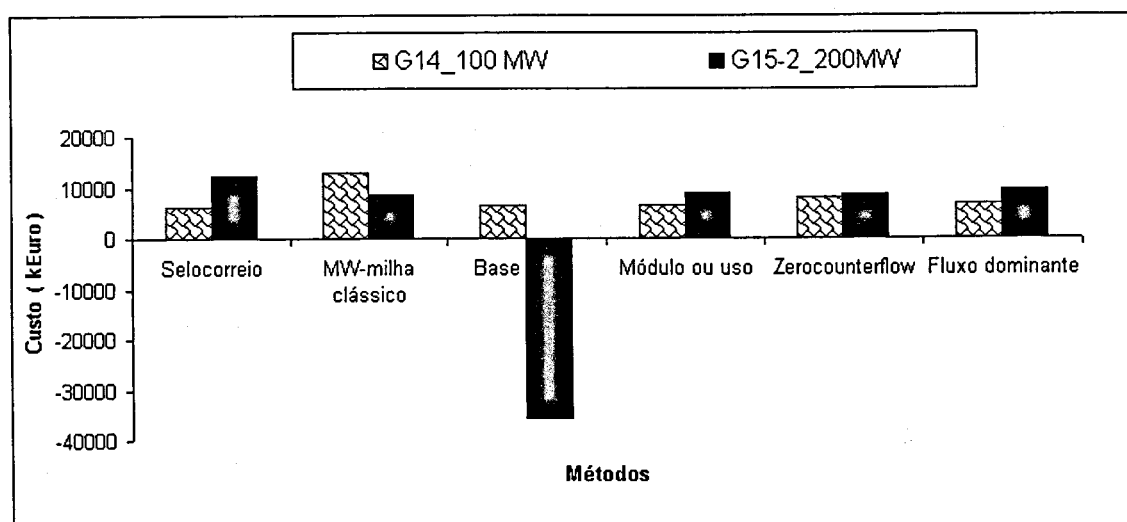


Fig. 6.10 - Taxas a imputar aos geradores G14 e G15_2 para os diferentes métodos

Verifica-se também pela análise dos valores apresentados na tabela 6.18 e no gráfico da figura 6.10 que o método MW-milha Clássico taxa com um valor maior o gerador de menor potência, isto é, o gerador G14 é taxado com 16,4% do custo total (12955 kEuro) enquanto que G15-2 é taxado com 10,8% do custo total (8498 kEuro). No método Base, o facto ainda é mais invulgar porque o gerador G15-2 para além de não pagar ainda recebe, por injectar potência na rede eléctrica.

Nos três últimos métodos Módulo ou Uso, *Zero Counterflow* e Fluxo Dominante, o gerador mais taxado é o de maior potência, no entanto os valores das taxas imputadas não são proporcionais à potência injectada.

Nesta análise, realizada para os geradores G14 e G15_2, somos confrontados com o facto das taxas imputadas aos geradores (recorrendo dos métodos MW-milha Clássico, Módulo ou Uso, *Zero Counterflow* e Fluxo Dominante) não dependerem exclusivamente da potência fornecida, mas sim do impacto que o fornecimento tem na rede. Este impacto por sua vez depende dos contratos realizados por cada gerador.

6.3 - Caso 3: Efeitos da Interligação de Redes nas Taxas Imputadas

O caso 3 é estudado neste trabalho com o objectivo de verificar os efeitos nas taxas imputadas às transacções, pelo uso da rede, se ocorrer a interligação de duas redes.

Neste caso a rede usada é identificada como Rede Interligada, esta rede corresponde à interligação da rede 1 com a rede 2, sendo mantidas todas as características das linhas, geradores e cargas, definidas para o caso 1 e para o caso 2, nas secções 6.1.1 e 6.2.1, respectivamente.

O cenário contratual é identificado para este caso como cenário 3 e consiste na reunião do cenário 1 com o cenário 2, de forma que os contratos bilaterais entre as cargas e os geradores se mantenham os mesmos dos cenários apresentados para o caso 1 e para o caso 2.

Nesta secção são realizadas várias comparações relativas às taxas a imputar às transacções T5, T11 e T6 antes e após a interligação das redes. São comparados também os valores das taxas a imputar às cargas L10 e L1 e os valores das taxas do gerador G15_2 antes e após a interligação.

6.3.1 - Caracterização da Rede Eléctrica Interligada

A rede eléctrica interligada, é representada na figura 6.11, constituindo assim uma rede de 20 barramentos em que 9 desses barramentos correspondem aos da rede 1 e 11 barramentos correspondentes aos da rede 2.

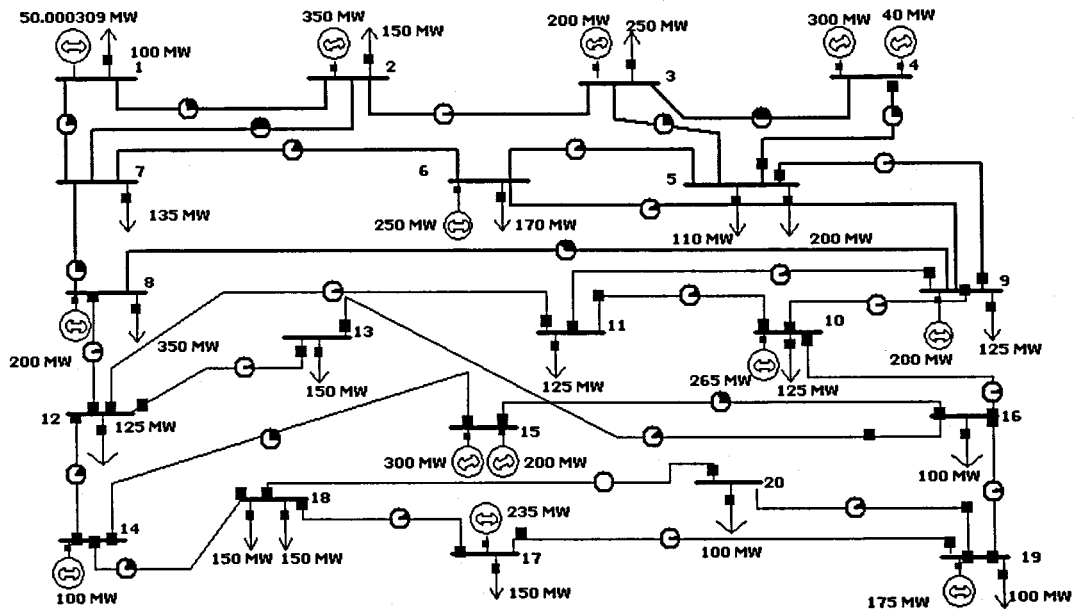


Fig. 6.11 – Rede exemplo de 20 barramentos (Rede Interligada)

Analisando a figura 6.11 verifica-se que a rede integra tem 30 linhas, as características dessas linhas encontram-se apresentadas na tabela 6.19. Para além das linhas fazem parte da rede_interligada 19 cargas e 14 geradores que têm as características apresentadas nas tabelas 6.20 e 6.21, respectivamente. A identificação dos elementos pertencentes à rede eléctrica e às transacções, é realizada seguindo o mesmo princípio apresentado no caso 1, na secção 6.1.1.

Na tabela 6.19, são apresentados os valores das características eléctricas das linhas tais como a resistência, a indutância e a capacidade, são apresentadas também na mesma tabela o comprimento da linha, o capacidade de transporte e o custo total de transmissão para cada linha relativo ao período de um ano.

Tabela 6.19 - Características das linhas da rede interligada

Linhas		R (p.u.)	X (p.u.)	C (p.u.)	L (Km)	Cap.(MW)	kEuros
1	2	0,07	0,2	0,02	578	300	7340
1	7	0,05	0,2	0,02	289	200	3670
2	7	0,05	0,25	0,03	289	200	3670
2	3	0,08	0,3	0,03	463	200	5880
3	5	0,06	0,3	0,02	578	200	7340
3	4	0,05	0,1	0,01	289	200	3670
5	4	0,03	0,2	0,025	405	300	5900
5	6	0,12	0,26	0,025	694	200	7813
6	9	0,1	0,3	0,03	578	200	7340
6	7	0,2	0,4	0,04	1156	200	6468
7	8	0,02	0,1	0,01	116	200	1473
8	12	0	0,1	0	300	200	3900
8	9	0,05	0,2	0,02	289	200	3670
9	10	0	0,1	0	500	200	7000
9	5	0,02	0,1	0,01	116	200	1473
10	16	0	0,1	0	600	200	8000
11	10	0	0,1	0	1000	200	9592
11	9	0	0,1	0	600	200	8000
12	14	0	0,1	0	800	200	8520
12	13	0	0,1	0	500	200	7000
12	11	0	0,1	0	300	200	3900
13	16	0	0,1	0	1478	200	1480
14	18	0	0,1	0	500	200	7000
14	15	0	0,1	0	236	200	3000
16	19	0	0,1	0	300	200	3900
16	15	0	0,1	0	600	200	8000
18	20	0	0,1	0	258	200	3000
18	17	0	0,1	0	300	200	3900
19	20	0	0,1	0	147	200	2500
19	17	0	0,1	0	900	200	9300

Analisando a tabela 6.19 e comparando os seus valores com os apresentados nas tabelas 6.1 e 6.11 relativas às características da rede 1 e rede 2, respectivamente, verifica-se que todas as características das linhas se mantêm, com a exceção das linhas de interligação das duas redes que pertencem exclusivamente à rede interligada. As linhas de interligação são as apresentadas na tabela 6.19 a negrito e a sombreado.

As características dos geradores e das cargas mantêm-se as mesmas e com a mesma identificação dos geradores e das cargas apresentados no caso 1 e no caso 2. A totalidade das cargas e dos geradores, para o caso 3, são apresentadas nas tabelas 6.20 e 6.21, respectivamente.

Tabela 6.20 - Características das cargas da rede_interligada

Carga	P(MW)
L1	100
L2	150
L3	250
L5	110
L5-2	200
L6	170
L7	135
L8	350
L9	125
L10	125
L11	125
L12	125
L13	150
L16	100
L17	150
L18-1	150
L18-2	150
L19	100
L20	100

Tabela 6.21 - Características das cargas da rede_interligada

Gerador	Ger (MW)	Max (MW)
G1	50	300
G2	350	1000
G3	200	1000
G4-2	40	1000
G4-1	300	1000
G6	250	1000
G8	200	1000
G9	200	1000
G10	265	1000
G14	100	1000
G15-2	200	1000
G15-1	300	1000
G17	235	1000
G19	175	1000

6.3.2 - Definição do Cenário 3

Na tabela 6.22, referente ao cenário 3, são apresentadas um total de 38 transacções resultantes dos dois cenários dos casos anteriores. As transacções com origem no primeiro caso envolvem as cargas L1 até L9 e os geradores G1 a G9, as transacções com origem no caso 2 envolvem as restantes cargas e geradores.

Tabela 6.22 - Cenário 3, transacções

GER (MW)	Cargas (MW)																		
	L1	L2	L3	L51	L52	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L16	L17	L18-1	L18-2	L19	L20
G1 50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G2 350	T1_100	0	0	0	0	T9_30	T12_20	T15_100	T18_100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G3 200	0	T3_100	0	0	0	0	T13_10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G41 300	0	0	0	T5_100	T7_160	T10_40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G42 40	0	0	0	T6_10	0	0	T14_15	0	T19_15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G6 250	0	0	T4_250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G8 200	0	0	0	0	T8_40	T11_100	0	T16_50	T20_10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G9 200	0	0	0	0	0	0	0	T17_200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G10 265	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T26_125	T27_10	0	0	T32_100	0	0	T36_30
G14 100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T28_100	0	0	0	0	0	0	0
G15-1 300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T21_45	T23_15	0	0	0	T31_150	T33_50	0	0	T37_40
G15-2 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T30_100	0	0	0	T35_100	0
G17 235	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T22_80	T24_85	0	T29_40	0	0	0	0	0	T38_30
G19 175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T25_25	0	0	0	0	0	T34_150	0	0

6.3.3 – Resultados e Análise de Resultados

O custo total de transmissão da rede interligada, é a soma do custo total da rede 1 (CT_1), com a custo total da rede 2 (CT_2) mais o custo C_k das três linhas de interligação. Recorrendo dos valores apresentados na tabela 6.19 e dos valores de CT_1 e CT_2 calculados nos casos anteriores vem:

$$CT_3 = CT_2 + CT_3 + C_{K8-12} + C_{K9-10} + C_{K9-11}$$

$$CT_3 = 65707 + 79092 + 3900 + 7000 + 8000$$

$$CT_3 = 163699 \text{ KEuro.}$$

O custo total de transmissão das redes interligadas é de 163699 kEuro.

Após realizadas todas as simulações necessárias para a determinação das taxas imputadas a cada transacção, para os métodos Selo de Correio (SC), MW-milha Clássico (MWC), Base (B), Módulo ou Uso (MU), Zero *Counterflow* (ZCF) e Fluxo Dominante (FD) foram obtidos os resultados apresentados na tabela 6.23.

Analisando os valores apresentados na tabela 6.23 verifica-se que os valores de CT para os diferentes métodos apresentados é igual ao valor de CT_3 , concluindo-se por isso que o custo total do sistema de transmissão é recuperado, para todos os métodos utilizados para o cálculo das taxas a imputar a cada transacção.

