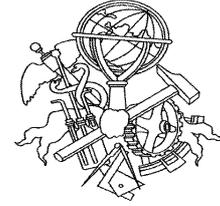


**INSTITUTO SUPERIOR DE
ENGENHARIA DO PORTO**

Departamento de Engenharia Electrotécnica



**Leilão de Direitos de Transmissão Financeiros de
Energia Eléctrica em Ambiente de Mercado**

Pedro José da Fonseca Pinto Ermida

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do curso de
Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

Dissertação realizada sob a supervisão de:

Orientadora: Doutora Maria Judite Madureira da Silva Ferreira

Co-Orientadora: Doutora Zita Maria Almeida do Vale

Porto, Outubro de 2010

Resumo

Os direitos de transmissão (*Transmission Rights* – TRs) correspondem, na sua essência, a contratos que conferem aos seus proprietários o direito de transmitir energia eléctrica, por um determinado caminho, a um preço fixo.

Na actualidade vive-se uma era de liberalização dos mercados de energia eléctrica nos quais, no caso concreto dos mercados de TRs, os diversos agentes podem ceder os TRs que possuem a outros agentes desde que cumpram certos requisitos impostos pelo sistema na figura do seu operador de sistema (*Independent System Operator* – ISO). Neste sentido, o ISO oferece, aos diversos agentes do mercado, algumas ferramentas que lhes permite transaccionar, sob sua orientação, os seus respectivos TRs fazendo-se cumprir todos os requisitos indispensáveis para o efeito. A mais popular dessas ferramentas, nos principais mercados energético da actualidade, é o leilão.

Com o presente trabalho de dissertação é pretendido apresentar-se um modelo para a resolução do problema inerente a um leilão de TRs em ambiente de mercado, neste caso concreto de direitos de transmissão financeiros de energia eléctrica (*Financial Transmission Rights* – FTRs). Neste sentido foi desenvolvido um simulador informático (SIM_AuctFTR) que implementa um modelo para este tipo de problemas.

Este trabalho foi estruturado essencialmente em três etapas com objectivos inerentes. Assim, numa primeira fase da realização deste trabalho, foi realizado um estudo de diversos conceitos e metodologias inerentes ao problema de leilão de FTRs em ambiente de mercado, suportado por uma sólida base bibliográfica.

A segunda fase tratou-se do desenvolvimento do algoritmo da aplicação computacional que solucione um problema de um leilão de FTRs. O SIM_AuctFTR foi desenvolvido sobre o pressuposto da maximização dos rendimentos financeiros provenientes da atribuição dos FTRs propostos a leilão, tendo estes últimos de coabitar no sistema respeitando as restrições técnicas a que este são inerentes, mesmo na eventualidade da ocorrência de contingências de nível '*n-1*'.

Por último, numa terceira fase, partindo da aplicação desenvolvida, foram realizados 4 casos de estudos com outras tantas redes eléctricas de forma a testar a robustez da ferramenta desenvolvida.

Abstract

Transmission Rights (TRs) essentially correspond to contracts that grant the owner the right to transmit electric energy on a given path according to a fixed price.

Currently, one is witnessing an era of liberalization of electric energy markets on which, particularly TRs markets, several agents may pass the TRs they own to other agents as long as certain regulations imposed by the system, through the figure of its Independent System Operator (ISO), are fulfilled. In that sense, the ISO provides the various market agents with some tools that allow them to negotiate, under its supervisions, their TRs, while still ensuring that all indispensable requirements to this effect are met. The most popular of such tools in the current main energetic markets is the auction.

With the present dissertation, one wants to present a model to solve the inherent problem of a TRs auction in a market environment; in this concrete case, financial transmission rights (FTRs) of electric energy. Bearing this in mind, one developed a computer simulation software (SIM_AuctFTR) that implements a model for such problems.

This work was essentially structured into three stages, each with inherent objectives. Thus, on the first stage of this work, several concepts and methodologies were studied regarding the problem of auctioning FTRs in market environments, using a solid bibliographical basis as a support.

The second stage of this work was occupied by the development of the algorithm of the computational application able to solve the problem of a FTRs auction. SIM_AuctFTR was developed according to the assumption that the financial income originated by the attribution of the FTRs being auctioned should be maximized. The FTRs should also be able to cohabit in the system and respect the inherent technical restrictions, even if level 'n-1' contingencies were to occur.

Finally, on the third stage and having the application developed as a starting point, 4 case studies were performed in as many electric networks in order to test the robustness of the developed tool.

Agradecimentos

É um prazer agradecer a todos aqueles que tornaram possível a realização desta tese.

Em primeiro lugar, agradeço à Prof.^a Doutora Maria Judite Ferreira e Prof.^a Doutora Maria Zita Vale pela forma como orientaram o meu trabalho. Estou grato pela utilidade das suas recomendações, bem como pela cordialidade evidenciada nas reuniões. Agradeço, também, a liberdade de acção permitida, tendo sido decisiva para que este trabalho contribuisse para o meu desenvolvimento pessoal.

Deixo, também, uma palavra de agradecimento aos colegas Bruno Canizes e Tiago Sousa que se encontraram disponíveis para me prestar alguns esclarecimentos necessários sempre que os solicitei.

Agradeço aos meus pais pela oportunidade que me concederam em frequentar este mestrado e por todo o apoio que sempre me prestaram ao longo da minha vida.

Por último, agradeço à Sara por sempre se encontrar presente nos momentos mais difíceis, apoiando-me e incentivando-me a ir sempre mais longe.

Índice

RESUMO	I
ABSTRACT	III
AGRADECIMENTOS	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XI
ACRÓNIMOS	XIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. OBJECTIVOS PROPOSTOS	3
1.3. ESTRUTURA DA TESE	3
2. CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO	5
2.1. GESTÃO DE CONGESTIONAMENTO E VOLATILIDADE DO PREÇO DE ENERGIA	5
2.2. PREÇO MARGINAL LOCAL	8
2.3. DIREITOS DE TRANSMISSÃO	10
2.3.1. <i>Direitos de transmissão físicos</i>	10
2.3.2. <i>Direitos de flowgate</i>	11
2.3.3. <i>Direitos de transmissão financeiros</i>	12
2.4. EXPERIÊNCIA DE FTRs EM ALGUNS MERCADOS INTERNACIONAIS	16
2.4.1. <i>PJM</i>	16
2.4.2. <i>NYISO</i>	17
2.4.3. <i>CAISO</i>	18
2.4.4. <i>New England</i>	19
3. LEILÃO DOS DIREITOS DE TRANSMISSÃO FINANCEIROS DE ENERGIA	21
3.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	21
3.2. ANÁLISE DA LITERATURA EXISTENTE	24
4. MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	27
4.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	27
4.2. MÉTODOS DE SIMULAÇÃO	28
4.2.1. <i>Simulação não sequencial</i>	28
4.2.2. <i>Simulação sequencial</i>	29
4.3. APLICAÇÃO AOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ENERGIA	30