Tabela 6.23 - Taxas imputadas às transacções do cenário 3

T	SC	%	MWC	%	B	%	MU	%	ZCF	%	FD	%
1	5714	3.5	6543	4.0	14173	8.7	3856	2.4	4546	2.8	4114	2.5
2	2857	1.7	-3277	-2.0	-7189	-4.4	1937	1.2	753	0.5	1531	0.9
3	5714	3.5	-1637	-1.0	-48020	-29.3	5351	3.3	3605	2.2	5077	3.1
4	14284	8.7	17097	10.4	107959	65.9	16774	10.2	19542	11.9	15643	9.6
5	5714	3.5	5679	3.5	-2660	-1.6	2541	1.6	3141	1.9	2923	1.8
6	571	0.3	567	0.3	-280	-0.2	256	0.2	316	0.2	294	0.2
7	9142	5.6	9093	5.6	-4158	-2.5	4051	2.5	5012	3.1	4662	2.8
8	2286	1.4	-3341	-2.0	-4388	-2.7	2550	1.6	1460	0.9	2169	1.3
9	1714	1.0	-1539	-0.9	1592	1.0	2440	1.5	1698	1.0	2329	1.4
10	2286	1.4	-1287	-0.8	-13647	-8.3	2418	1.5	1400	0.9	2445	1.5
11	5714	3.5	-17245	-10.5	-42429	-25.9	7328	4.5	1742	1.1	6146	3.8
12	1143	0.7	1856	1.1	5927	3.6	840	0.5	1159	0.7	924	0.6
13	5714	3.5	7648	4.7	-18364	-11.2	6874	4.2	7213	4.4	7191	4.4
14	857	0.5	1678	1.0	-1477	-0.9	1022	0.6	1138	0.7	1110	0.7
15	5714	3.5	12059	7.4	47344	28.9	5619	3.4	7881	4.8	6121	3.7
16	2857	1.7	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
17	11428	7.0	16894	10.3	7403	4.5	11190	6.8	12385	7.6	11607	7.1
18	5714	3.5	3630	2.2	43825	26.8	7092	4.3	7551	4.6	6926	4.2
19	857	0.5	835	0.5	683	0.4	675	0.4	746	0.5	720	0.4
20	571	0.3	-841	-0.5	-369	-0.2	559	0.3	302	0.2	462	0.3
21	2571	1.6	-227	-0.1	-18460	-11.3	3303	2.0	1767	1.1	3164	1.9
22	4571	2.8	-12272	-7.5	-62824	-38.4	7150	4.4	2364	1.4	5943	3.6
23	857	0.5	2000	1.2	-2942	-1.8	1288	0.8	1268	0.8	1419	0.9
24	4857	3.0	-1318	-0.8	-48770	-29.8	8713	5.3	6400	3.9	8439	5.2
25	1428	0.9	1618	1.0	-2701	-1.6	2311	1.4	2121	1.3	2289	1.4
26	7142	4.4	20092	12.3	36571	22.3	9290	5.7	11446	7.0	9631	5.9
27	571	0.3	2415	1.5	5303	3.2	684	0.4	1054	0.6	745	0.5
28	5714	3.5	18244	11.1	10309	6.3	5709	3.5	6947	4.2	6072	3.7
29	2286	1.4	3523	2.2	-10198	-6.2	2856	1.7	2534	1.5	2722	1.7
30	5714	3.5	5578	3.4	2541	1.6	4217	2.6	4149	2.5	4542	2.8
31	8571	5.2	22278	13.6	56209	34.3	7052	4.3	9450	5.8	7855	4.8
32	5714	3.5	15326	9.4	66463	40.6	8780	5.4	11445	7.0	8583	5.2
33	2857	1.7	7404	4.5	12723	7.8	2258	1.4	3059	1.9	2664	1.6
34	8571	5.2	11999	7.3	51700	31.6	6985	4.3	8543	5.2	6766	4.1
35	5714	3.5	6837	4.2	-8915	-5.4	4559	2.8	4281	2.6	4959	3.0
36	1714	1.0	3179	1.9	9211	5.6	2506	1.5	2958	1.8	2485	1.5
37	2286	1.4	4032	2.5	-4122	-2.5	1659	1.0	1803	1.1	1982	1.2
38	1714	1.0	-1424	-0.9	-14326	-8.8	1007	0.6	519	0.3	1045	0.6
CT	163699	100.0	163699	100.0	163699	100.0	163699	100.0	163699	100.0	163699	100.0

6.3.3.1 - Comparação das Taxas Imputadas às Transacções Antes e Após a Interligação

Nesta secção são comparadas as taxas a imputar às transacções com o objectivo de verificar os efeitos que a interligação de redes eléctricas tem nos valores dessas taxas.

Tendo em vista esta análise são comparados os valores das taxas imputadas a três transacções T5, T11 e T16. Para as transacções T5 e T11 os valores das taxas são comparados na secção 6.3.3.1.1, e para a transacção T16 os valores são comparados na secção 6.3.3.1.2.

6.3.3.1.1 - Comparação das Taxas Imputadas às Transacções T5 e T11

Ambas as transacções T5 e T11 têm um valor de potência activa de 100 MW. Recorda-se que os valores das taxas imputadas a estas transacções foram também analisados no caso 1 para os mesmos contratos mas antes da interligação das duas. O contrato relativo à transacção T5 é realizado entre a carga L5_1 e o gerador G4_1 e o contrato relativo à transacção T11 é realizado entre a carga L6 e o gerador G8 como se pode verificar na tabela 6.22. No entanto, é de lembrar, que o custo total de transmissão CT_3 é maior do que a soma dos custos das duas redes iniciais pois contêm novas linhas correspondentes às interligações.

Na tabela 6.24 são apresentados os valores das taxas a imputar a cada transacção relativos às transacções T5 e T11 antes e após a interligação, isto é, os valores da primeira coluna correspondem às taxas imputadas à transacção T5 na rede 1, os valores da segunda coluna correspondem às taxas imputadas à transacção T5 após a interligação. Os valores das colunas três e quatro correspondem às taxas imputadas à transacção T11 para as mesmas situações analisadas para a transacção T5.

Tabela 6.24 - Taxas a imputar aos geradores G14 e G15- 2, referente ao cenário 2

	T5-rede1	T5-redeint	T11-rede1	T11-redeint
Selocorreio	4133	5714	4133	5714
MW-milha clássico	10535	5679	-18958	-17245
Base	18618	-2660	-43603	-42429
Módulo ou uso	3083	2541	4609	7328
Zerocounterflow	4235	3141	589	1742
Fluxodominante	3602	2923	3844	6146

Pela análise da tabela 6.24 e do gráfico representado na figura 6.12 verifica-se que a transacção T5 é menos taxada após a interligação para todos os métodos que consideram os trânsitos de potência, por exemplo para o cálculo da taxa baseado no método MW-milha Clássico antes da interligação T5 pagava 10535 kEuro e após a interligação paga 5679 kEuro, no método Base deixa de pagar 18618 kEuro e passa a receber 2660 kEuro. O cálculo da taxa pelo método Selo de Correio é o mais desvantajoso para a transacção T5 pois com este método a transacção passa a pagar mais.

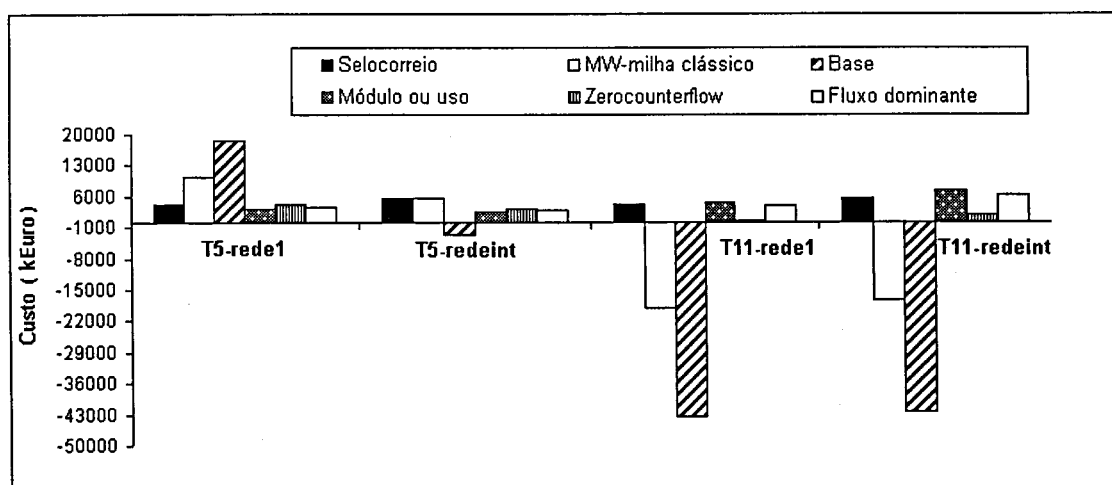


Fig. 6.12 - Taxas a imputar às transacções T5 e T11 para os diferentes métodos antes e após a interligação

Analisando agora o caso da transacção T11, verificamos exactamente o contrário do que se passava na transacção T5, isto é, T11 após a interligação passou a pagar mais e a receber menos nos métodos em que respectivamente pagava e recebia. Por exemplo nos valores das taxas calculadas pelo método Módulo ou Uso antes da interligação T11 era taxada em 4609 kEuro, após a interligação passou a ser taxada em 7328 kEuro e no método MW-milha Clássico recebia cerca de 18958 kEuro e passou a receber

17245 kEuro. Neste caso as transacção T5 e T11 passam a pagar mais quando é utilizado o método Selo de Correio Estas situações mostram que no respeitante às taxas imputadas a cada transacção a interligação das redes pode ser benéfica ou prejudicial.

6.3.3.1.2 - Comparação das Taxas Imputadas à Transacção T16

Os valores taxados à transacção T16 foram analisados no caso 1 e são nesta secção comparados com os valores dessas taxas após a interligação.

Recordando a conclusão tirada na secção 6.1.3.1.2 para os valores taxados a esta transacção, foi concluído que para os métodos de cálculo que consideram o uso da rede, a transacção T16 não era taxada. Sendo isto justificado pelo facto da carga e o gerador estarem ligados ao mesmo barramento, implicando por isso um impacto de valor nulo nos trânsitos de potências activas nas linhas. Como os métodos MW-milha Clássico, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante, taxam em função da utilização da rede e como para a concretização física da transacção T16 essa utilização não se verifica, a taxa a imputada por estes métodos à transacção T16 é nula, qualquer que seja a rede, tal como pode ser analisado na tabela 6.25.

Tabela 6.25 - Valores a taxar a T16 antes e após a interligação

	T16-rede1	T16-redeint
Selocorreio	2066	2857
MW-milha clássico	-9	0
Base	5	0
Módulo ou uso	5	0
Zerocounterflow	1	0
Fluxodominante	2	0

Pela análise da tabela 6.25 e do gráfico da figura 6.13 poder-se-á também verificar que os valores taxados a T16 pelo método Selo de Correio são maiores após a interligação das duas redes, isto é, antes da interligação a transacção T16 pagava 2066 kEuro e após a interligação passou a pagar 2857 kEuro. Sendo isto justificado com o facto da tarifa por MW ser maior para a rede interligada do que para a da rede 1.

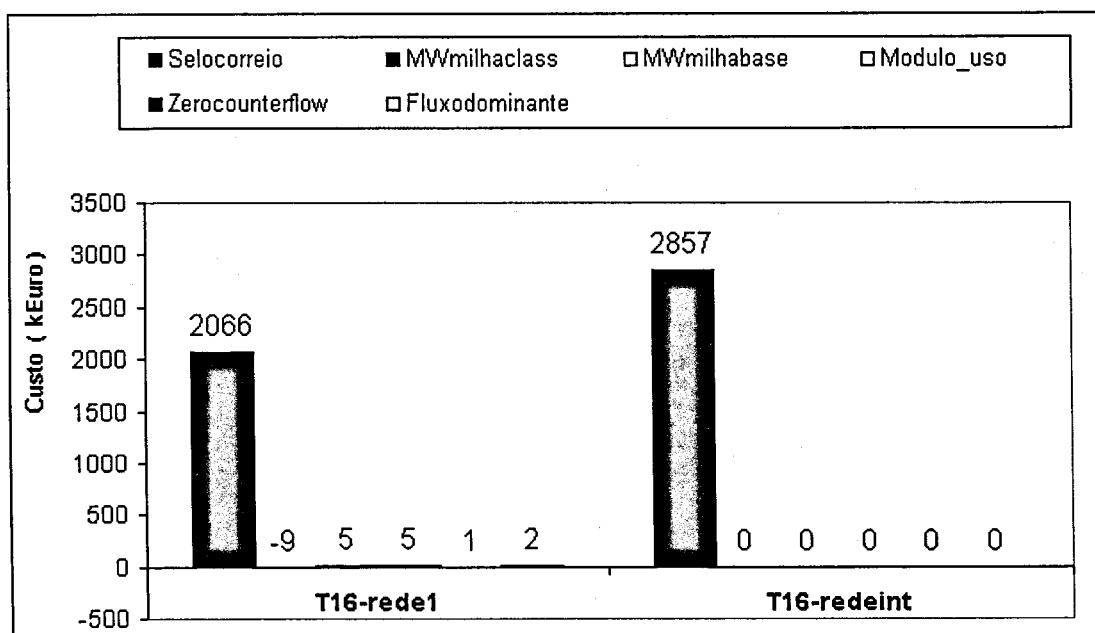


Fig. 6 13 - Taxas a imputar à transacção T16, para os diferentes métodos, antes e após a interligação.

6.3.3.2 – Comparação das Taxas Imputadas às Cargas Antes e Após a Interligação

Nesta secção são comparados os valores das taxas a imputar às cargas com o objectivo de verificar qual o efeito nessas taxas da interligação de redes.

As comparações são realizadas para cargas L10 e L12 que pertenciam à rede 2 antes de ocorrer a interligação.

6.3.3.2.1 - Comparação das Taxas Imputadas às cargas L10 e L12

Os valores das taxas a imputar a cada carga L10 e L12 foram analisados para o caso da rede 2 e são também nesta secção analisados considerando a realização da interligação.

Na tabela 6.26 são apresentados os valores das taxas imputadas as cargas L10 e L12 obtidos nas simulações realizadas para o caso em que as cargas se encontravam na rede 2 e para o caso em que as cargas se encontram na rede interligada.

Pela análise da tabela 6.26 e do gráfico da figura 6.14, verifica-se que tanto a carga L10 como a L12, passam a ser mais taxadas para todos os métodos de cálculo estudados, com a excepção do cálculo das taxas pelo método Selo de Correio. Por exemplo, no método Selo de Correio a carga L10, antes e depois da interligação, é taxada em

respectivamente 7754 kEuro e em 7142 kEuro, esta diminuição da taxa é justificado, como já referido anteriormente, pelo facto da tarifa calculada por este método ser maior na rede 2 do que na rede interligada. A tarifa tem um valor igual 62 kEuro/MW para a rede 2, superior à da rede interligada que tem um valor de 57,1 kEuro/MW. Concluindo-se portanto, que para o cálculo das taxas pelo método Selo de Correio, a rede que antes de interligar tem uma tarifa maior taxa as transacções da rede interligada com um valor menor e vice versa. Nos casos estudados a tarifa da rede interliga está compreendida entre 41,33 kEuro/MW correspondente à rede 1 e 62 kEuro/MW correspondentes à rede 2, isto é, a rede interligada tem uma tarifa de 57,1 kEuro/MW.

Tabela 6.26 - Valores a taxar às cargas L10 e L12, antes e após a interligação

	L10_rede2	L10_redeint	L12_rede2	L12_redeint
Selocorreio	7754	7142	7754	7142
MW-milha clássico	-10308	-12499	16570	20092
Módulo ou uso	9713	10453	9137	9290
Zerocounterflow	3397	4131	11064	11446
Fluxo dominante	8216	9107	9208	9631

Em relação aos outro métodos os valores das taxas imputadas às cargas L10 e L12 são muito variáveis, não se podendo generalizar pois o valor das taxas a imputar às cargas vai depender do impacto que as transacções a elas associadas provocarem na nova rede.