5. METODOLOGIA DESENVOLVIDA	31
5.1. DADOS REQUERIDOS PELO PROGRAMA	32
5.2. SIMULAÇÃO DE ESTADO DO SISTEMA	34
5.3. DETECÇÃO DE ILHAS	36
5.4. LEILÃO DE FTRS	40
5.5. INTERFACE GRÁFICA	48
6. CASOS DE ESTUDO E RESULTADOS	53
6.1. CASO 1: LEILÃO DE FTRS NUMA REDE DE 3 BARRAMENTOS	53
6.1.1. <i>Caracterização da Rede Eléctrica</i>	54
6.1.2. <i>Cenário Idealizado 1</i>	55
6.1.3. <i>Resultados Obtidos e sua Análise</i>	56
6.2. CASO 2: LEILÃO DE FTRS NUMA REDE DE 30 BARRAMENTOS	59
6.2.1. <i>Caracterização da Rede Eléctrica</i>	59
6.2.2. <i>Cenário Idealizado 2</i>	62
6.2.3. <i>Resultados Obtidos e sua Análise</i>	64
6.3. CASO 3: LEILÃO DE FTRS NA REDE DE 118 BARRAMENTOS	70
6.3.1. <i>Caracterização da Rede Eléctrica</i>	70
6.3.2. <i>Cenário Idealizado 3</i>	80
6.3.3. <i>Resultados Obtidos e sua Análise</i>	84
6.4. CASO 4: LEILÃO DE FTRS PREVENDO A OCORRÊNCIA DE CONTINGÊNCIAS ‘N-I’	90
6.4.1. <i>Caracterização da Rede Eléctrica</i>	91
6.4.2. <i>Cenário Idealizado 4</i>	93
6.4.3. <i>Resultados Obtidos e sua Análise</i>	95
7. CONCLUSÕES	107
7.1. PERSPECTIVAS FUTURAS	108
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	111
BIBLIOGRAFIA.....	115

Índice de Figuras

Figura 2.1	Esquema representativo de um congestionamento da transmissão.....	7
Figura 2.2	FTR como benefício em caso de congestionamento.....	13
Figura 2.3	FTR como encargo em caso de congestionamento.....	14
Figura 2.4	Curvas características de <i>Pay-off</i>	15
Figura 3.1	Procedimento <i>standard</i> de um leilão de FTRs.....	22
Figura 5.1	Fluxograma geral do SIM_AuctFTR.....	32
Figura 5.2	Fluxograma módulo de simulação de estado do sistema.....	36
Figura 5.3	Fluxograma módulo de detecção ocorrência de ilhas eléctricas.....	40
Figura 5.4	Fluxograma módulo de leilão de FTRs.....	48
Figura 5.5	SIM_AuctFTR: menu principal.....	48
Figura 5.6	SIM_AuctFTR: leitura de dados.....	49
Figura 5.7	SIM_AuctFTR: inserção de inputs.....	50
Figura 5.8	SIM_AuctFTR: visualização de resultados.....	50
Figura 5.9	SIM_AuctFTR: visualização de resultados.....	51
Figura 5.10	SIM_AuctFTR: armazenamento de dados.....	52
Figura 6.1	Rede teste 3 barramentos.....	54
Figura 6.2	Caso 1: LMP referente a cada barramento.....	55
Figura 6.3	Caso 1: Resultado final do leilão.....	57
Figura 6.4	Caso 1: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão.....	58
Figura 6.5	Caso 1: Potências injectadas antes e após a realização do leilão.....	58
Figura 6.6	Caso 1: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão.....	59
Figura 6.7	Rede IEEE 30 barramentos.....	60
Figura 6.8	Caso 2: LMP referente a cada barramento.....	62
Figura 6.9	Caso 2: Resultado final do leilão.....	65
Figura 6.10	Caso 2: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão.....	67
Figura 6.11	Caso 2: Potências injectadas antes e após a realização do leilão.....	68
Figura 6.12	Caso 2: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão.....	69
Figura 6.13	Rede IEEE 118 barramentos.....	71
Figura 6.14	Caso 3: LMPs referente a cada barramento.....	79
Figura 6.15	Caso 3: Resultado final do leilão.....	85
Figura 6.16	Caso 3: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão.....	89
Figura 6.17	Caso 3: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão.....	90
Figura 6.18	Rede IEEE RTS 24 barramentos.....	91
Figura 6.19	Caso 4: LMPs referente a cada barramento.....	93

Figura 6.20	Caso 4: Resultado final de leilão sem ocorrência de qualquer contingência	97
Figura 6.21	Caso 4: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão sem ocorrência de qualquer contingência.....	99
Figura 6.22	Caso 4: Potências injectadas antes e após a realização do leilão sem ocorrência de qualquer contingência.....	100
Figura 6.23	Resultado final do leilão considerando contingências	101
Figura 6.24	Caso 4: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão considerando contingências.....	103
Figura 6.25	Caso 4: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão não considerando a ocorrência de contingências	104
Figura 6.26	Caso 4: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão considerando contingências.....	105

Índice de Tabelas

Tabela 6.1	Caso 1: Dados técnicos dos ramos para a rede 3 barramentos	54
Tabela 6.2	Caso 1: Dados comerciais das propostas	55
Tabela 6.3	Caso 1: Dados técnicos de FTRs já atribuídos	55
Tabela 6.4	Caso 1: Resultado da filtragem das propostas	56
Tabela 6.5	Caso 2: Dados técnicos dos ramos para a rede IEEE 30 barramentos.....	60
Tabela 6.6	Caso 2: Dados técnicos de FTRs já atribuídos	63
Tabela 6.7	Caso 2: Dados comerciais das propostas	64
Tabela 6.8	Caso 2: Resultado da filtragem das propostas	64
Tabela 6.9	Dados técnicos dos ramos para a rede 118 barramentos	72
Tabela 6.10	Caso 3: Dados técnicos de FTRs já atribuídos	80
Tabela 6.11	Caso 3: Dados comerciais das propostas	83
Tabela 6.12	Caso 3: Resultado da filtragem das propostas	84
Tabela 6.13	Dados técnicos dos ramos para a rede RTS 24 barramentos	92
Tabela 6.14	Caso 4: Dados técnicos de FTRs já atribuídos	94
Tabela 6.15	Caso 4: Dados comerciais das propostas	94
Tabela 6.16	Registo de contingências ocorridas	95
Tabela 6.17	Caso 4: Resultado da filtragem das propostas	96

Acrónimos

AC	– Alternating Current
ARR	– Auction Revenue Righth
CAISO	– California Independent System Operator
DC	– Direct Current
ETCNL	– Existing Transmission Capacity for Native Load
FGR	– Flowgate Righth
FTR	– Financial Transmission Right
GENCO	– Generation Company
GUI	– Graphical User Interface
IEEE	– Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	– Independent System Operator
LMP	– Local Marginal Price
LODF	– Line Outage Distribution Factor
LSE	– Load Serving Entity
MATLAB	– Matrix Laboratory Software
MCP	– Market Clearing Price
MVA	– Mega Volt-ampere
MW	– Mega Watt
MWh	– Mega Watt por Hora

NYISO	– New York Independent System Operator
PC	– Proposta de Compra
PJM	– Pennsylvania, New Jersey and Maryland
PTDF	– Power Transfer Distribution Factor
PTR	– Physical Transmission Righth
PV	– Proposta de Venda
RTC	– Residual Transmission Capacity
RTS	– Reliability Test System
SEE	– Sistemas Eléctricos de Energia
SFT	– Simultaneous Feasibility Test
SIM_AuctFTR	– Simulador FTR Auction
SIM_FTR	– Simulador Firm Transmisson Righth
SMC	– Simulação de Monte Carlo
TCC	– Transmission Congestion Contract
TR	– Transmission Righth

1. INTRODUÇÃO

Este primeiro capítulo serve como introdução à temática desta dissertação. Nele é realizado um pequeno enquadramento ao tema, sendo feitas breves abordagens a temas como a evolução decorrente no sector eléctrico, a crescente importância e respectivo acesso às redes eléctricas de transmissão, gestão do congestionamento, os direitos de transmissão e respectiva importância dos leilões destes.

Ainda neste capítulo, são apresentados os objectivos propostos no âmbito do presente trabalho de dissertação e uma descrição da forma como este documento se encontra estruturado.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Durante as últimas décadas, seguindo a tendência verificada em outros sectores fortemente regulados, o sector eléctrico iniciou uma profunda reestruturação, nomeadamente no que diz respeito ao mercado de energia eléctrica, tendo como objectivo final a criação de mercados concorrenciais e competitivos. A tendência dentro dos mercados eléctricos passou por romper com a integração vertical da sua estrutura, passando-se para uma organização horizontalmente integrada onde as redes de transporte são utilizadas por todos os intervenientes no sector mediante o pagamento de tarifas por uso das redes. Desta maneira procurou-se obter melhores sinais de preços que apontem para uma expansão do sistema que seja consequente com as reais necessidades a curto e longo prazo. A tarifação eficiente da energia fornecida aos utilizadores do sistema eléctrico é vital para o envio dos sinais adequados, para que assim a expansão das linhas de transmissão e a construção de novas unidades de produção sejam o mais eficientes possível dentro de um mercado competitivo. Para o caso particular da rede eléctrica, se as tarifas relacionadas com o serviço não reflectirem adequadamente os custos de transmissão relacionados com as restrições inerentes à própria rede eléctrica, o gestor da rede pode obter noções erradas de como realizar investimentos necessários de forma a assegurar uma boa operação do ponto de vista económico e tecnicamente segura de forma a satisfazer os requisitos que os níveis de carga, num determinado momento, possam impor ao sistema. Portanto tais sinais económicos, complementados por um quadro regulador existente, devem fornecer totais garantias para que o sistema de transmissão se desenvolva a um custo mínimo, se alcancem níveis de qualidade de serviço e fiabilidade adequados, se adapte aos requisitos de unidades de geração e consumidores e finalmente renumere adequadamente os proprietários para que os objectivos anteriores se cumpram.

Passadas mais de duas décadas desde o início do processo deste processo de desregulamentação, é possível observar que não existe um modelo padrão de mercado, pois diferentes estruturas e políticas de regulamentação podem ser aplicadas. Cada caso deve ser profundamente analisado com o intuito de garantir condições mínimas de concorrência verificando necessidades de adaptações às condições locais do mercado.

A extrema complexidade de funcionamentos dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) tem colocado alguns problemas em diversos aspectos do funcionamento destes mercados, o que exige uma gestão segundo a segundo dos mesmos, através de uma eficiente coordenação entre os operadores de mercado e operadores de sistema.

Neste novo paradigma ao operador de sistema cabe-lhe as responsabilidades de zelar pelo correcto funcionamento de todo o sistema, já que nem todos os padrões de transacções comerciais, definidos pelo operador de mercado, são viáveis sob o ponto de vista técnico, pois muitos deles poderão resultar em condições de operação inaceitáveis sob o ponto de vista dos critérios de segurança da rede, levando a situações indesejáveis de congestionamento.

Como já mencionado, actualmente a rede de transmissão é um elemento de importância vital, pois é através dela que se materializa todo o conceito de mercado de energia. É portanto normal que os congestionamentos nas linhas de transmissão de energia eléctrica constituam uma das principais preocupações para a grande maioria dos participantes nesse mercado, pois podem levar os utilizadores da rede a pagar valores muito elevados de custo de congestionamento, limitando, desta forma, as trocas de electricidade, criam riscos acrescidos e colocam em risco o próprio desenvolvimento do mercado. No entanto, uma rede de transporte de energia eléctrica sem problemas de congestionamentos é uma pura ilusão, pelo que é necessário realizar uma gestão eficiente deste tipo de problema. Por este prisma é possível afirmar que a gestão do congestionamento da transmissão é uma actividade imprescindível nos dias que correm, de modo a se garantir o bom funcionamento de um mercado que se quer competitivo, sendo que a solução que vem sendo adoptada para se evitar este problema é a implantação de mercados de TRs.

Na Teoria, um TR é uma espécie de seguro financeiro para os agentes que os adquirem, os quais cobrem os seus proprietários contra a volatilidade dos preços, devido às taxas de congestionamento, na comercialização de energia, transformando esta incerteza pelos valores pagos pelos TRs.

A disponibilização destes TRs deverá ser garantida pelo mercado, a todas as partes interessadas, numa base não discriminatória, pelo que é necessário disponibilizar um mecanismo que permita aos intervenientes do sistema adquirir, vender e negociar os seus TRs. Este mecanismo, na maioria destes mercados, é garantido mediante a realização de um leilão para esses mesmo direitos.

1.2. OBJECTIVOS PROPOSTOS

Depois de referido o contexto no qual se insere o presente trabalho são indicados, de seguida, os objectivos que se procuram atingir.

O principal objectivo inerente a este trabalho consiste no desenvolvimento de uma aplicação computacional que permita a realização de um leilão de FTRs de modo a que todos os FTRs, que nele sejam atribuídos, coabitem no sistema, mesmo na eventualidade de perda por avaria ou indisponibilidade fortuita de um ramo da rede (contingências de nível ‘ $n-1$ ’).

A aplicação, denominada de SIM_AuctFTR, desenvolvida no âmbito desta dissertação permite a simulação de vários casos de estudo, sendo utilizados diferentes cenários e redes eléctricas.