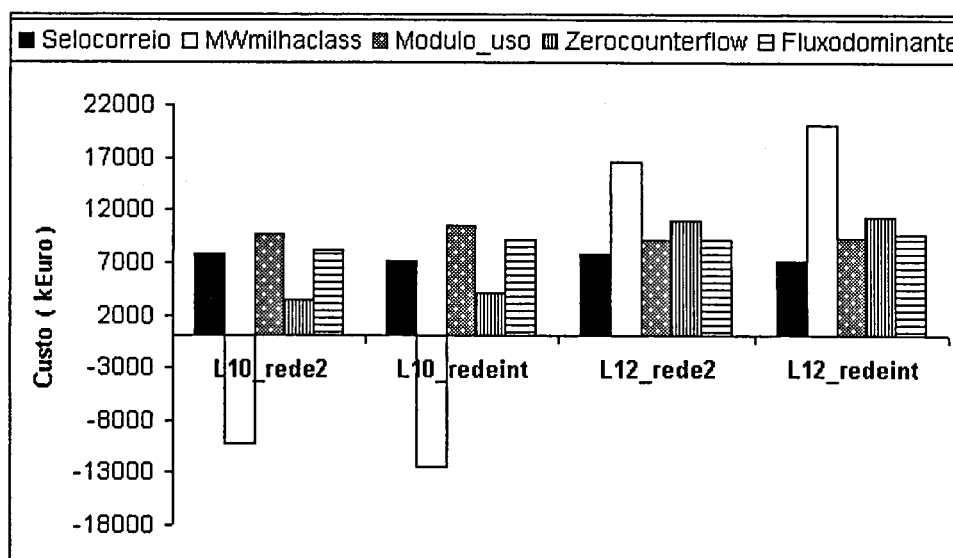


Fig. 6 14 - Taxas a imputar às cargas L10 e L12, para os diferentes métodos, antes e após a interligação

6.3.3.3 – Comparação das Taxas Imputadas aos Geradores Antes e Após a Interligação

Nesta secção são apresentados valores e realizadas comparações das taxas imputadas aos geradores, antes e após a interligação. São comparados os valores das taxas imputadas ao G15_2 com o objectivo de verificar o efeito nas taxas que lhe são imputadas na presença da interligação.

6.3.3.3.1 - Comparação das Taxas Imputadas ao Gerador G15-2

Os valores apresentados na tabela 6.27 correspondem às taxas imputadas ao gerador G15_2. A primeira coluna da tabela apresenta os valores das taxas imputadas ao gerador G15_2 antes da interligação e a coluna dois apresenta os valores das taxas após a interligação.

Analisando a tabela 6.27 e o gráfico da figura 6.15, que mostram os valores taxados ao gerador, confirma-se a conclusão tirada no ponto anterior em relação às taxas calculadas pelo método Selo de Correio, isto é, efectivamente este método taxa com menor valor o gerador G15_2 no caso da rede interligada, pelos mesmos motivos explicados na secção 6.3.3.2.1.

Tabela 6.27 - Valores a taxar ao gerador G15- 2 antes e após a interligação

	G15-2_rede2	G15-2_redeint
Selocorreio	12407	11428
MW-milha clássico	8498	12415
Base	-35716	-6374
Módulo ou uso	8923	8776
Zerocounterflow	8664	8430
Fluxodominante	9562	9501

Para os restantes métodos de cálculo das taxas não se verifica o mesmo, isto é, se o G15_2 for taxado pelos métodos Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante, paga menos após a interligação pelo uso da rede. Se este gerador for taxado pelo método Base, passa a receber menos após a interligação. Se for taxado pelo método MW-milha Clássico este gerador é mais taxado após a interligação.

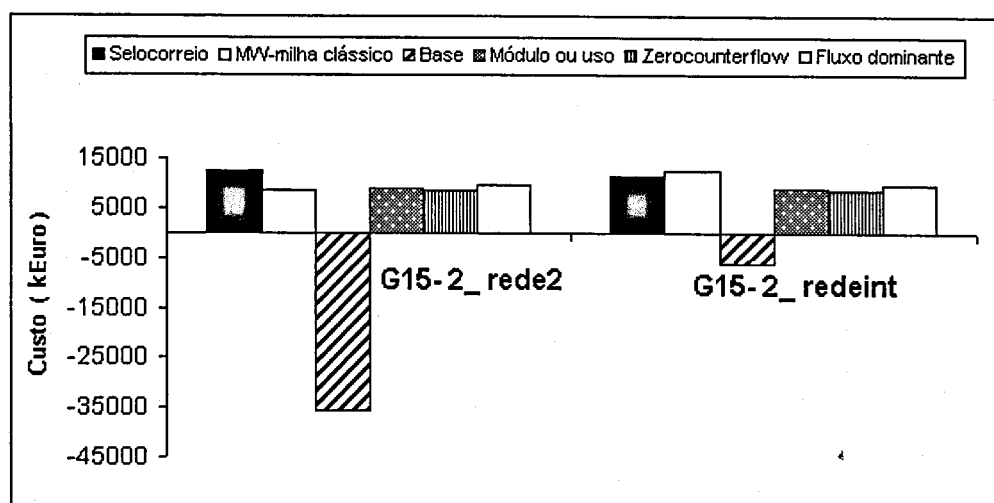


Fig. 6.15 - Taxas a imputar ao gerador G15_2 para os diferentes métodos antes e após a interligação

Como acabamos de ver a interligação de redes pode trazer vantagens ou desvantagens sob o ponto de vista dos valores taxados pelo uso da rede eléctrica, às transacções, cargas ou geradores, dependendo dos métodos utilizados e dos impactos, que provocam nos trânsitos de potência na rede.

No entanto é de salientar que pelo facto de existir uma rede maior pode possibilitar outro cenário de contratações que envolvam as duas redes, isto é, as cargas da rede 1 possam fazer contratos com geradores da rede 2 e vice versa, podendo trazer vantagens para ambas as partes. No caso 4 são analisados alguns pontos que tentam verificar algumas dessas vantagens e desvantagens.

6.4 - Caso 4: Efeitos nos Valores das Taxas Imputadas às Transacções na Presença de Contratos entres Elementos das Redes Iniciais

Neste quarto caso é estudado o efeito nos valores das taxas imputadas às transacções, se os contratos bilaterais forem realizados entre produtores e consumidores que pertenciam nos caso 1 e 2 a redes distintas. Por exemplo, no caso 1 os contratos só podem ser realizados entre os produtores e consumidores da rede 1, no caso 2 os contratos realizam-se entre produtores e consumidores da rede 2, mas no caso 4 em que a rede 1 e a rede 2 estão interligadas é possível a transacção física de energia entre os produtores e geradores que nos casos anteriores pertenciam a redes diferentes. Na possibilidade da

existência deste tipo de contratos, é idealizado no caso 4 um novo cenário contratual identificado por cenário 4, que se encontra apresentado na tabela 6.28.

6.4.1 - Caracterização da Rede Eléctrica

A rede eléctrica utilizada para o estudo deste quarto caso é a rede interligada apresentada na figura 6.11, no âmbito do estudo do caso 3. Os geradores e as cargas que integram a rede interligada mantêm o seu ponto da ligação e a sua potência injectada e consumida, respectivamente.

6.4.2 - Definição do Cenário 4

O cenário 4 contratual apresenta os contratos bilaterais entre geradores e cargas que integram a rede interligada, esses contratos são independentes da posição física na rede eléctrica, isto é, um consumidor originário da rede 1 pode contratar a um produtor originário da rede 2 e vice-versa, este cenário é o apresentado na tabela 6.28.

Tabela 6.28 - Cenário 4, transacções em (MW)

		Cargas (MW)																		
GER	(MW)	L1	L2	L3	L51	L52	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L16	L17	L18-1	L18-2	L19	L20
		100	150	250	110	200	170	135	350	125	125	125	125	150	100	150	150	150	100	100
G1	200	T1_100	0	0	0	0	T8_85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T34-15
G2	350	0	T2_100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T26-100	T28-100	T30-50	0	0
G3	200	0	0	0	0	0	0	T10_100	T12_100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G41	300	0	T3_50	0	0	T6_100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T27-50	T29_50	T31-50	0	0
G42	40	0	0	0	0	0	0	T11-35	0	0	0	0	0	T21_5	0	0	0	0	0	0
G6	250	0	0	T4_250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G8	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T16_85	T18_85	0	0	0	0	0	0	0	T35-30
G9	200	0	0	0	0	0	0	T13_200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G10	250	0	0	0	0	0	0	0	0	T15_125	0	0	T20_125	0	0	0	0	0	0	0
G14	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T22-100	0	0	0	0	0	0
G15-1	200	0	0	0	0	0	T9_85	0	0	0	T17_40	T19_40	0	T23_35	0	0	0	0	0	0
G15-2	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T25_100	0	0	0	0	T33-100
G17	200	0	0	0	0	T7_100	0	0	T14_50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	T36-50
G19	175	0	0	0	T5_110	0	0	0	0	0	0	0	0	T24_10	0	0	0	T32-50	0	T37-5

Analisando o cenário apresentado na tabela 6.28 e comparando-o com o cenário 3 apresentado na tabela 6.22, verifica-se que o cenário contratual foi alterado e o número de transacções também. Verifica-se também pela análise da tabela 6.28 que as cargas originárias da rede 1 tais como por exemplo as cargas L5_1, L5_2 e L6 passaram a contratar toda, ou parte, da potência activa que consomem, a geradores originários da rede 2. O mesmo pode ser verificado para as cargas originárias da rede 2.

Após a concepção deste cenário foram seguidos os mesmos passos, para a obtenção dos valores das taxas a imputar a cada transacção pertencentes ao cenário 4.

6.4.3 - Resultados e Análise de Resultados

Os resultados apresentados na tabela 6.29 correspondem ao cálculo das taxas imputadas a cada transacção do cenário 4 este cálculo foi baseado nos métodos Selo de Correio (SC), MW-milha Clássico (MWC), Base (B), Módulo ou Uso (MU), Zero *Counterflow* (ZCF) e Fluxo Dominante (FD), tal como nos casos já anteriormente estudados.

Tabela 6.29 - Taxas imputadas às transacções do cenário 4

T	SC	%	MWC	%	B	%	MU	%	ZCF	%	FD	%
1	5714	3.5	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
2	5714	3.5	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
3	2857	1.7	786	0.5	-1729	-1.1	2478	1.5	1801	1.1	2292	1.4
4	14284	8.7	17543	10.7	69072	42.2	14520	8.9	16098	9.8	13072	8.0
5	6285	3.8	-7759	-4.7	-25725	-15.7	8723	5.3	5558	3.4	7361	4.5
6	5714	3.5	5896	3.6	3617	2.2	2281	1.4	2886	1.8	2657	1.6
7	5714	3.5	-15218	-9.3	-45220	-27.6	9090	5.6	4227	2.6	7429	4.5
8	4857	3.0	-9899	-6.0	-33826	-20.7	6319	3.9	2933	1.8	6035	3.7
9	4857	3.0	-7764	-4.7	-46149	-28.2	7347	4.5	3429	2.1	6899	4.2
10	5714	3.5	7535	4.6	9224	5.6	5619	3.4	6149	3.8	5800	3.5
11	2000	1.2	3888	2.4	4468	2.7	1900	1.2	2228	1.4	2028	1.2
12	5714	3.5	10296	6.3	12536	7.7	5889	3.6	6904	4.2	6289	3.8
13	11428	7.0	15916	9.7	28097	17.2	7562	4.6	8943	5.5	7791	4.8
14	2857	1.7	-3619	-2.2	-16372	-10.0	3728	2.3	2043	1.2	3145	1.9
15	7142	4.4	-927	-0.6	-29624	-18.1	4715	2.9	3467	2.1	4422	2.7
16	4857	3.0	-6139	-3.8	8196	5.0	4662	2.8	3145	1.9	3969	2.4
17	2286	1.4	341	0.2	-1817	-1.1	2269	1.4	1593	1.0	2177	1.3
18	4857	3.0	2774	1.7	6703	4.1	3747	2.3	3912	2.4	3849	2.4
19	2286	1.4	4536	2.8	-2512	-1.5	2548	1.6	2532	1.5	2773	1.7
20	7142	4.4	18061	11.0	7422	4.5	6498	4.0	7779	4.8	6800	4.2
21	286	0.2	1498	0.9	2037	1.2	380	0.2	542	0.3	434	0.3
22	5714	3.5	18883	11.5	8132	5.0	4356	2.7	5130	3.1	4653	2.8
23	2000	1.2	8455	5.2	3667	2.2	1543	0.9	2053	1.3	1831	1.1
24	571	0.3	1699	1.0	1370	0.8	445	0.3	533	0.3	432	0.3
25	5714	3.5	6072	3.7	2992	1.8	3729	2.3	3897	2.4	4168	2.5
26	5714	3.5	19465	11.9	52086	31.8	10784	6.6	14116	8.6	11544	7.1
27	2857	1.7	10558	6.4	24403	14.9	5186	3.2	6641	4.1	5579	3.4
28	5714	3.5	19331	11.8	51497	31.5	10265	6.3	13735	8.4	11156	6.8
29	2857	1.7	10500	6.4	24126	14.7	4948	3.0	6471	4.0	5407	3.3
30	2857	1.7	9688	5.9	25800	15.8	5139	3.1	6879	4.2	5586	3.4
31	2857	1.7	10500	6.4	24125	14.7	4948	3.0	6471	4.0	5407	3.3
32	2857	1.7	4019	2.5	10623	6.5	2146	1.3	2736	1.7	2188	1.3
33	5714	3.5	7172	4.4	-3206	-2.0	4438	2.7	4210	2.6	4896	3.0
34	857	0.5	1186	0.7	1023	0.6	1588	1.0	1583	1.0	1684	1.0
35	1714	1.0	704	0.4	1965	1.2	2041	1.2	2033	1.2	2093	1.3
36	2857	1.7	-2442	-1.5	-13082	-8.0	1717	1.0	892	0.5	1702	1.0
37	286	0.2	163	0.1	-219	-0.1	148	0.1	150	0.1	154	0.1
CT	163699	100.0	163699	100.0	163699	100.0	163699	100.0	163699	100.0	163699	100.0

O custo total do sistema é igual a CT_3 (163699 kEuro), porque o custo de transmissão C_k de cada linha que integra a rede interligada não foi alterada.

Analisando os resultados obtidos para as taxas a imputar a cada transacção, apresentados na tabela 6.29, mais uma vez se verifica que o valor do Custo Total (CT) obtido pelo somatório das taxas imputadas às 37 transacções é de valor igual ao atribuído para o custo de transmissão CT_3 relativo à rede interligada.

6.4.3.1 - Comparação das Taxas Imputadas às Transacções

Nesta secção é analisado os efeitos nas taxas imputadas a duas transacções de 85 MW cada, mas relativas a contratos diferentes. Uma transacção é relativa a um contrato bilateral entre a carga L11 e o gerador G17, ambos originários da rede 2. A outra transacção é relativa ao contrato entre a mesma carga L11 e o gerador G8 originário da rede 1.

Os resultados obtidos para as taxas imputadas a cada transacção são os apresentados na tabela 6.30, em que os valores da primeira coluna foram obtidos recorrendo dos valores apresentados na tabela 6.23, relativos às taxas a imputar a cada transacção do cenário 3, e a segunda coluna foi obtida recorrendo aos resultados obtidos para os valores das taxas imputadas às transacção, apresentados na tabela 6.29

Tabela 6.30 - Valores a taxar à carga L11, na interligação para o cenário 3 e cenário 4

	Cenário 3 L11/G17 - 85 MW	Cenário 4 L11/G8 - 85 MW
Selocorreio	4857	4857
MW-milha clássico	-1318	2774
Base	-48770	6703
Módulo ou uso	8713	3747
Zerocounterflow	6400	3912
Fluxodominante	8439	3849

Analisando a tabela 6.30 e o gráfico da figura 6.16, verifica-se que para o método Selo de Correio a taxa imputada à transacção é de 4857 kEuro para ambos os casos. O que se justifica com o facto da taxa imputada pelo método Selo de Correio se manter a mesma

para transacções de igual potência, desde que o custo total de transmissão seja o mesmo, facto que é verificado neste caso.

Nos métodos Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante, o facto da carga L11 poder contratar ao gerador G8 originário da rede 1, faz com que passe a pagar menos. No método Fluxo Dominante a taxa imputada desceu de 8439 kEuro para 3849 kEuro. No entanto no método MW-milha Clássico e no Método Base a carga fica em desvantagem, pois com ambos os métodos recebia no cenário 3, passando a pagar no cenário 4.

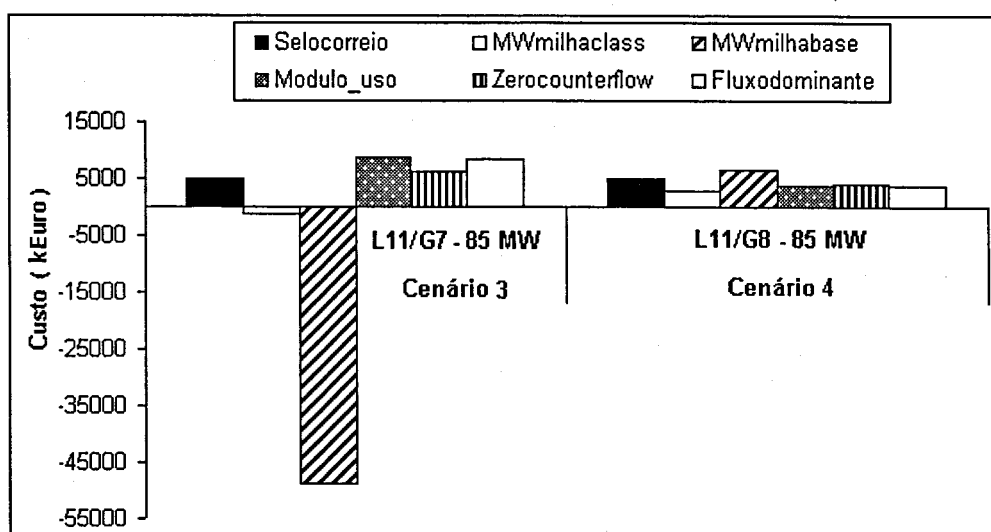


Fig. 6.16 - Taxas a imputar à cargas L11, para os diferentes métodos para o cenário 4

Com os factos apresentados, não se pode afirmar, sem fazer uma análise caso a caso, que na presença de uma rede interligada (maior por consequência) as taxas imputadas são maiores ou menores. Os custos de utilização da rede eléctrica vão depender de vários factores, entre eles o tipo de método usado e o impacto que a transacção vai introduzir na rede de transmissão.

Pela análise dos resultados dos quatro casos estudados são tiradas algumas conclusões apresentadas no capítulo 7.

Capítulo 7 - Conclusões e Perspectivas Futuras

Após o estudo apresentado ao longo de toda a dissertação, em particular o estudo teórico apresentado no capítulo 4, a arquitectura de desenvolvimento apresentada no capítulo 5 e a análise de resultados realizada no capítulo 6, o presente capítulo inclui as conclusões de todo o trabalho realizado.

Durante o decorrer do trabalho, foram surgindo novas ideias que são também apresentados neste capítulo, sob a forma de perspectivas futuras de continuação e desenvolvimento do trabalho apresentado.

7.1 - Conclusões

Após a análise dos resultados obtidos para as taxas imputadas às transacções pelo uso da rede, conclui-se que todos os métodos analisados, Selo de Correio, MW-milha Clássico, Base, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e Fluxo Dominante, remuneraram o custo atribuído ao sistema de transmissão. Esta situação foi demonstrada, no capítulo 4, nas secções em que estes métodos foram descritos, e confirmados pelos resultados das simulações apresentados nas tabelas 6.5, 6.15, 6.23 e 6.24. Foi demonstrado no mesmo capítulo que o método MW-milha Variante tanto pode não pagar o custo de transmissão como pode exceder largamente esse custo.

Conclui-se também, para os diferentes métodos, que o método Selo de Correio taxa todas as transações em função do valor da potência contratada e do custo total de transmissão. O que implica para um determinado sistema eléctrico, que todas as transacções com o mesmo valor de potência transaccionada, paguem o mesmo pela utilização da rede de transmissão, mesmo que não a utilizem. Por exemplo, uma transacção realizada entre produtores e consumidores ligados ao mesmo barramento, não necessitando de utilizar as linhas para concretização física dessa transacção, é taxada da mesma forma que outra, que se realize entre produtores e consumidores que estão ligados a barramentos diferentes, necessitando por isso de utilizar a rede.

Sendo assim não se pode considerar o método Selo Correio como um método justo, sob o ponto de vista das cargas e dos geradores, não esquecendo porém, que a sua simplicidade de implementação leva a que seja muitas vezes utilizado pelas empresas responsáveis pelas redes de transmissão. Em relação a este método, conclui-se também que, no caso da interligação de redes, as transacções que pertenciam a redes com a tarifa menor passam a ser taxadas com um valor superior, e as transacções que pertenciam à rede com maior tarifa passam a ser taxadas com um valor inferior, tal como justificado no capítulo 6.

Em relação ao método MW – milha Clássico, conclui-se que é um método que taxa as transacções de forma vantajosa para alguns aspectos, pois permite que por vezes a transacção receba em algumas situações, pelo facto de utilizar a rede. Outras das situações vantajosas é quando os dois agentes intervenientes nas transacções, se encontram ligados ao mesmo barramento, pois este método taxa a transacção com zero. Contudo este método não traz só benefícios, porque no caso das transacções serem taxadas conclui-se que pagam mais no MW-milha Clássico do que em outros métodos analisados tais como os métodos, Módulo ou Uso, *Zero Counterflow* e o Fluxo Dominante.

Conclui-se também que, quando se verifica a interligação de redes surgem efeitos nas taxas a imputar a cada transacção. No entanto, este efeito pode ser positivo ou negativo, dependendo dos novos trânsitos de potências activas nas linhas, dos impactos das transacções nas linhas, dos custos de transmissão de cada uma das redes iniciais, dos custos de transmissão nas linhas de interligação e do método de cálculo das taxas.

Em relação ao método Base, conclui-se que este método apesar de permitir que as transacções recebam pelo uso da rede, quando são taxadas positivamente pagam valores muito elevados.

Em relação às transacções em que os intervenientes estejam ligados ao mesmo barramento, o resultado é o mesmo que o do método MW-milha Clássico. Por isso se pode concluir que este método não é um método com grandes vantagens, uma vez que

provoca grande desequilíbrio entre os valores taxados às transacções com valores de potência iguais.

Em relação aos três últimos métodos analisados, que são os métodos, Módulo ou Uso, Zero *Counterflow* e o Fluxo Dominante, conclui-se que apesar destes métodos taxarem sempre as transacções com um valor positivo, esse valor é mais pequeno e mais uniforme, comparando transacções em condições idênticas. Estas taxas em certas situações dão alguns incentivos, mas não provocam por isso um grande aumento de taxas para as transacções em que esse benefício não se verifique. No entanto, nos casos em que o incentivo se verifica poder-se-á não pagar, mas também não se recebe.

No que diz respeito à interligação e a casos em que os intervenientes das transacções estão no mesmo barramento, as conclusões para estes três métodos são iguais às do método Base e MW-milha Clássico.

Resumidamente, façamos uma abordagem conclusiva em relação à forma como estes métodos distribuem o custo do sistema de transmissão, pelas diferentes transacções. Verifica-se, tendo em conta os estudos apresentados, nos capítulos 5 e 6, e as demonstrações, apresentadas no capítulo 4, que todos os métodos que consideram os trânsitos de potência e os impactos que as transacções presentes provocam nesses trânsitos são mais justos, pois a taxa imposta por eles é proporcional a esse impacto, mesmo no caso das redes interligadas.

No entanto, estes métodos são menos eficientes computacionalmente, pois necessitam de um número de simulações muito elevado, em comparação com os métodos que consideram uma tarifa em função do custo de transmissão e da potência total transaccionada, em que as transacções são taxadas proporcionalmente em relação a essa tarifa.

Estes métodos têm um aspecto muito importante em comum, que é o facto de todos eles pagarem o investimento no sistema eléctrico de transmissão, desde que o custo atribuído a cada linha para um determinado período corresponda à realidade.

7.2 - Trabalho Futuro

Pelos motivos já apontados, seria interessante no futuro o estudo destes e outros casos, que para além dos métodos estudados neste trabalho, associassem outros métodos, por exemplo os Incrementais de Longo Prazo para possibilitar uma tarifação, que incluísse a possibilidade de expansão de redes, de perdas de transmissão e outros factores de extrema importância para a tarifação nas redes de transmissão.

Este trabalho pode contribuir para a realização de um Simulador de Mercado de Energia Eléctrica, baseado num modelo de mercado Misto em que se prevê a comercialização entre compradores e vendedores numa *Pool* ou por contratos bilaterais. Este simulador pode ser desenvolvido com recurso a técnicas Multi-Agente (Isabel Praça – 2002_1).

Penso que tinha também interesse, a realização de uma interface informática disponível na Internet, que possibilite aos utilizadores da rede eléctrica realizar simulações, que lhes permitam optar pelos fornecedores de energia que menores encargos de transporte lhes venham a trazer.

Referências

- Calviou - 1993**, Calviou, Dunnet, Plumptre, " Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods", The National Company plc . UK, 1993.
- Carlos - 1999**, Carlos varela pinto, " A liberalização do Mercado de Energia, Serviço Público e Concorrência", Ingenium, Janeiro 99.
- Ching - 2001**, Ching - Tzong Su, Ji- Horng Liaw, " Power Wheeling Pricing Using Power Tracing and MVA-KM Method", Power tech Conference, 2001.
- Comunicação - 2000**, Comunicação da comissão ao conselho e ao parlamento Europeu, "Os progressos recentes na realização do mercado interno de electricidade", 16, Maio, 2000.
- Daniel - 1997**, Daniel Kirschen, Ron Allan, Goran Strbac, " Contribution of Individual Generators to Loads and Flows ", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, Nº. 1, Februry 1997.
- Directiva Europeia - 1996**, Directiva do parlamento Europeu e do conselho para o sector da energia eléctrica "directiva 96/92/CE, 19, Fevereiro, 1996".
- Directiva Europeia - 2001**, Directiva do parlamento Europeu e do conselho que altera a directiva 96/92/CE, 13, Março, 2001.
- Eliana Capurro - 1998**, Eliana Maria Cura Capurro, "Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica", Tese de Mestrado, Chile 1998.
- ERSE - 2001**, Boletim da Erse. Nº 3 ,Dezembro 2001.
- ERSE - 2002**, Sector Eléctrico – História e Documentação.
- ERSE - 2002_1**, Boletim da Erse. Nº 5 ,Dezembro 2002.
- ERSE - 2002_2**, "Regulamento de Regulações Comerciais", Fevereiro 2002, disponível em <http://www.ERSE.pt>.
- ERSE - 2002_4**, "Regulamento de Regulações Comerciais", Fevereiro 2002, disponível em <http://www.ERSE.pt>.
- Gabriel - 1999**, Gabriel Arguello, Roberto Aguirre P, Pablo Cisneros" Sistema Nodal Para La Determinación De Precios Marginales En Mercados Eléctricos Mayoristas" V Conferencia Internacional del Área Andina del IEEE, ANDESCON99.

- Hadi Saadat - 1999**, Hadi Saadat, "Power System Analysis", McGRAW-HILL INTERNATIONAL EDITIONS.
- Handschin - 1999**, E. Handschin, "Modelo Orientado al Objecto para la Simulation Y Gestion de Mercados Eléctricos Competitivos".
- Hugh Rudnick - 1995**, Hugh Rudnick, Rodrigo Palma, José Fernández "Marginal Pricing And Supplement Cost Allocation In Transmission Open Access" " IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, N°. 2, March 1995.
- Hugo - 2001**, Hugo León, José Alvarez, " Metodología Para La Determinación y Asignación Del Costo Del Servicio De Transmisión", Conferencia Internacional del Área Andina del IEEE, September 1999.
- Isabel Praça - 2002**, Isabel Praça, Carlos Ramos, Zita Vale, Manuel Cordeiro, "A Multi-Negotiation Period Prototype for Competitive Electricity Markets Simulation", International Conference on Fuzzy Systems and Soft Computational Intelligence in management and Industrial Engineering, Istambul, Turquia, pp. 84-91, May 2002.
- Isabel Praça - 2002**, Isabel Praça, Carlos Ramos, Zita Vale, Manuel Cordeiro, "A Multi-Agent Simulation Prototype Decision Support in Electricity Market", 2002 AI, Simulation and Planning in High Autonomy Systems, Lisbon Portugal, pp. 247-252, April 2002.
- Isabel Praça - 2002_1**, Isabel Praça, Carlos Ramos, Zita Vale, Manuel Cordeiro, "Agent Strategy in Multi- Period Negotiation for Electricity Markets", Second IASTED International Conference on Artificial Intelligence and Applications, Malaga Spain, pp. 411-416, September 2002.
- Janusz - 1997**, Janusz Bialek, "Topology Generation and Load Distribution Factores for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, N°. 3, August 1997.
- Javier Rubio - 2000**, Fco. Javier Rubio- Odériz, Ignacio J. Pérez-Arriaga "Marginal Pricing Of Transmission Services: A Comparative Analysis Of Network Cost Allocation Methods" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, N°. 1, Febraury 2000.