Outros objectivos, de não menos importância, são:

- Expor diversos conceitos relevantes na temática da presente dissertação, com especial relevo para os conceitos de FTR e seus respectivos leilões;
- Estudo de alguns métodos existentes para a realização de leilões dos FTRs, suportado por uma sólida base bibliográfica;
- Diagnosticar alguns pontos de convergência e divergência entre os modelos de leilões anteriormente estudados;
- Simular alguns casos de estudo que permitam validar e estudar a ferramenta desenvolvida, comparando o comportamento da mesma perante a presença de variados cenários e redes eléctricas.

1.3. ESTRUTURA DA TESE

A presente dissertação encontra-se estruturada em 7 capítulos. Neste primeiro capítulo é feita uma introdução ao presente trabalho, sendo feita uma abordagem à evolução verificada nos SEE ao longo dos últimos anos, respectiva implementação de mercados de energia e a importância crescente que os TRs têm assumido na cobertura da volatilidade verificada no preço, fruto de situações de congestionamento. Uma apresentação dos objectivos subjacentes a este trabalho é também realizada neste capítulo, assim como uma breve referência à estrutura do mesmo.

Este trabalho encontra-se dividido em dois grupos distintos. No primeiro grupo, que engloba os capítulos compreendidos entre o 2 e 4, é desenvolvida uma abordagem teórica dos aspectos considerados importantes para uma boa compreensão de todo o trabalho desenvolvido, o quinto e sexto capítulo, que constituem o segundo grupo, é descrito e testado todo o trabalho desenvolvido no âmbito da presente dissertação. Finalmente, são apresentadas as principais conclusões da tese e indicadas algumas sugestões de trabalho futuro.

Assim, no segundo capítulo é feita uma descrição de alguns métodos utilizados na gestão do congestionamento e as suas consequências na volatilidade do preço da energia. São ainda apresentados os TRs conhecidos até à data, com especial incidência para os FTRs. Por último, é feita uma breve referência à implementação dos FTRs em alguns dos mais conhecidos mercados mundiais.

No terceiro capítulo é abordado o tema dos leilões de FTRs, nomeadamente a necessidade da sua existência e descrição de como são processados tais leilões. Ainda neste capítulo é realizada uma análise de alguma da literatura existente nesta temática.

No capítulo 4 é feita uma breve referência a alguns conceitos inerentes ao método de Simulação de Monte Carlo (SMC), designadamente aos seus métodos de simulação e possíveis aplicações no âmbito dos SEE.

O capítulo 5 apresenta uma aplicação informativa desenvolvida no âmbito do presente trabalho de dissertação com o objectivo de simular um leilão de FTRs. Neste capítulo é exposta a metodologia adoptada para o desenvolvimento desta aplicação e é feita uma descrição exhaustiva de todos os módulos que a compõem.

Já no capítulo 6 são expostas e analisadas simulações de cenários diferenciados no sentido de avaliar a robustez da aplicação desenvolvida. Assim, são apresentados 4 casos de estudo distintos compostos por outras tantas redes eléctricas e cenários. Em cada um destes casos são apresentados os resultados óbitos e respectiva análise.

Finalmente, no capítulo 7 são formuladas e descritas as conclusões obtidas com o desenvolvimento de todo este trabalho, assim como sugeridos alguns pontos interessantes para futuro desenvolvimento deste trabalho.

2. CONGESTIONAMENTO DA TRANSMISSÃO

O presente capítulo pretende apresentar alguns conceitos importantes relacionados com a temática desta dissertação. Deste modo, numa primeira parte todo o conceito inerente à gestão do congestionamento e a problemática da volatilidade do preço da energia que daí advêm são apresentados de uma forma clara e sucinta. Posteriormente faz-se uma breve referência à forma como os LMPs são calculados. Na terceira parte são apresentados os conceitos subjacentes aos vários tipos de TRs com especial incidência para os FTRs. Finalmente, na quarta parte são relatadas algumas experienciais ocorridas em alguns dos mais populares mercados energéticos internacionais, na implementação de TRs.

2.1. GESTÃO DE CONGESTIONAMENTO E VOLATILIDADE DO PREÇO DE ENERGIA

Geralmente, é da responsabilidade do ISO prever ou detectar casos de congestionamentos no seu sistema visto ser o único que conhece com a precisão exigida o estado presente e as limitações técnicas do seu sistema. É possível identificar diversas fontes de congestionamento como, por exemplo, os limites térmicos das linhas de transmissão ou as restrições de segurança, sendo a mais comum, desta última, a ocorrência de contingência de nível ' $n-1$ ', tendo o despacho de se manter exequível mesmo após a perda de uma qualquer linha de transmissão [CHRISTIE00].

Em alguma da literatura existente [KUMAR05], [SILVA08], [PEREIRA04], é possível verificar que os congestionamentos podem ser geridos por uma combinação de acções levadas a cabo essencialmente em duas fases distintas:

- Fase pré-operacional
- Fase de operação

Na fase pré-operacional, para ser capaz de prever a ocorrência de congestionamentos, o ISO necessita de receber alguma informação por parte dos agentes de mercado, nomeadamente previsões de consumo, planos de produção, disponibilidade e respectivo custo incremental das unidades produtoras. Juntando estes dados com as restrições da rede de transmissão, o ISO executa, segundo um despacho económico, um planeamento da operação com o objectivo de obter uma previsão das gerações e respectivos trânsitos de energia nos diversos ramos da rede de modo a satisfazer as cargas sem que se verifique a ocorrência de congestionamentos. No entanto, durante a

operação do sistema em tempo-real muito dificilmente os pressupostos assumidos na fase anterior são verificados, isto porque as cargas dificilmente são iguais ao previsto, problemas com as unidades de produção podem impedir estas de injectar a energia programada no sistema, etc. Consequentemente, estes acontecimentos introduzem desequilíbrios entre a carga e geração, os quais terão de ser rapidamente corrigidos de forma a se evitar a ocorrência de situações de congestionamento que ponham em causa o equilíbrio do sistema.

Uma vez detectada uma situação de congestionamento, medidas correctivas terão que ser tomadas para resolver a situação. Normalmente, estas medidas passam por uma mudança do padrão de produção, isto porque a redução do fornecimento, ou mesmo o deslastre, de cargas só podem ser medidas tomadas em casos de emergência, isto é, casos severos de congestionamento detectados na presente fase de operação, ou quando o tempo para tomar medidas correctivas é demasiado curto. Este re-despacho, realizado em tempo real, consiste basicamente na colocação das unidades de produção fora da ordem de mérito de custo da produção. Como é evidente esta acção trará algumas consequências a nível comercial.