- Juan Zolezzi - 1995**, Juan Zolezzi Cid, Hugh Rudnick, “Alternativa De Determinacion Del Area De Influencia De La Geracion En El Sistema De Transmission” ” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, Nº. 2, March 1995.
- Juan - 1999**, Juan Zolezzi, Hugh Rudnick, “Tarifacion Del Sistema De Transmision Eléctrica: Aproximación Mediante Juegos Cooperativos”, Chile.
- Leontina Pinto - 1996**, Leontina Maria V.G. Pinto, “Tarifação da Transmissão a Custos Marginais”, ELAB 1996 Comunicação nº 85.
- Manuel João – 2002**, Manuel João D. Gonçalves, Zita A. Vale, “Market Power Analysis – Strategic Coalition Impact on Market Power”, IASTED June 2002.
- Manuel - 2000**, Manuel Magalhães, Tese -“Protótipo de Operadores de Mercado e de Sistemas de Redes Eléctricas em Ambiente Competitivo ”, FEUP, Setembro 2000.
- Marangon - 1995**, J W Marangon Lima, M V F Pereira, “An Integrated Framework For Cost Allocation In A Multi-Owned Transmission System” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, Nº. 2, November 1995.
- Marangon - 1996**, J W Marangon Lima, “ Allocation Of Transmission Fixed Charges: An Overview”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, Nº. 3, August 1996.
- Matlab – 2000**, “Matlab-Language of Technical Computing Version 6.0.0.88”, 22 of September 2000.
- Matlab – 2001**, “Mastering Matlab 6”, Hanselman, 2001.
- PE-1996** - Directiva 96/92/ce do parlamento Europeu e do conselho de 19 de Dezembro de 1996 - (que estabelece as regras comuns para o mercado interno).
- PowerWorld – 2001**, “PowerWorld Corporation” Version 7.0 Build 9/5/2001, 2004 South Wright St.
- Proteste - 1999**, Revista Proteste “Quanto Custa a electricidade” Artigo publicado na revista Proteste nº193 em Junho de 1999.
- Rudnick - 1998**, Rudnick, Soto M, Palma “ Use Of System Approaches For Transmission Open Access”, Revista Jornal “Electrical Power and Energy Systems”,1998.

- Shirmohammadi - 1989**, D Shirmohammadi, P R Gribik, E T K Law, J H Malinowski, R E O'Donnell, " EVALUATION OF TRANSMISSION NETWORK CAPACITY USE FOR WHEELING TRANSACTIONS", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, Nº. 4, October 1989.
- Shirmohammadi - 1991**, D Shirmohammadi, C Rajagopalan, E R Alward, C L Thomas, " Cost Of Transmission Transactions: An Introduction", Transactions on Power Systems, vol. 6, Nº. 4, November 1991.
- Shirmohammadi - 1996**, D Shirmohammadi, X V Filho and B Gorenstin, M V P Pereira, " Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Price " IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, Nº. 2, November 1996.
- Steven Stoft - 1995**, Steven Stoft, "Revenue Caps vs. Price Caps:Implications for DSM", Cap.4, 11 November 1995.
- Teresa - 1999**, Maria Teresa Correia de Bastos," A Industria da Energia Eléctrica um Sector em Mudança", Ingenium, Fevereiro de 1999.
- Tomé Saraiva - 1997**, J. Tomé Saraiva, " Reestruturação do sector eléctrico - Experiência e desafios", 3º Encontro nacional do colégio de engenharia electrotécnica, Junho 1997.
- Tomé Saraiva - 1999**, 3º Encontro Nacional do colégio de Engenharia Electrotécnica-João Tomé Saraiva.
- Tomé Saraiva - 2000**, J. Tomé Saraiva, " Transmission Pricing", apontamentos aulas 2000.
- Tomé Saraiva - 2002**, Tomé Saraiva, Pereira da Silva, Ponce Leão "Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes", Edições Feup, 2002.
- Way - 1981**, Ng, Way Y "Generalized Generation Distribution Factors For Power Systems Security Evaluitions " IEEE Transactions on Power Systems, vol. Pas-100, Nº. 3, March 1981.
- Young-Moon - 1998**, Young-Moon Park, Jong-Bae Park,Jung-Uk Lim, Jong-Ryul Won "An Analytical Approach For Transaction Cost Allocation In Transmission System", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, Nº. 4, November 1998.

Anexo A

Situação da Liberalização do Mercado em 19 Países

Estudo em 19 Países

O comportamento dos diversos Países, perante a directiva Europeia no que respeita à liberalização do mercado da electricidade não é o mesmo. Como podemos verificar na figura 1 do Anexo A, só cerca de 4 Países apresentam na sua totalidade um mercado livre que são: Suécia, Finlândia, Reino Unido, Alemanha, e a Dinamarca muito próximo dos 100%.

Portugal, França, Grécia, Áustria, e Itália, chegam apenas aos 30%, e mesmo a Espanha só se apresenta com cerca de 45% de mercado aberto (Proteste – 1999).

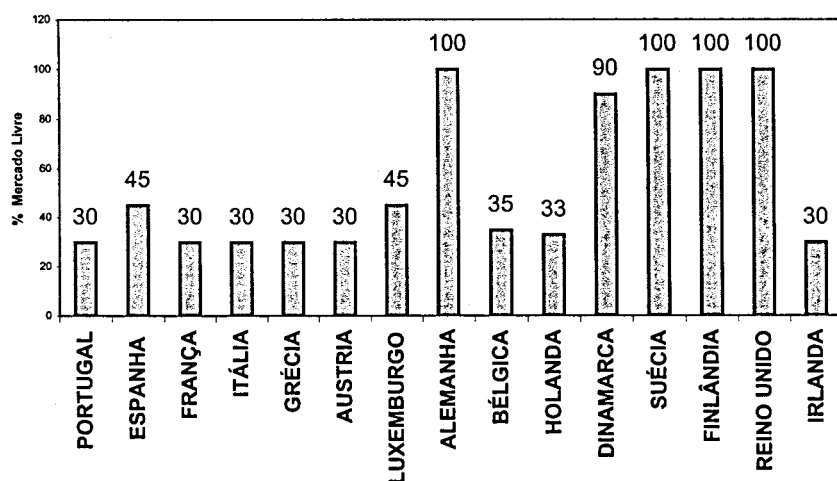


Fig.1 - % da Liberalização do Mercado

Já todos os Estados - Membros, com a excepção do Luxemburgo, transpuseram para o direito nacional as disposições da Directiva (96/92/CE) relativa às regras comuns para o mercado interno de electricidade. Todavia, em certos estados (França, Bélgica), os actos jurídicos secundários “decretos de lei”, necessários à aplicação de leis, ainda não foram adoptados. A Comissão Europeia continuará a assegurar-se que as transposições nacionais são compatíveis com as diferentes disposições da directiva (Comunicação – 2000).

A directiva fixa um grau mínimo de abertura do mercado em 30% do consumo, no ano 2000 e em 35% no ano 2003 (Tomé Saraiva, 1997)

Como se pode verificar no gráfico da figura 1, quase todos os países atingiram os 30% previstos para 2000, e facilmente atingiram os 35% em 2003.

Considerando os 19 países incluídos no gráfico da figura 2, verifica-se que o preço da electricidade em Portugal está cerca de 1,4% acima da média do preço do conjunto de Países analisados. Este gráfico mostra que apesar do preço em Portugal não ser dos mais elevados, representa o peso mais alto no orçamento dos consumidores do mercado da energia eléctrica Português.

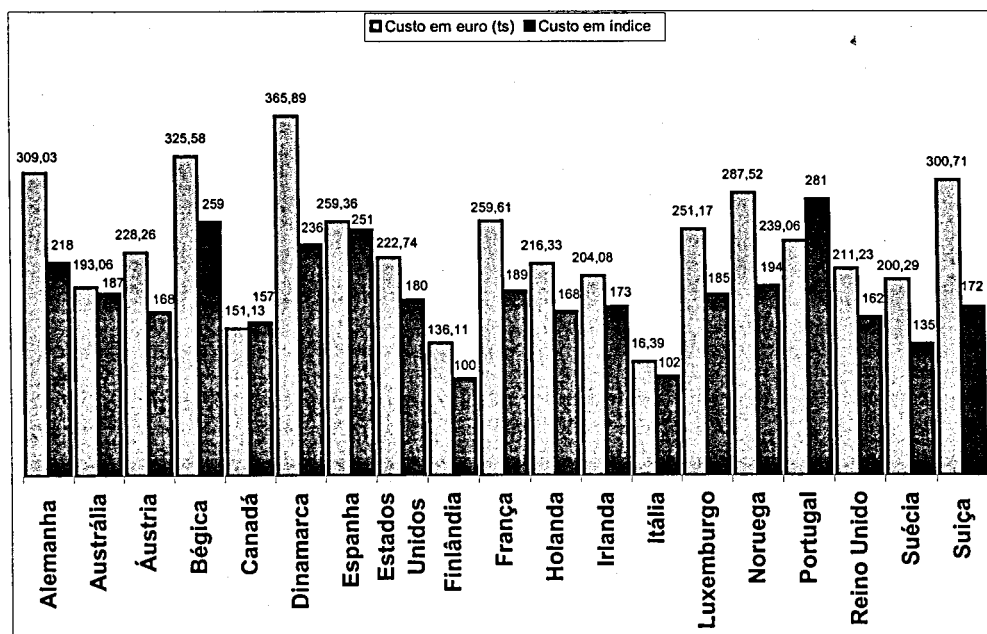


Fig.2 - Comparação de custos e índices

Efectivamente Portugal apresenta-se no topo da tabela com índice igual a 281, muito elevado comparado com outros países em que o custo da electricidade é mais alto, mas tem no entanto, menos significado no orçamento familiar, como por exemplo o caso da Finlândia que apresenta um índice igual a 100.

Pela análise da tabela 1, verifica-se que o aumento da liberalização do mercado da energia eléctrica foi acompanhado por uma diminuição de preços. Segundo a EUROSTAT, as estatísticas sobre a evolução dos preços da electricidade da União Europeia, entre 1996 e 1999 mostram em média, uma baixa de cerca de 6 %,

atingindo em certos casos, valores superiores a 20 %. Todos os consumidores de electricidade tiraram proveito desta evolução reforçando-se essa tendência em 1999.

Tabela 1 - Evolução de preços 1996 a 1999 (taxas não incluídas)

Países	Agregados Familiares	Pequena Empresa	Industria
Bélgica	-2,7	0,9	-3,5
Dinamarca	3,2	1,4	0,2
Alemanha	0,8	-8,5	-9,6
Grécia	-0,9	0,7	-0,8
França	-9,3	-12,8	-12,7
Irlanda	3,0	0,7	2,0
Itália	-1,1	-1,5	-2,8
Luxemburgo	-1,1	-2,2	-2,3
Países Baixos	-21,2	2,3	-1,7
Áustria	-3,7	-5,5	-4,0
Portugal	-4,0	-13,3	-14,0
Finlândia	-16,7	-15,6	-19,6
Suécia	-7,3	-18,5	-17,8
Reino Unido	13,2	0,4	8,7

Na tabela 1, o ano de 1996 foi escolhido como ano base para mostrar a evolução dos preços desde a adopção da directiva, ou seja, desde o momento em que a antecipação da liberalização é passível de ter começado.

Convém notar que a Bélgica, a Grécia e a Irlanda dispunham de um prazo suplementar de um ano a dois anos, provocando um impacto tardio sobre os preços. Determinados países como por exemplo, o Reino Unido já tinha dado início à liberalização dos seus mercados antes da adopção da directiva, o que significa que a redução dos preços já tinha sido iniciada antes de 1996. Em princípio, a criação de um mercado Europeu terá como resultado uma aproximação dos preços entre os mercados dos Países membros. Assim, verificar-se-á uma tendência diferenciada no que diz respeito às reduções de preços, dependendo do nível de preços antes da adopção da directiva (Comunicação - 2000).

Anexo B

Método de *Newton Rapson*

Método de *Newton Rapson*

Este método é o método de interacção mais sofisticado. Na maioria dos casos, ele não oferece riscos de divergência, e regra geral converge para a solução muito rapidamente.

Para simplificar, apresenta-se o método para um sistema com apenas duas equações do tipo seguinte:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2) &= 0 \end{aligned} \quad (2)$$

Os resultados podem ser estendidos, com facilidade, ao caso geral de N incógnitas

Admita-se as estimativas iniciais $x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)}$; para as incógnitas. É necessário determinar as variáveis de diferença $\Delta x_1^{(0)}$ e $\Delta x_2^{(0)}$ a adicionar às estimativas iniciais de forma a ser encontrada a solução correcta. Por outras palavras, admita-se que $x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}$ são as soluções procuradas. Como tal, elas devem satisfazer as equações (2) dadas; isto é:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}) &= 0 \\ f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}) &= 0 \end{aligned} \quad (3)$$

Expandindo essas equações numa série de *Taylor* em torno das estimativas iniciais tem-se:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_1^{(0)} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right)^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right)^{(0)} + \dots) &= 0 \\ f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_1^{(0)} \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right)^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right)^{(0)} + \dots) &= 0 \end{aligned} \quad (4)$$

Os símbolos $()^{(0)}$ significam que as derivadas parciais devem ser calculadas para $x_1 = x_1^{(0)}$ e $x_2 = x_2^{(0)}$.

Desprezamos os termos de maior ordem e escrevendo (4) na forma vectorial:

$$\mathbf{f}^{(0)} + \mathbf{J}^{(0)} \Delta \mathbf{x}^{(0)} \approx \mathbf{0} \quad (5)$$

Introduzindo as matrizes e os vectores seguintes e, estendendo ao caso geral:

$$\mathbf{J}^{(0)} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right)^{(0)} \\ \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right)^{(0)} & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right)^{(0)} \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$\mathbf{f}^{(0)} = \begin{bmatrix} f_1(x^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(x^{(0)}) \end{bmatrix} \quad \Delta \mathbf{x}^{(0)} = \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta x_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Explicitando $\Delta \mathbf{x}^{(0)}$ na equação (5) surge:

$$\Delta \mathbf{x}^{(0)} \approx -[\mathbf{J}^{(0)}]^{-1} \mathbf{f}^{(0)} \quad (7)$$

As diferenças $\Delta x_1^{(0)} \dots \Delta x_n^{(0)}$ que, de acordo com a hipótese feita, levam da estimativa inicial até à solução exacta, são portanto conhecidas, porem como é feita uma aproximação no seu cálculo, não é atingida a solução exacta. É por isso, necessário usar valores melhorados de $\mathbf{x}$ e com a equação (7) obter uma nova estimativa para as diferenças $\Delta x_1^{(0)} \dots \Delta x_n^{(0)}$.

Anexo c

Tabelas relativas aos resultados das simulações, realizadas no capítulo 5,
para o cálculo dos impactos das transacções

Tabelas de Resultados das Simulações

Neste anexo, é apresentado um conjunto de tabelas, relativas aos casos 1 e 3, que apresentam os valores obtidos nas simulações realizadas para determinação dos trânsitos de potências activas nas linhas, nas condições iniciais do sistema e os impactos provocados pelas transacções nessas linhas.