Na vasta literatura da especialidade é identificada uma clara tendência de mercados de enérgicos assentes num sistema de preços baseados no conceito de preços marginais locais (LMP – *Local Marginal Price*) [DELAUNOY02], onde um utilizador da rede eléctrica paga directamente o custo da gestão do congestionamento como uma parcela dos LMPs. Nestes tipos de sistema, quando se recorre à gestão do congestionamento por intermédio da técnica de re-despacho, provoca-se, por arrasto, uma alteração no valor dos LMPs, como consequência do aumento de custo na produção de energia. Atente-se ao exemplo seguidamente apresentado, onde se encontra ilustrado este problema.

Neste exemplo é apresentado um cenário de comercialização de energia entre dois barramentos/zonas A e B, interligados por uma linha de transmissão com limite de 1000 MW.

No barramento/zona A encontram-se instalados 3 geradores (G_{A1} , G_{A2} e G_{A3}) e 1 carga (L_A), enquanto no barramento/zona B encontram-se ligados 1 gerador (G_{B1}) e 1 carga (L_B), como indicado na figura 2.1.

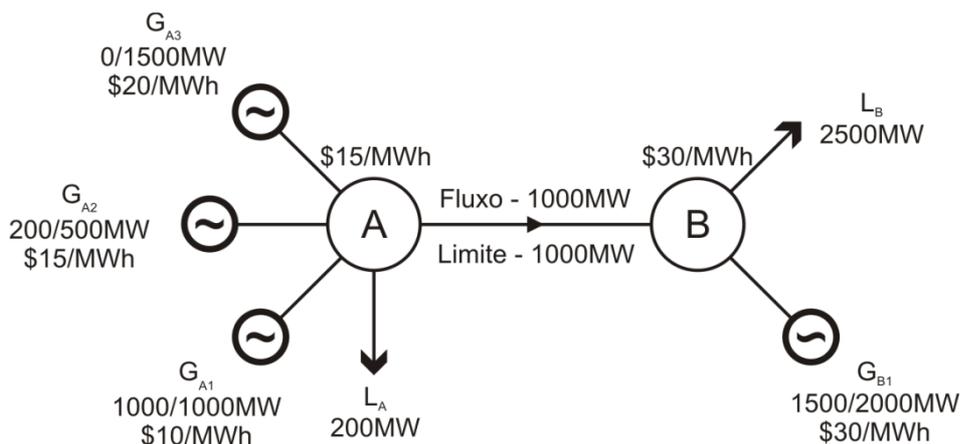


Figura 2.1 Esquema representativo de um congestionamento da transmissão (Fonte: [LYONS00])

A figura 2.1 apresenta o cenário de comercialização entre os barramentos/zonas A e B. Em cada barramento estão identificados os geradores, com os seus respectivos despacho, capacidade instalada e preço de oferta, as cargas, com os seus respectivos valores, e os respectivos LMPs. É também considerada a existência de um contrato bilateral entre G_{A1} e L_B , onde é estabelecida uma transacção de 900 MW, durante o período de 1 hora, pelo preço de \$17/MWh. As diferenças entre geração e carga são liquidadas no mercado de curto prazo, considerando a comercialização pelo período de 1 hora.

Analisando o exemplo apresentado facilmente se observa que a capacidade máxima de transmissão da linha foi alcançado e conseqüentemente estamos na presença de uma situação de congestionamento, fazendo com que se verifique a diferença de LMPs entre os barramentos/zonas A e B, expondo, deste modo, G_{A1} a uma exposição financeira negativa que compromete uma parcela significativa da sua receita obtida pelo contrato bilateral.

O valor da taxa de congestionamento, que no fundo representa o custo do congestionamento para os utilizadores da rede, pode ser cálculo mediante a expressão 2.1.

$$\text{Taxa de Congestionamento}_{ij} = Q_{ij}(LMP_j - LMP_i) \quad (2.1)$$

Onde Q_{ij} representa o montante de energia transferida pelo agente entre dois barramentos/zonas i e j .

Algumas críticas têm sido lançadas sobre este modelo de formação de preços [DELAUNOY02] baseadas no facto de os LMPs sofrerem grandes variações ao longo da operação, em tempo-real, do sistema em consequência das restrições operativas da rede eléctrica. Nestas condições, o risco a suportar pelas entidades integradoras do mercado de energia aumenta de forma acentuada, no sentido em que se tornam muito elevadas as parcelas do preço marginal, submetendo-as, desta forma, a exposições financeiras extremamente negativas. Deste modo esta componente de incerteza

é vista como uma variável bastante desafiadora para todos agentes aquando da definição das suas estratégias de compra e venda de energia, especialmente no que diz respeito a contratos a prazo [SARKAR08-01].

No entanto, contratos a prazo (médio e longo) são desejáveis de forma a aumentar a competitividade do mercado, visto que desempenham um papel importante na limitação dos geradores de energia no mercado [STOFT02] [QI04] [DAVID01], pelo que estes contratos devem ser encorajados tanto quanto possível. Neste sentido, a disponibilidade de uma ferramenta ou mecanismo que permita os agentes de mercado protegerem-se contra a incerteza do preço de congestionamento para este tipo de contractos é um desafio presente nos mercados competitivos. Idealmente de forma a se gerir, ou mesmo evitar, esta incerteza os participantes do mercado necessitarão de adquirir antecipadamente a capacidade de transmissão necessária para programar as suas transacções. Desta forma, ao se disporem a entrar no mercado, os agentes possuem as condições necessárias para incorporar, no preço final das suas ofertas, os custos inerentes ao congestionamento da transmissão.

Esta necessidade de uma gestão eficiente de toda a comercialização fez com que diversos mercados de energia eléctrica introduzissem alguns instrumentos de atenuação do risco de exposição à variação de preços. Um destes mecanismos, já implementado em diversos mercados, é os TRs.

2.2. PREÇO MARGINAL LOCAL

O conceito de LMP é definido como o preço atribuído a um determinado barramento de um SEE correspondente ao aumento no custo de produção causada por uma unidade de carga incremental nesse mesmo barramento. Estes preços são directamente dependentes dos custos de produção e disponibilidade das unidades geradoras, perdas ocorridas na transmissão, dos níveis de congestionamento nas linhas de transmissão, entre outros. Inicialmente este conceito começou por ser utilizado exclusivamente para renumerar a produção sendo posteriormente alargados à tarifação do uso das redes [FERREIRA07].

Os benefícios da implementação de um sistema de preços baseados em LMPs são largamente reconhecidos, já que beneficiam a eficiência do mercado eléctrico, nomeadamente em situações de congestionamento [DELAUNOY02]. A implementação deste sistema de preços reconhece, por definição, as limitações da rede de transmissão e, portanto, o conhecimento destes preços fornece sinais económicos adequados aos participantes do mercado eléctrico, permitindo que estes tenham conhecimento das diferentes situações em que se encontra o sistema [FERREIRA07], levando, desta forma, à melhoria da eficiência do mercado e da gestão do sistema de transmissão.

Os LMPs podem ser utilizados para diversos fins, tais como [FERREIRA07]:

- Calcular os valores reais de encargos a pagar pela energia eléctrica adquirida no mercado Spot e para o cálculo de créditos a receber pela energia vendida;
- Em conjunto com outros elementos, são utilizados para verificar se as entidades fornecedoras de reserva girante são adequadamente renumeradas, considerando os respectivos custos;
- Calculo dos encargos e créditos por congestionamento da rede de transmissão;
- Calcular os encargos associados às perdas de energia no sistema de transmissão;
- Calculo dos encargos e créditos relacionados com a aquisição ou venda, em condições de emergência, de energia a outros sistemas vizinhos;
- Cálculo de encargos médios mensais associados a erros no sistema de medição.

Como mencionado anteriormente o cálculo do valor final de um LMP tem associado a si diferentes parcelas, como apresentado na equação 2.2 [FERREIRA06-2] - [FERREIRA10]:

$$LMP = LMP_{energia} + LMP_{perdas} + LMP_{cong} \quad (2.2)$$

Onde:

- $LMP_{energia}$ – Custo associado à produção do sistema, para uma determinada localização. Este valor será igual para todos os barramentos do sistema;
- LMP_{perdas} – Custo correspondente às perdas activas medidas entre o barramento para o qual o LMP é calculado e o barramento referência;
- LMP_{cong} – Custo associado ao congestionamento, este valor é medido entre o barramento para o qual o LMP está a ser calculado e o barramento referência.

O valor de cada uma destas parcelas é obtido a partir da formulação de um problema de optimização [FERREIRA07]. Este problema de optimização integra uma função objectivo, que pode corresponder à minimização dos custos de produção. Esta função objectivo está sujeita a um conjunto de restrições de exploração do SEE, tais como balanço energético do SEE, limites de produção, limites de transmissão nos ramos, etc. É de realçar, que caso as restrições relativas às capacidades das linhas sejam ignoradas, os valores dos LMPs serão iguais em todos os barramentos. Por outro lado, caso alguma linha tenha uma capacidade de transmissão reduzida pode fazer variar bastante os LMPs entre os barramentos da rede.

Conhecidos os valores dos LMPs para os diferentes barramentos é possível dividir um SEE em diferentes zonas financeiras [FERREIRA07], isto é, quando num SEE existem barramentos com o mesmo valor de LMP dizem-se que pertencem a uma mesma zona. No caso inverso, ou seja, LMPs diferem de barramento para barramento são definidas várias zonas, onde cada zona agrupa os barramentos com valores iguais ou semelhantes entre si. No entanto, todas as zonas têm que se

encontrar fisicamente ligadas. É também a partir dos valores do LMPs que são calculados os FTRs, como será abordado no capítulo seguinte.

2.3. DIREITOS DE TRANSMISSÃO

Um TR é, na sua essência, um direito de propriedade que permite ao seu titular aceder a uma parte da capacidade de transmissão de um SEE. Estes TRs têm como finalidade, a curto prazo, facilitar as transacções no mercado enérgico, fixando um preço pela utilização da transmissão de modo a evitar o risco inerente à volatilidade dos preços da energia devido às taxas de congestionamento. A longo prazo, a sua finalidade consiste em facultar aos agentes de mercado os sinais correctos de forma a motivar investimentos destes na expansão da geração e transmissão [ALDERETE05].

Os TRs podem ser aplicados segundo três abordagens distintas [SÓRIA08]:

- Direitos de Transmissão Físicos (PTR – *Physical Transmission Right*)
- Direitos de Transmissão Financeiros (FTR)
- Direitos de *Flowgate* (FGR – *Flowgate Right*)

A primeira alternativa, os PTRs, facultam aos seus proprietários o direito de utilizar fisicamente, em regime de exclusividade, um determinado caminho do sistema de transmissão. Já os FTRs são instrumentos meramente financeiros e conferem ao respectivo proprietário direitos de transmissão por um determinado caminho a um preço fixo. Por último, os FGRs combinam alguns dos benefícios financeiros dos FTRs com a possibilidade de reservar capacidade de transmissão do sistema.

Ao longo desta subsecção serão abordado os três conceitos anteriormente apresentados, dando, devido ao âmbito do presente trabalho, especial enfoque aos FTRs.

2.3.1. DIREITOS DE TRANSMISSÃO FÍSICOS

O conceito de PTRs é bastante simples e envolve a exclusividade do direito em transportar uma quantidade pré-definida de energia entre dois pontos distintos da rede, podendo negar o acesso a esse caminho aos participantes do mercado que não detenham esses direitos [LYONS00].

A principal característica dos PTRs é a facilidade como permitem determinar o custo inerente a situações de congestionamento antes do uso do sistema, contudo estes direitos podem apresentar uma serie de problemas na sua implementação [SÓRIA08] [LYONS00].

O maior desses problemas encontra-se relacionado com a ineficiência causada no despacho energético do sistema, devido a estes direitos garantirem o uso exclusivo da transmissão por parte de alguns agentes. Outro problema relevante reside na incompatibilidade dos PTRs com um

sistema de preços baseados em LMPs, isto porque um proprietário de um PTR poderá manipular os preços de acordo com os seus interesses, o que poderá potenciar situações de manipulação de mercado [LYONS00].

Uma forma de melhorar o funcionamento dos PTRs é torná-lo negociáveis a curto prazo, de forma a propiciar uma maior regulação no uso destes direitos [BAUTISTA03].

Um proprietário de um PTR não tem a obrigatoriedade de fazer uso da transmissão para transferir a quantidade de energia contratada. Assim, o titular de um PTR inutilizado poderá vender ou subarrendar o direito do uso do caminho respeitante a esse PTR rentabilizando, desta forma, o investimento feito.

2.3.2. DIREITOS DE *FLOWGATE*

Os FGRs podem ser considerados um *upgrade* do conceito PTR, isto porque ao invés de considerar que um fluxo de energia, provocado por uma determinada transacção, percorre um único caminho pelo sistema de transmissão, da fonte até a carga, considera um conjunto de caminhos.

Este tipo de TR baseia-se no conceito de *flowgate*, que são os caminhos de transmissão onde se sabe que existem problemas de congestionamento com importância comercial para o sistema [DELAUNOY02]. Identificados os *flowgates* é necessário analisar os diversos trânsitos de potência que cada transacção provoca no sistema de forma a ser possível identificar qual a quota de fluxo que cada transacção provoca em cada *flowgate*. Esta análise é realizada recorrendo aos factores de distribuição de transmissão de potência (PTDF – *Power Transmission Distribution Factors*), os quais são determinados partindo da matriz de sensibilidade [CHAO00]. Cada participante do mercado deve adquirir FGRs para cada *flowgate*, de forma a cobrir os fluxos provocados pelas suas transacções.