Linha		Pôtencia (MW)
1	7	48,48
1	2	-98,48
2	7	115,52
2	3	-14,00
3	5	83,51
3	4	-147,52
4	5	192,48
5	9	-6,53
5	6	-27,47
6	9	15,70
6	7	36,83
7	8	65,83
8	9	-84,17

Tabela 1 – Trânsitos de Potências Activas nas linhas da rede de 9 barramentos

A tabela 2 apresenta os valores dos impactos I provocados pelas transacções T relativas ao cenário 1, nas linhas da rede 1.

Linha	I	T
1 7	-33	1
1 2	67	1
2 7	25	1
2 3	-8	1
3 5	4	1
3 4	-4	1
4 5	4	1
5 9	-4	1
5 6	-5	1
6 9	1	1
6 7	4	1
7 8	-4	1
8 9	4	1
1 7	17	2
1 2	-33	2
2 7	-13	2
2 3	4	2
3 5	-2	2
3 4	2	2
4 5	-2	2
5 9	2	2
5 6	2	2
6 9	0	2
6 7	-2	2
7 8	2	2
8 9	-2	2
1 7	-12	3
1 2	-12	3
2 7	-19	3
2 3	69	3
3 5	16	3

Linha	I	T
3 4	-15	3
4 5	15	3
5 9	-13	3
5 6	-17	3
6 9	3	3
6 7	15	3
7 8	-16	3
8 9	16	3
1 7	-37	4
1 2	-37	4
2 7	-54	4
2 3	-90	4
3 5	-81	4
3 4	79	4
4 5	-79	4
5 9	38	4
5 6	122	4
6 9	63	4
6 7	65	4
7 8	-25	4
8 9	25	4
1 7	5	5
1 2	5	5
2 7	7	5
2 3	12	5
3 5	29	5
3 4	41	5
4 5	59	5
5 9	5	5
5 6	7	5
6 9	-1	5

Linha	I	T
6 7	-6	5
7 8	6	5
8 9	-6	5
1 7	0	6
1 2	0	6
2 7	1	6
2 3	1	6
3 5	3	6
3 4	4	6
4 5	6	6
5 9	1	6
5 6	1	6
6 9	0	6
6 7	-1	6
7 8	1	6
8 9	-1	6
1 7	7	7
1 2	7	7
2 7	11	7
2 3	18	7
3 5	46	7
3 4	64	7
4 5	96	7
5 9	8	7
5 6	10	7
6 9	-2	7
6 7	-9	7
7 8	10	7
8 9	-10	7
1 7	-5	8
1 2	-5	8

Linha	I	T
2 7	-7	8
2 3	-12	8
3 5	6	8
3 4	-6	8
4 5	6	8
5 9	14	8
5 6	14	8
6 9	-6	8
6 7	-9	8
7 8	-20	8
8 9	-20	8
1 7	8	9
1 2	8	9
2 7	12	9
2 3	-11	9
3 5	6	9
3 4	-5	9
4 5	5	9
5 9	-1	9
5 6	-10	9
6 9	-8	9
6 7	-12	9
7 8	8	9
8 9	-8	9
1 7	4	10
1 2	4	10
2 7	7	10
2 3	11	10
3 5	8	10
3 4	20	10
4 5	20	10

5	9	-7	10
5	6	-22	10
6	9	-10	10
6	7	-9	10
7	8	2	10
8	9	-2	10
1	7	-6	11
1	2	-6	11
2	7	-8	11
2	3	-14	11
3	5	7	11
3	4	-7	11
4	5	7	11
5	9	11	11
5	6	-25	11
6	9	-37	11
6	7	-38	11
7	8	-52	11
8	9	-48	11
1	7	7	12
1	2	7	12
2	7	10	12
2	3	-3	12
3	5	2	12
3	4	-2	12
4	5	2	12
5	9	-1	12
5	6	-2	12
6	9	0	12
6	7	2	12
7	8	-2	12
8	9	2	12
1	7	21	13
1	2	21	13
2	7	32	13

2	3	52	13
3	5	24	13
3	4	-23	13
4	5	23	13
5	9	-21	13
5	6	-27	13
6	9	5	13
6	7	22	13
7	8	-25	13
8	9	25	13
1	7	3	14
1	2	3	14
2	7	4	14
2	3	7	14
3	5	2	14
3	4	9	14
4	5	6	14
5	9	-3	14
5	6	-4	14
6	9	1	14
6	7	4	14
7	8	-4	14
8	9	4	14
1	7	31	15
1	2	31	15
2	7	47	15
2	3	-22	15
3	5	11	15
3	4	-11	15
4	5	11	15
5	9	-13	15
5	6	-9	15
6	9	10	15
6	7	-1	15
7	8	77	15

8	9	23	15
1	7	0	16
1	2	0	16
2	7	0	16
2	3	0	16
3	5	0	16
3	4	0	16
4	5	0	16
5	9	0	16
5	6	0	16
6	9	0	16
6	7	0	16
7	8	0	16
8	9	0	16
1	7	9	17
1	2	9	17
2	7	13	17
2	3	22	17
3	5	-11	17
3	4	11	17
4	5	-11	17
5	9	23	17
5	6	-1	17
6	9	-33	17
6	7	34	17
7	8	55	17
8	9	145	17
1	7	26	18
1	2	26	18
2	7	41	18
2	3	-33	18
3	5	17	18
3	4	-16	18
4	5	16	18
5	9	-25	18

5	6	-9	18
6	9	26	18
6	7	-18	18
7	8	49	18
8	9	-49	18
1	7	2	19
1	2	2	19
2	7	3	19
2	3	5	19
3	5	3	19
3	4	8	19
4	5	7	19
5	9	-6	19
5	6	-4	19
6	9	4	19
6	7	0	19
7	8	5	19
8	9	-5	19
1	7	0	20
1	2	0	20
2	7	-1	20
2	3	-1	20
3	5	1	20
3	4	-1	20
4	5	1	20
5	9	-1	20
5	6	0	20
6	9	2	20
6	7	-2	20
7	8	-3	20
8	9	-7	20

Tabela 2 – Impactos nas linhas da rede 1

As tabelas 3 apresenta os valores relativos aos trânsitos de potências activas na rede interligada, nas condições iniciais do sistema.

Linha	Potência (MW)
1 2	-90,87
1 7	40,87
2 7	103,94
2 3	5,19
3 5	50,69
3 4	-95,50
5 4	-244,50
5 6	-21,47
6 9	21,10
6 7	37,42
7 8	47,23
8 12	-34,98
8 9	-67,79
9 10	-30,03
9 5	-6,66
10 16	15,17
11 10	-94,79

11 9	-65,01
12 14	-144,65
12 13	19,48
12 11	-34,81
13 16	-130,52
14 18	192,43
14 15	-237,08
16 19	47,57
16 15	-262,92
18 20	-7,54
18 17	-100,04
19 20	107,54
19 17	15,04

Tabela 3 – Trânsitos de Potências Activas nas linhas da rede de 9 barramentos

A tabela 4 apresenta os valores dos impactos nas linhas devidos às transacções do cenário 3.

Linha	I	T
1 2	65,78	1
1 7	-34,21	1
2 7	24,27	1
2 3	9,94	1
3 5	3,99	1
3 4	-5,95	1
5 4	5,95	1
5 6	-2,96	1
6 9	-0,24	1
6 7	3,20	1
7 8	-6,74	1
8 12	3,21	1
8 9	3,53	1
9 10	-1,45	1
9 5	6,98	1
10 16	1,15	1
11 10	0,31	1
11 9	1,76	1
12 14	0,55	1
12 13	-0,60	1
12 11	2,06	1
13 16	0,60	1
14 18	-0,22	1
14 15	0,33	1
16 19	0,22	1
16 15	-0,33	1
18 20	0,11	1
18 17	0,11	1
19 20	0,11	1
19 17	0,11	1
1 2	-32,75	2
1 7	17,22	2
2 7	-12,15	2
2 3	-5,07	2
3 5	-2,04	2
3 4	3,04	2
5 4	-3,04	2
5 6	1,50	2
6 9	0,11	2
6 7	-1,61	2
7 8	3,46	2
8 12	-1,65	2
8 9	-1,81	2
9 10	0,75	2
9 5	-3,57	2
10 16	-0,59	2
11 10	-0,16	2
11 9	-0,90	2
12 14	-0,28	2
12 13	0,31	2
12 11	-1,06	2
13 16	-0,31	2
14 18	0,11	2
14 15	-0,17	2
16 19	-0,11	2
16 15	0,17	2
18 20	-0,06	2

Linha	I	T
18 17	-0,06	2
19 20	-0,06	2
19 17	-0,06	2
1 2	-15,00	3
1 7	-15,01	3
2 7	-22,79	3
2 3	-62,21	3
3 5	15,20	3
3 4	-22,61	3
5 4	22,60	3
5 6	-11,35	3
6 9	-1,00	3
6 7	12,36	3
7 8	-25,45	3
8 12	12,12	3
8 9	13,33	3
9 10	-5,49	3
9 5	26,45	3
10 16	4,33	3
11 10	1,16	3
11 9	6,63	3
12 14	2,07	3
12 13	-2,26	3
12 11	7,79	3
13 16	2,26	3
14 18	-0,83	3
14 15	1,24	3
16 19	0,83	3
16 15	-1,24	3
18 20	0,41	3
18 17	0,42	3
19 20	0,41	3
19 17	0,42	3
1 2	-26,15	4
1 7	-26,14	4
2 7	-39,43	4
2 3	65,55	4
3 5	-72,77	4
3 4	111,58	4
5 4	-111,6	4
5 6	112,82	4
6 9	77,07	4
6 7	60,06	4
7 8	-5,51	4
8 12	2,63	4
8 9	2,89	4
9 10	-1,19	4
9 5	-71,56	4
10 16	0,94	4
11 10	0,25	4
11 9	1,44	4
12 14	0,45	4
12 13	-0,49	4
12 11	1,69	4
13 16	0,49	4
14 18	-0,18	4
14 15	0,27	4

Linha	I	T
16 19	0,18	4
16 15	-0,27	4
18 20	0,09	4
18 17	0,09	4
19 20	0,09	4
19 17	0,09	4
1 2	3,13	5
1 7	3,14	5
2 7	4,83	5
2 3	-7,96	5
3 5	17,22	5
3 4	25,19	5
5 4	74,81	5
5 6	2,31	5
6 9	0,27	5
6 7	-2,57	5
7 8	5,40	5
8 12	-2,57	5
8 9	-2,82	5
9 10	1,17	5
9 5	-5,66	5
10 16	-0,92	5
11 10	-0,25	5
11 9	-1,41	5
12 14	-0,44	5
12 13	0,48	5
12 11	-1,65	5
13 16	-0,48	5
14 18	0,18	5
14 15	-0,26	5
16 19	-0,18	5
16 15	0,26	5
18 20	-0,09	5
18 17	-0,09	5
19 20	-0,09	5
19 17	-0,09	5
1 2	0,32	6
1 7	0,32	6
2 7	0,49	6
2 3	-0,81	6
3 5	1,73	6
3 4	2,54	6
5 4	7,46	6
5 6	0,23	6
6 9	0,03	6
6 7	-0,26	6
7 8	0,55	6
8 12	-0,26	6
8 9	-0,29	6
9 10	0,12	6
9 5	-0,58	6
10 16	-0,09	6
11 10	-0,02	6
11 9	-0,14	6
12 14	-0,04	6
12 13	0,05	6
12 11	-0,17	6

Linha	I	T
13 16	-0,05	6
14 18	0,02	6
14 15	-0,03	6
16 19	-0,02	6
16 15	0,03	6
18 20	-0,01	6
18 17	-0,01	6
19 20	-0,01	6
19 17	-0,01	6
1 2	4,97	7
1 7	4,97	7
2 7	7,66	7
2 3	-12,63	7
3 5	27,48	7
3 4	40,11	7
5 4	119,89	7
5 6	3,67	7
6 9	0,41	7
6 7	-4,08	7
7 8	8,55	7
8 12	-4,08	7
8 9	-4,48	7
9 10	1,85	7
9 5	-8,96	7
10 16	-1,46	7
11 10	-0,39	7
11 9	-2,23	7
12 14	-0,70	7
12 13	0,76	7
12 11	-2,62	7
13 16	-0,76	7
14 18	0,28	7
14 15	-0,42	7
16 19	-0,28	7
16 15	0,42	7
18 20	-0,14	7
18 17	-0,14	7
19 20	-0,14	7
19 17	-0,14	7
1 2	-2,85	8
1 7	-2,84	8
2 7	-4,30	8
2 3	7,15	8
3 5	2,87	8
3 4	-4,29	8
5 4	4,26	8
5 6	7,44	8
6 9	-2,03	8
6 7	-5,41	8
7 8	-12,56	8
8 12	-13,09	8
8 9	-14,37	8
9 10	5,93	8
9 5	-25,42	8
10 16	-4,68	8
11 10	-1,25	8
11 9	-7,15	8

12	14	-2,24	8
12	13	2,44	8
12	11	-8,40	8
13	16	-2,44	8
14	18	0,90	8
14	15	-1,34	8
16	19	-0,90	8
16	15	1,34	8
18	20	-0,45	8
18	17	-0,45	8
19	20	-0,45	8
19	17	-0,45	8
1	2	7,45	9
1	7	7,45	9
2	7	11,54	9
2	3	11,01	9
3	5	4,42	9
3	4	-6,59	9
5	4	6,60	9
5	6	-10,38	9
6	9	-8,88	9
6	7	-10,74	9
7	8	8,25	9
8	12	-3,93	9
8	9	-4,32	9
9	10	1,78	9
9	5	0,63	9
10	16	-1,41	9
11	10	-0,38	9
11	9	-2,15	9
12	14	-0,67	9
12	13	0,73	9
12	11	-2,52	9
13	16	-0,73	9
14	18	0,27	9
14	15	-0,40	9
16	19	-0,27	9
16	15	0,40	9
18	20	-0,13	9
18	17	-0,14	9
19	20	-0,13	9
19	17	-0,14	9
1	2	2,80	10
1	7	2,81	10
2	7	4,36	10
2	3	-7,18	10
3	5	5,31	10
3	4	12,49	10
5	4	27,52	10
5	6	-19,29	10
6	9	-12,30	10
6	7	-8,41	10
7	8	-1,24	10
8	12	0,59	10
8	9	0,65	10
9	10	-0,27	10
9	5	13,54	10
10	16	0,21	10
11	10	0,06	10
11	9	0,32	10
12	14	0,10	10
12	13	-0,11	10
12	11	0,38	10
13	16	0,11	10
14	18	-0,04	10

14	15	0,06	10
16	19	0,04	10
16	15	-0,06	10
18	20	0,02	10
18	17	0,02	10
19	20	0,02	10
19	17	0,02	10
1	2	-3,31	11
1	7	-3,31	11
2	7	-4,71	11
2	3	8,02	11
3	5	3,19	11
3	4	-4,83	11
5	4	4,82	11
5	6	-32,08	11
6	9	-36,22	11
6	7	-31,70	11
7	8	-39,72	11
8	12	-28,76	11
8	9	-31,52	11
9	10	13,04	11
9	5	-24,06	11
10	16	-10,30	11
11	10	-2,75	11
11	9	-15,72	11
12	14	-4,93	11
12	13	5,37	11
12	11	-18,46	11
13	16	-5,37	11
14	18	1,97	11
14	15	-2,96	11
16	19	-1,97	11
16	15	2,96	11
18	20	-0,98	11
18	17	-0,99	11
19	20	-0,98	11
19	17	-0,99	11
1	2	6,29	12
1	7	6,29	12
2	7	9,69	12
2	3	4,03	12
3	5	1,62	12
3	4	-2,41	12
5	4	2,41	12
5	6	-1,19	12
6	9	-0,08	12
6	7	1,27	12
7	8	-2,76	12
8	12	1,32	12
8	9	1,45	12
9	10	-0,60	12
9	5	2,84	12
10	16	0,47	12
11	10	0,13	12
11	9	0,72	12
12	14	0,23	12
12	13	-0,25	12
12	11	0,84	12
13	16	0,25	12
14	18	-0,09	12
14	15	0,14	12
16	19	0,09	12
16	15	-0,13	12
18	20	0,04	12
18	17	0,05	12

19	20	0,04	12
19	17	0,05	12
1	2	16,48	13
1	7	16,48	13
2	7	25,56	13
2	3	-42,04	13
3	5	23,32	13
3	4	-34,64	13
5	4	34,64	13
5	6	-17,31	13
6	9	-1,44	13
6	7	18,75	13
7	8	-39,21	13
8	12	18,67	13
8	9	20,54	13
9	10	-8,46	13
9	5	40,65	13
10	16	6,67	13
11	10	1,78	13
11	9	10,21	13
12	14	3,19	13
12	13	-3,48	13
12	11	12,00	13
13	16	3,48	13
14	18	-1,28	13
14	15	1,91	13
16	19	1,28	13
16	15	-1,91	13
18	20	0,64	13
18	17	0,64	13
19	20	0,64	13
19	17	0,64	13
1	2	2,04	14
1	7	2,05	14
2	7	3,14	14
2	3	-5,18	14
3	5	1,00	14
3	4	6,18	14
5	4	8,82	14
5	6	-2,93	14
6	9	-0,24	14
6	7	3,17	14
7	8	-6,65	14
8	12	3,17	14
8	9	3,48	14
9	10	-1,43	14
9	5	6,88	14
10	16	1,13	14
11	10	0,30	14
11	9	1,73	14
12	14	0,54	14
12	13	-0,59	14
12	11	2,03	14
13	16	0,59	14
14	18	-0,22	14
14	15	0,32	14
16	19	0,22	14
16	15	-0,32	14
18	20	0,11	14
18	17	0,11	14
19	20	0,11	14
19	17	0,11	14
1	2	27,93	15
1	7	27,94	15
2	7	43,54	15

2	3	28,52	15
3	5	11,47	15
3	4	-17,05	15
5	4	17,05	15
5	6	-2,63	15
6	9	6,45	15
6	7	-3,81	15
7	8	67,66	15
8	12	15,40	15
8	9	16,94	15
9	10	-6,97	15
9	5	25,89	15
10	16	5,50	15
11	10	1,47	15
11	9	8,42	15
12	14	2,63	15
12	13	-2,87	15
12	11	9,89	15
13	16	2,87	15
14	18	-1,06	15
14	15	1,58	15
16	19	1,06	15
16	15	-1,58	15
18	20	0,52	15
18	17	0,53	15
19	20	0,52	15
19	17	0,53	15
1	2	0,00	16
1	7	0,00	16
2	7	0,00	16
2	3	0,00	16
3	5	0,00	16
3	4	0,00	16
5	4	0,00	16
5	6	0,00	16
6	9	0,00	16
6	7	0,00	16
7	8	0,00	16
8	12	0,00	16
8	9	0,00	16
9	10	0,00	16
9	5	0,00	16
10	16	0,00	16
11	10	0,00	16
11	9	0,00	16
12	14	0,00	16
12	13	0,00	16
12	11	0,00	16
13	16	0,00	16
14	18	0,00	16
14	15	0,00	16
16	19	0,00	16
16	15	0,00	16
18	20	0,00	16
18	17	0,00	16
19	20	0,00	16
19	17	0,00	16
1	2	7,05	17
1	7	7,05	17
2	7	10,76	17
2	3	-17,82	17
3	5	-7,15	17
3	4	10,67	17
5	4	-10,66	17
5	6	-6,85	17

6	9	-14,38	17
6	7	21,24	17
7	8	39,05	17
8	12	76,54	17
8	9	84,41	17
9	10	-34,65	17
9	5	-24,67	17
10	16	27,33	17
11	10	7,32	17
11	9	41,90	17
12	14	13,07	17
12	13	-14,26	17
12	11	49,22	17
13	16	14,26	17
14	18	-5,26	17
14	15	7,81	17
16	19	5,26	17
16	15	-7,81	17
18	20	2,61	17
18	17	2,65	17
19	20	2,61	17
19	17	2,65	17
1	2	24,37	18
1	7	24,47	18
2	7	38,04	18
2	3	37,59	18
3	5	15,12	18
3	4	-22,47	18
5	4	22,47	18
5	6	0,78	18
6	9	13,65	18
6	7	-14,43	18
7	8	48,07	18
8	12	-22,88	18
8	9	-25,10	18
9	10	10,38	18
9	5	38,37	18
10	16	-8,19	18
11	10	-2,19	18
11	9	-12,51	18
12	14	-3,92	18
12	13	4,27	18
12	11	-14,69	18
13	16	-4,27	18
14	18	1,57	18
14	15	-2,36	18
16	19	-1,57	18
16	15	2,35	18
18	20	-0,78	18
18	17	-0,79	18
19	20	-0,78	18
19	17	-0,79	18
1	2	1,01	19
1	7	1,01	19
2	7	1,55	19
2	3	-2,54	19
3	5	2,06	19
3	4	4,60	19
5	4	10,39	19
5	6	-1,93	19
6	9	1,88	19
6	7	0,05	19
7	8	2,61	19
8	12	-1,24	19
8	9	-1,37	19

9	10	0,56	19
9	5	10,53	19
10	16	-0,44	19
11	10	-0,12	19
11	9	-0,68	19
12	14	-0,21	19
12	13	0,23	19
12	11	-0,80	19
13	16	-0,23	19
14	18	0,08	19
14	15	-0,13	19
16	19	-0,09	19
16	15	0,13	19
18	20	-0,04	19
18	17	-0,04	19
19	20	-0,04	19
19	17	-0,04	19
1	2	-0,35	20
1	7	-0,35	20
2	7	-0,53	20
2	3	0,87	20
3	5	0,37	20
3	4	-0,53	20
5	4	0,56	20
5	6	0,33	20
6	9	0,73	20
6	7	-1,06	20
7	8	-1,93	20
8	12	-3,82	20
8	9	-4,20	20
9	10	1,73	20
9	5	1,28	20
10	16	-1,37	20
11	10	-0,37	20
11	9	-2,09	20
12	14	-0,66	20
12	13	0,71	20
12	11	-2,46	20
13	16	-0,72	20
14	18	0,26	20
14	15	-0,40	20
16	19	-0,26	20
16	15	0,39	20
18	20	-0,13	20
18	17	-0,13	20
19	20	-0,13	20
19	17	-0,13	20
1	2	-0,34	21
1	7	-0,34	21
2	7	-0,51	21
2	3	0,85	21
3	5	0,34	21
3	4	-0,51	21
5	4	0,51	21
5	6	0,32	21
6	9	0,68	21
6	7	-1,01	21
7	8	-1,86	21
8	12	5,86	21
8	9	-4,00	21
9	10	-7,88	21
9	5	1,18	21
10	16	-27,31	21
11	10	-9,81	21
11	9	-2,02	21

12	14	15,11	21
12	13	-2,57	21
12	11	-11,82	21
13	16	2,57	21
14	18	3,21	21
14	15	18,32	21
16	19	-3,21	21
16	15	26,68	21
18	20	-1,59	21
18	17	-1,61	21
19	20	-1,59	21
19	17	-1,61	21
1	2	-0,61	22
1	7	-0,60	22
2	7	-0,91	22
2	3	1,52	22
3	5	0,61	22
3	4	-0,91	22
5	4	0,91	22
5	6	0,58	22
6	9	1,22	22
6	7	-1,80	22
7	8	-3,31	22
8	12	10,44	22
8	9	-7,13	22
9	10	-14,02	22
9	5	2,09	22
10	16	-48,59	22
11	10	-17,40	22
11	9	-3,57	22
12	14	26,33	22
12	13	-5,09	22
12	11	-20,98	22
13	16	5,09	22
14	18	-34,29	22
14	15	-7,95	22
16	19	-45,74	22
16	15	7,94	22
18	20	-2,71	22
18	17	36,99	22
19	20	-2,71	22
19	17	-43,04	22
1	2	-0,09	23
1	7	-0,09	23
2	7	-0,13	23
2	3	0,22	23
3	5	0,09	23
3	4	-0,13	23
5	4	0,13	23
5	6	0,09	23
6	9	0,18	23
6	7	-0,26	23
7	8	-0,49	23
8	12	1,53	23
8	9	-1,05	23
9	10	1,70	23
9	5	0,31	23
10	16	-6,55	23
11	10	4,90	23
11	9	3,23	23
12	14	6,25	23
12	13	-2,17	23
12	11	-6,88	23
13	16	2,17	23
14	18	0,61	23

14	15	6,85	23
16	19	-0,56	23
16	15	8,16	23
18	20	-0,29	23
18	17	-0,32	23
19	20	-0,29	23
19	17	-0,26	23
1	2	-0,51	24
1	7	-0,50	24
2	7	-0,76	24
2	3	1,27	24
3	5	0,51	24
3	4	-0,76	24
5	4	0,76	24
5	6	0,48	24
6	9	1,02	24
6	7	-1,50	24
7	8	-2,77	24
8	12	8,75	24
8	9	-5,97	24
9	10	9,57	24
9	5	1,75	24
10	16	-37,33	24
11	10	27,76	24
11	9	18,32	24
12	14	34,83	24
12	13	-12,84	24
12	11	-38,93	24
13	16	12,84	24
14	18	-39,14	24
14	15	-4,31	24
16	19	-45,86	24
16	15	4,31	24
18	20	-1,52	24
18	17	40,66	24
19	20	-1,52	24
19	17	-44,34	24
1	2	-0,14	25
1	7	-0,13	25
2	7	-0,20	25
2	3	0,34	25
3	5	0,14	25
3	4	-0,20	25
5	4	0,20	25
5	6	0,13	25
6	9	0,27	25
6	7	-0,40	25
7	8	-0,74	25
8	12	2,32	25
8	9	-1,59	25
9	10	3,14	25
9	5	0,46	25
10	16	-11,69	25
11	10	8,55	25
11	9	5,46	25
12	14	8,71	25
12	13	-4,57	25
12	11	-10,95	25
13	16	4,57	25
14	18	-8,44	25
14	15	0,26	25
16	19	-16,52	25
16	15	-0,26	25
18	20	4,21	25
18	17	4,23	25

19	20	4,21	25
19	17	4,30	25
1	2	1,50	26
1	7	1,51	26
2	7	2,28	26
2	3	-3,78	26
3	5	-1,52	26
3	4	2,26	26
5	4	-2,26	26
5	6	-1,45	26
6	9	-3,04	26
6	7	4,49	26
7	8	8,27	26
8	12	-26,12	26
8	9	17,85	26
9	10	35,01	26
9	5	-5,23	26
10	16	46,36	26
11	10	43,62	26
11	9	8,89	26
12	14	22,15	26
12	13	-24,21	26
12	11	52,51	26
13	16	24,21	26
14	18	-8,94	26
14	15	13,21	26
16	19	8,94	26
16	15	-13,21	26
18	20	4,44	26
18	17	4,50	26
19	20	4,44	26
19	17	4,50	26
1	2	0,09	27
1	7	0,09	27
2	7	0,14	27
2	3	-0,23	27
3	5	-0,09	27
3	4	0,14	27
5	4	-0,14	27
5	6	-0,09	27
6	9	-0,18	27
6	7	0,27	27
7	8	0,50	27
8	12	-1,57	27
8	9	1,07	27
9	10	2,10	27
9	5	-0,31	27
10	16	5,31	27
11	10	2,60	27
11	9	0,53	27
12	14	0,20	27
12	13	4,89	27
12	11	3,13	27
13	16	5,11	27
14	18	-0,06	27
14	15	0,14	27
16	19	0,06	27
16	15	-0,14	27
18	20	0,03	27
18	17	0,03	27
19	20	0,03	27
19	17	0,03	27
1	2	-0,02	28
1	7	-0,02	28
2	7	-0,03	28

2	3	0,05	28
3	5	0,02	28
3	4	-0,03	28
5	4	0,03	28
5	6	0,02	28
6	9	0,04	28
6	7	-0,06	28
7	8	-0,11	28
8	12	0,36	28
8	9	-0,24	28
9	10	-0,56	28
9	5	0,07	28
10	16	1,35	28
11	10	-0,79	28
11	9	-0,20	28
12	14	53,76	28
12	13	52,41	28
12	11	-0,99	28
13	16	47,59	28
14	18	19,00	28
14	15	-27,24	28
16	19	-19,00	28
16	15	27,24	28
18	20	-9,43	28
18	17	-9,57	28
19	20	-9,43	28
19	17	-9,57	28
1	2	0,06	29
1	7	0,06	29
2	7	0,09	29
2	3	-0,15	29
3	5	-0,06	29
3	4	0,09	29
5	4	-0,09	29
5	6	-0,06	29
6	9	-0,12	29
6	7	0,18	29
7	8	0,34	29
8	12	-1,06	29
8	9	0,72	29
9	10	1,38	29
9	5	-0,21	29
10	16	-3,07	29
11	10	1,68	29
11	9	0,33	29
12	14	13,96	29
12	13	17,02	29
12	11	2,01	29
13	16	22,98	29
14	18	-17,35	29
14	15	-3,40	29
16	19	-22,65	29
16	15	3,40	29
18	20	-1,25	29
18	17	18,60	29
19	20	-1,25	29
19	17	-21,40	29
1	2	-0,17	30
1	7	-0,17	30
2	7	-0,25	30
2	3	0,42	30
3	5	0,17	30
3	4	-0,25	30
5	4	0,25	30
5	6	0,16	30