Cada FGR permite apenas fluxo numa única direcção, deste modo, no caso de se presenciarem níveis de congestionamento de importância comercial em ambos os sentidos de um *flowgate*, devem-se definir dois FGRs, um para cada sentido. Na ocorrência de congestionamento, o FGR assume um valor que poderá ser calculado através da expressão 2.3 [SILVA08]:

$$FGR_{\text{payout}} = FGR_{MW_{ij}} \cdot \mu_{ij} \quad (2.3)$$

Sendo $FGR_{MW_{ij}}$ a quantidade, adquirida em leilão, de direito FGR para o ramo ij e μ_{ij} refere-se ao multiplicador de Lagrange associado ao limite de fluxo do ramo ij .

Já no caso da não ocorrência de uma situação de congestionamento, o valor do FGR será zero. Desta forma um FGR nunca se assumirá como um compromisso financeiro para o seu proprietário.

Os participantes de mercado que criem contra-fluxos através de *flowgates*, é-lhes permitido vender os seus FGRs de acordo com o valor produzido pelo seu contra-fluxo. Este ponto é bastante importante uma vez que cria incentivos para que os participantes de mercado prevejam os seus despachos de geração de forma a criar estes contra-fluxos, e assim diminuir o congestionamento nesse *flowgates*.

Para evitar que alguns participantes retenham os seus FGRs e assim exerçam algum tipo de manipulação de mercado e também incentivar o uso destes instrumentos, os FGRs estão submetidos a uma regra do tipo “usa-los ou perde-los” [DELAUNOY02]. Desta maneira qualquer FGR que não seja despachado com a sua respectiva transacção de energia, na hora de encerramento do mercado futuro de FGR, será automaticamente devolvido ao ISO do sistema, sem qualquer tipo de compensação. Obviamente que os participantes que possuam FGRs que não os utilizem tem a opção de vende-los antes do encerramento deste mercado.

2.3.3. DIREITOS DE TRANSMISSÃO FINANCEIROS

Os FTRs são instrumentos de restrição de risco, cujo objectivo principal consiste em restringir as taxas de congestionamento, às quais as transacções energéticas estão expostas [SARKAR08-01]. Por outras palavras, estes direitos facultam aos seus proprietários o direito de transferir, a um preço fixo, uma quantidade de energia através de um caminho de transmissão congestionado.

Tal como os PTRs, os FTRs também definem direitos de propriedade de transmissão mas sob uma forma financeira. Em termos gerais, um FTR proporciona ao seu respectivo proprietário um apoio financeiro relativamente ao preço a pagar pela taxa do congestionamento imputada a uma transacção energética por si realizada. Um gerador ou uma carga podem também adquirir um FTR com o intuito de ajustar o seu preço de venda/compra aos LMPs dos barramentos de injeção e extracção da transacção prevista.

A cada FTR é atribuído um valor monetário para cada hora, dependendo da previsão diária do valor dos LMPs para essa mesma hora. Os proprietários dos FTRs recebem uma remuneração suscitada por uma situação de congestionamento, por cada hora a que esta se verifica, a qual é proporcional ao valor económico do FTR e servirá para amortizar a taxa de congestionamento para o caminho especificado. Esta remuneração pode também ser relativo a várias horas de um determinado período, sendo calculada pela expressão 2.4 [SHAHIDEHPOUR02].

$$FTR_{\text{payoff}} = FTR_{\text{MW}} \times (LMP_2 - LMP_1) \quad (2.4)$$

FTR_{MW} representa a quantidade, em MW, do FTR, enquanto que LMP_1 e LMP_2 representam, respectivamente, os LMPs dos barramentos de injeção e extracção do FTR.

Embora os FTRs funcionem como instrumentos financeiros para limitar o risco associado às taxas de congestionamento da transmissão são somente vantajosos quando o caminho designado tem a mesma direcção do que o fluxo de energia associado ao congestionamento. Desta forma, pode acontecer que um proprietário do FTR tenha que pagar por possuir esse mesmo FTR, esta situação verifica-se quando o LMP do barramento de extracção é inferior ao do barramento de injeção.

Seguidamente são apresentados dois exemplos, baseados em outros apresentados na referência [SHAHIDEHPOUR02], que demonstram as duas formas como podem funcionar os FTRs, ou seja, enquanto benefício ou compromisso financeiro.

O primeiro exemplo apresentado assenta num caso em que um FTR representa um benefício aquando da ocorrência de um congestionamento. Na figura 2.2 é apresentado um sistema baseado numa rede de 3 barramentos, onde a entidade servidora da carga 2 (LSE_2 – *Load Service Entity*) tem que fornecer um pico de carga de 300 MW, tendo adquirido para o efeito um 225 MW ao gerador 1 ($GENCO_1$ – *Generation Company*) e 135 MW ao gerador 3 ($GENCO_3$). Uma vez que o fluxo energético apresentado para o sistema verifica-se essencialmente do barramento 1 para o 2, a LSE_2 , adquiriu adicionalmente um FTR, para o ramo 1-2, no valor de 225 MW de forma a se precaver para eventuais ocorrências de congestionamento.

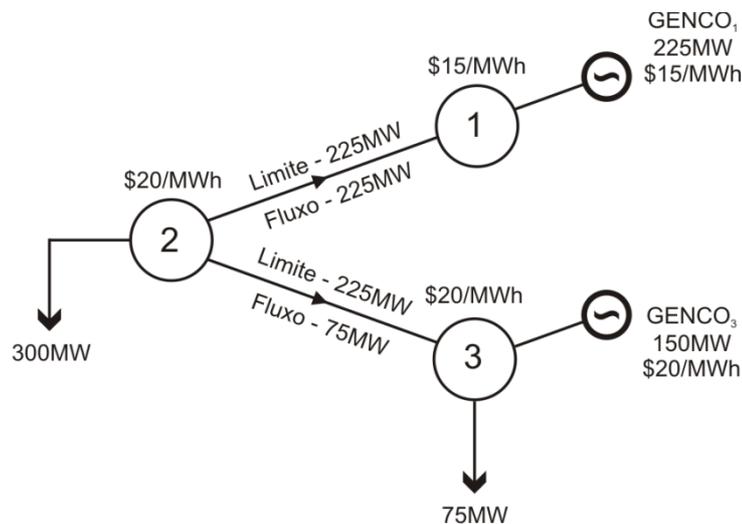


Figura 2.2 FTR como benefício em caso de congestionamento (Fonte: [SHAHIDEHPOUR02])