6	9	0,34	30
6	7	-0,50	30
7	8	-0,92	30
8	12	2,91	30
8	9	-1,99	30
9	10	-3,93	30
9	5	0,58	30
10	16	8,85	30
11	10	-4,92	30
11	9	-1,02	30
12	14	18,93	30
12	13	10,08	30
12	11	-5,94	30
13	16	-10,08	30
14	18	12,93	30
14	15	31,87	30
16	19	-12,93	30
16	15	68,13	30
18	20	-6,42	30
18	17	-6,51	30
19	20	-6,42	30
19	17	-6,51	30
1	2	0,00	31
1	7	0,00	31
2	7	0,00	31
2	3	0,00	31
3	5	0,00	31
3	4	0,00	31
5	4	0,00	31
5	6	0,00	31
6	9	0,00	31
6	7	0,00	31
7	8	0,00	31
8	12	0,02	31
8	9	-0,01	31
9	10	-0,04	31
9	5	0,00	31
10	16	0,12	31
11	10	-0,08	31
11	9	-0,03	31
12	14	0,82	31
12	13	0,70	31
12	11	-0,11	31
13	16	-0,70	31
14	18	74,94	31
14	15	75,77	31
16	19	75,07	31
16	15	74,25	31
18	20	-0,33	31
18	17	-74,60	31
19	20	-0,33	31
19	17	75,40	31
1	2	0,80	32
1	7	0,81	32
2	7	1,22	32
2	3	-2,02	32
3	5	-0,81	32
3	4	1,21	32
5	4	-1,21	32
5	6	-0,77	32
6	9	-1,63	32
6	7	2,40	32
7	8	4,42	32
8	12	-13,97	32
8	9	9,54	32

9	10	18,77	32
9	5	-2,80	32
10	16	57,83	32
11	10	23,40	32
11	9	4,80	32
12	14	-39,20	32
12	13	2,97	32
12	11	28,21	32
13	16	-2,97	32
14	18	55,20	32
14	15	15,99	32
16	19	44,81	32
16	15	-16,00	32
18	20	22,36	32
18	17	22,45	32
19	20	22,36	32
19	17	22,45	32
1	2	0,03	33
1	7	0,03	33
2	7	0,04	33
2	3	-0,07	33
3	5	-0,03	33
3	4	0,04	33
5	4	-0,04	33
5	6	-0,03	33
6	9	-0,06	33
6	7	0,08	33
7	8	0,15	33
8	12	-0,48	33
8	9	0,33	33
9	10	0,64	33
9	5	-0,10	33
10	16	-1,42	33
11	10	0,78	33
11	9	0,16	33
12	14	-2,76	33
12	13	-1,34	33
12	11	0,94	33
13	16	1,34	33
14	18	31,18	33
14	15	28,42	33
16	19	18,82	33
16	15	21,58	33
18	20	9,39	33
18	17	9,43	33
19	20	9,39	33
19	17	9,43	33
1	2	0,16	34
1	7	0,17	34
2	7	0,25	34
2	3	-0,42	34
3	5	-0,17	34
3	4	0,25	34
5	4	-0,25	34
5	6	-0,16	34
6	9	-0,33	34
6	7	0,49	34
7	8	0,91	34
8	12	-2,87	34
8	9	1,96	34
9	10	3,88	34
9	5	-0,58	34
10	16	-8,73	34
11	10	4,85	34
11	9	1,00	34

12	14	-18,41	34
12	13	-9,68	34
12	11	5,85	34
13	16	9,68	34
14	18	36,68	34
14	15	18,27	34
16	19	-36,68	34
16	15	-18,27	34
18	20	56,52	34
18	17	56,81	34
19	20	56,52	34
19	17	56,81	34
1	2	-0,06	35
1	7	-0,05	35
2	7	-0,09	35
2	3	0,14	35
3	5	0,06	35
3	4	-0,08	35
5	4	0,08	35
5	6	0,05	35
6	9	0,11	35
6	7	-0,17	35
7	8	-0,31	35
8	12	0,97	35
8	9	-0,66	35
9	10	-1,32	35
9	5	0,19	35
10	16	2,99	35
11	10	-1,67	35
11	9	-0,35	35
12	14	6,70	35
12	13	3,71	35
12	11	-2,02	35
13	16	-3,71	35

14	18	37,67	35
14	15	44,37	35
16	19	62,33	35
16	15	55,63	35
18	20	-18,70	35
18	17	-18,97	35
19	20	-18,70	35
19	17	-18,97	35
1	2	0,23	36
1	7	0,22	36
2	7	0,34	36
2	3	-0,57	36
3	5	-0,23	36
3	4	0,34	36
5	4	-0,34	36
5	6	-0,22	36
6	9	-0,46	36
6	7	0,67	36
7	8	1,23	36
8	12	-3,90	36
8	9	2,67	36
9	10	5,25	36
9	5	-0,79	36
10	16	18,22	36
11	10	6,53	36
11	9	1,34	36
12	14	-9,89	36
12	13	1,87	36
12	11	7,87	36
13	16	-1,87	36
14	18	12,86	36
14	15	2,97	36
16	19	17,14	36
16	15	-2,96	36

18	20	-13,93	36
18	17	1,06	36
19	20	16,07	36
19	17	1,06	36
1	2	0,00	37
1	7	0,00	37
2	7	0,00	37
2	3	0,00	37
3	5	0,00	37
3	4	0,00	37
5	4	0,00	37
5	6	0,00	37
6	9	0,00	37
6	7	0,00	37
7	8	0,00	37
8	12	0,00	37
8	9	0,00	37
9	10	-0,01	37
9	5	0,00	37
10	16	0,03	37
11	10	-0,02	37
11	9	-0,01	37
12	14	0,26	37
12	13	0,22	37
12	11	-0,03	37
13	16	-0,22	37
14	18	20,02	37
14	15	20,27	37
16	19	19,98	37
16	15	19,73	37
18	20	-19,99	37
18	17	-0,02	37
19	20	20,01	37
19	17	-0,02	37

1	2	0,00	38
1	7	0,00	38
2	7	0,00	38
2	3	0,00	38
3	5	0,00	38
3	4	0,00	38
5	4	0,00	38
5	6	0,00	38
6	9	0,00	38
6	7	0,00	38
7	8	0,00	38
8	12	0,00	38
8	9	0,00	38
9	10	0,00	38
9	5	0,00	38
10	16	0,00	38
11	10	0,00	38
11	9	0,00	38
12	14	0,00	38
12	13	0,00	38
12	11	0,00	38
13	16	0,00	38
14	18	0,01	38
14	15	0,00	38
16	19	-0,01	38
16	15	0,00	38
18	20	-14,94	38
18	17	14,94	38
19	20	15,06	38
19	17	-15,06	38

Tabela 4 – Impactos nas linhas da rede interligada no caso 3

As tabelas 4 apresenta os valores relativos aos trânsitos de potências activas na rede 2, nas condições iniciais do sistema.

Linha		Pôtencia (MW)
10	11	126,01
10	16	13,99
11	12	1,01
12	13	20,02
12	14	-144,01
13	16	-129,98
14	15	-236,75
14	18	192,74
15	16	263,25
16	19	47,26
17	18	99,88
17	19	-14,88
18	20	-7,38
19	20	107,38

Tabela 5 – Trânsitos de Potências Activas nas linhas da rede de 11 barramentos

A tabela 6 apresenta os valores dos impactos I provocados pelas transacções T relativas ao cenário 2 nas linhas da rede 2.

Linha	I	T
10 11	-14,22	1
10 16	-30,79	1
11 12	-14,22	1
12 13	-0,78	1
12 14	13,44	1
13 16	0,78	1
14 15	17,32	1
14 18	3,89	1
15 16	27,69	1
16 19	-3,89	1
17 18	-1,96	1
17 19	-1,96	1
18 20	-1,93	1
19 20	-1,93	1
10 11	-25,23	2
10 16	-54,77	2
11 12	-25,23	2
12 13	-1,89	2
12 14	23,34	2
13 16	1,89	2
14 15	-9,75	2
14 18	-33,09	2
15 16	9,75	2
16 19	-46,91	2
17 18	36,38	2
17 19	-43,62	2
18 20	-3,29	2
19 20	-3,29	2
10 11	6,55	3
10 16	-6,55	3
11 12	-8,45	3
12 13	-2,19	3
12 14	6,26	3
13 16	2,19	3
14 15	6,86	3
14 18	0,59	3
15 16	8,14	3
16 19	-0,60	3
17 18	-0,30	3
17 19	-0,30	3
18 20	-0,29	3
19 20	-0,30	3
10 11	37,16	4
10 16	-37,16	4
11 12	-47,84	4
12 13	-12,95	4
12 14	34,89	4
13 16	12,95	4
14 15	-4,26	4
14 18	-39,15	4
15 16	4,26	4
16 19	-45,85	4
17 18	40,67	4
17 19	-44,33	4
18 20	-1,52	4
19 20	-1,52	4
10 11	11,52	5
10 16	-11,52	5
11 12	-13,48	5

Linha	I	T
12 13	-4,67	5
12 14	8,81	5
13 16	4,67	5
14 15	0,31	5
14 18	-8,50	5
15 16	-0,31	5
16 19	-16,50	5
17 18	4,28	5
17 19	4,28	5
18 20	4,22	5
19 20	4,22	5
10 11	63,46	6
10 16	61,54	6
11 12	63,46	6
12 13	-32,12	6
12 14	29,42	6
13 16	32,12	6
14 15	17,53	6
14 18	-11,89	6
15 16	-17,53	6
16 19	11,89	6
17 18	5,98	6
17 19	5,98	6
18 20	5,90	6
19 20	5,90	6
10 11	3,78	7
10 16	6,22	7
11 12	3,78	7
12 13	4,41	7
12 14	0,63	7
13 16	5,59	7
14 15	0,40	7
14 18	-0,23	7
15 16	-0,40	7
16 19	0,23	7
17 18	0,11	7
17 19	0,11	7
18 20	0,11	7
19 20	0,11	7
10 11	-1,10	8
10 16	1,10	8
11 12	-1,10	8
12 13	52,44	8
12 14	53,53	8
13 16	47,56	8
14 15	-27,35	8
14 18	19,11	8
15 16	27,36	8
16 19	-19,11	8
17 18	-9,62	8
17 19	-9,62	8
18 20	-9,49	8
19 20	-9,49	8
10 11	2,47	9
10 16	-2,47	9
11 12	2,47	9
12 13	16,67	9
12 14	14,21	9
13 16	23,33	9

Linha	I	T
14 15	-3,24	9
14 18	-17,44	9
15 16	3,24	9
16 19	-22,56	9
17 18	18,64	9
17 19	-21,36	9
18 20	-1,20	9
19 20	-1,20	9
10 11	-7,13	10
10 16	7,13	10
11 12	-7,13	10
12 13	10,93	10
12 14	18,06	10
13 16	-10,93	10
14 15	31,36	10
14 18	13,30	10
15 16	68,64	10
16 19	-13,30	10
17 18	-6,70	10
17 19	-6,70	10
18 20	-6,60	10
19 20	-6,60	10
10 11	-0,10	11
10 16	0,10	11
11 12	-0,10	11
12 13	0,70	11
12 14	0,81	11
13 16	-0,70	11
14 15	75,78	11
14 18	74,97	11
15 16	74,22	11
16 19	75,03	11
17 18	-74,62	11
17 19	75,38	11
18 20	-0,35	11
19 20	-0,35	11
10 11	33,94	12
10 16	66,06	12
11 12	33,94	12
12 13	-1,26	12
12 14	-35,20	12
13 16	1,26	12
14 15	18,35	12
14 18	53,55	12
15 16	-18,35	12
16 19	46,44	12
17 18	23,27	12
17 19	23,27	12
18 20	23,17	12
19 20	23,17	12
10 11	1,14	13
10 16	-1,13	13
11 12	1,14	13
12 13	-1,47	13
12 14	-2,62	13
13 16	1,47	13
14 15	28,52	13
14 18	31,14	13
15 16	21,49	13

Linha	I	T
16 19	18,88	13
17 18	9,45	13
17 19	9,45	13
18 20	9,41	13
19 20	9,41	13
10 11	7,03	14
10 16	-7,03	14
11 12	7,03	14
12 13	-10,50	14
12 14	-17,53	14
13 16	10,50	14
14 15	18,78	14
14 18	36,30	14
15 16	-18,78	14
16 19	-36,30	14
17 18	56,99	14
17 19	56,99	14
18 20	56,70	14
19 20	56,70	14
10 11	-2,41	15
10 16	2,41	15
11 12	-2,41	15
12 13	3,99	15
12 14	6,40	15
13 16	-3,99	15
14 15	44,22	15
14 18	37,81	15
15 16	55,79	15
16 19	62,18	15
17 18	-19,04	15
17 19	-19,05	15
18 20	-18,77	15
19 20	-18,77	15
10 11	9,47	16
10 16	20,53	16
11 12	9,47	16
12 13	0,68	16
12 14	-8,79	16
13 16	-0,68	16
14 15	3,62	16
14 18	12,41	16
15 16	-3,63	16
16 19	17,59	16
17 18	1,29	16
17 19	1,29	16
18 20	-13,70	16
19 20	16,30	16
10 11	-0,03	17
10 16	0,03	17
11 12	-0,03	17
12 13	0,22	17
12 14	0,25	17
13 16	-0,22	17
14 15	20,28	17
14 18	20,03	17
15 16	19,72	17
16 19	19,97	17
17 18	-0,03	17
17 19	-0,03	17

18	20	-20,00	17
19	20	20,00	17
10	11	0,00	18
10	16	0,00	18
11	12	0,00	18

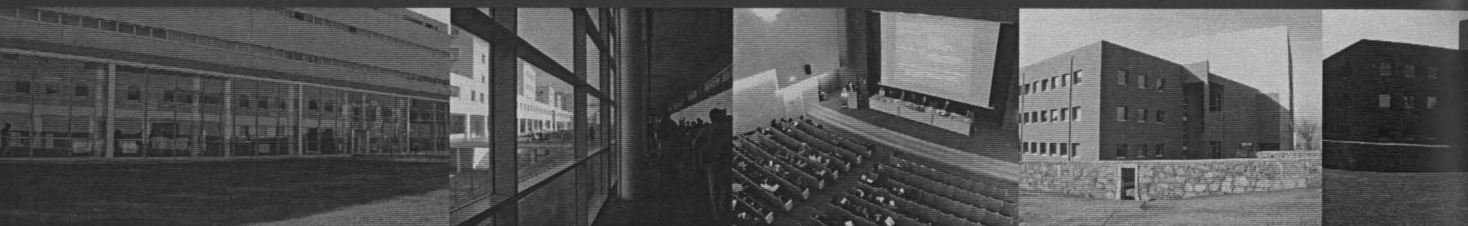
12	13	0,00	18
12	14	0,00	18
13	16	0,00	18
14	15	0,00	18
14	18	0,00	18

15	16	0,00	18
16	19	0,00	18
17	18	14,94	18
17	19	-15,06	18
18	20	-14,94	18

19	20	15,06	18
----	----	-------	----

Tabela 6 – Impactos nas linhas da rede de 11 Barramentos no caso 2





FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

BIBLIOTECA



0000067202