Considerando um determinado cenário, onde a carga do LSE_2 aumentou para o seu pico e por conseguinte o ramo 1-2 torna-se alvo de congestionamento. Deste modo o $GENCO_1$ vê-se impossibilitado de fornecer a carga prevista, pelo que a geração proveniente da $GENCO_3$ é necessária de forma a satisfazer o pico de carga verificado, o que faz com o sistema não apresente qualquer mérito do ponto e vista económico, visto que a $GENCO$ mais eficiente vê-se impossibilitada de aumentar a sua produção. Neste cenário, os LMPs dos barramentos 2 e 3 tornam-se superiores ao verificado no barramento 1, suscitando o aparecimento de taxas de

congestionamento que serão imputadas à LSE₂. Este encargo baseia-se na importância da geração usada para satisfação da carga, pelo que as taxas de congestão serão:

$$\text{Taxa de Congestão}_{\text{Linha } 1-2} = 225 \text{ MWh} \times (20 - 15) \text{ \$/MWh} = \$1125 \quad (2.5)$$

$$\text{Taxa de Congestão}_{\text{Linha } 3-2} = 75 \text{ MWh} \times (20 - 20) \text{ \$/MWh} = \$0 \quad (2.6)$$

$$\text{Taxa de Congestão}_{\text{Total}} = \$1125 + \$0 = \$1125 \quad (2.7)$$

Uma vez que a LSE₂ obteve um FTR de 225 MW para o ramo 1-2 e os trânsitos de potência verificados no sistema são consistentes com as reservas de FTRs realizadas, a LSE₂ será reembolsada no valor correspondente à taxa de congestionamento:

$$\text{Crédito de FTR}_{\text{Linha } 1-2} = 225 \text{ MWh} \times (20 - 15) \text{ \$/MWh} = \$1125 \quad (2.8)$$

O segundo exemplo baseia-se no sistema apresentado na figura 2.3. Supondo que a LSE₁ adquiriu, ao preço de 20 \\$/MWh, 10 MW à GENCO₂ e possui um FTR que lhe faculta o direito de transferir esses mesmos 10 MW. No entanto, no dia anterior ao planeado para a transacção, a LSE₁ decidiu satisfazer a sua carga a partir da GENCO₁, não fazendo uso do FTR adquirido. Deste modo, a LSE₁ não recebeu qualquer taxa de congestionamento, que na realidade representaria um crédito visto que o trânsito de energia teria sido o oposto ao contratualizado.

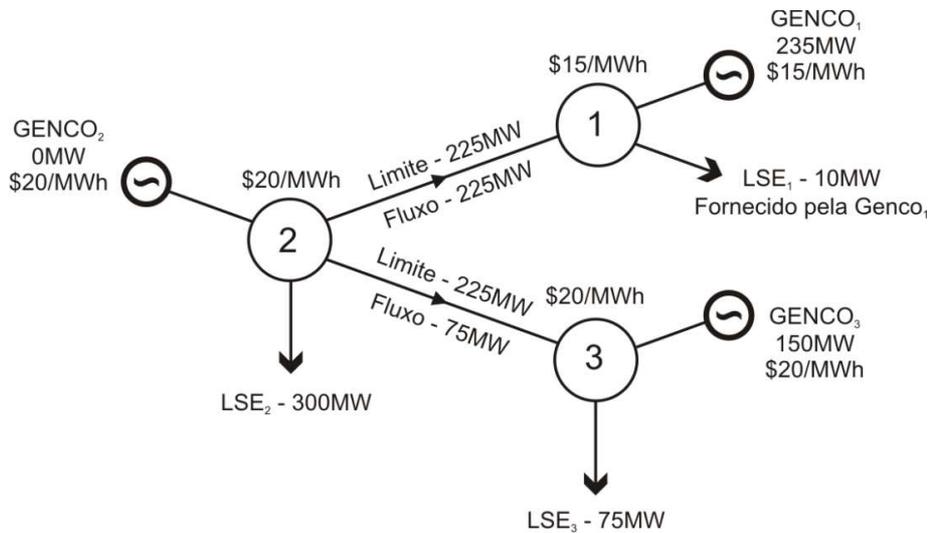


Figura 2.3 FTR como encargo em caso de congestionamento (Fonte: [SHAHIDEHPOUR02])

Perante este cenário, o FTR que se encontra na posse da LSE₁ facultará um crédito de:

$$\text{Crédito de FTR}_{\text{Linha } 2-1} = 10 \text{ MWh} \times (15 - 20) \text{ \$/MWh} = -\$50 \quad (2.9)$$

Assim, a LSE₁ deve pagar \$50 por essa hora visto que o preço no barramento de extracção é inferior ao de injeccção.

Contrariamente com o que se sucede com os FGRs, os FTRs podem ser do tipo obrigações ou opções, com as inerentes implicações que isto acarreta para a cobertura das taxas de congestionamento e adequação dos rendimentos [CHAO00].

A figura 2.4 apresenta as curvas características referentes aos valores económicos de um FTR tipo obrigação e opção [PARMESHWARAN09].

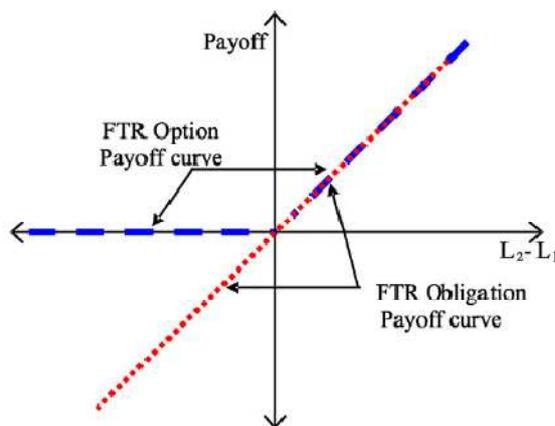


Figura 2.4 Curvas características de *Pay-off* (Fonte: [PARMESHWARAN09])

Pela análise da figura 2.4 é possível verificar que a principal diferença entre os dois tipos de FTR apresentados reside na questão de poder ou não representar um encargo financeiro para o seu proprietário.

Num FTR obrigação é possível que exista um benefício ou encargo financeiro para o seu detentor. Se, para uma determinada hora, um FTR obrigação possui a mesma direcção do trânsito de potência, e portanto o seu respectivo valor é positivo, então proporcionará, ao seu proprietário, um benefício financeiro. Já um FTR opção poderá representar um benefício financeiro para o seu proprietário mas nunca se assumirá como compromisso financeiro, isto porque quando o valor económico de um FTR opção for negativo, esse valor será considerado zero.

Algumas críticas têm sido feitas ao facto de os mesmos instrumentos financeiros que se supõe que defendam os interesses económicos de quem os adquirir, se possam converter em custos adicionais para os seus respectivos proprietários. Como defesa desta tese, em algumas publicações [DELAUNOY02] afirma-se que a valorização negativa de um FTR poderá introduzir alguma ineficiência a estes direitos de transmissão, isto porque mesmo que o agente assuma o risco de exercer os FTR de valor negativo, ainda corre o risco de não poder despachar os respectivos contra-fluxo e não ser indemnizado, não podendo cobrir os custos dos seus respectivos FTRs.

Os FTRs têm sido implementados com relativo sucesso em muitos mercados energéticos, de onde se destacam, entre outros, o PJM, *New York* e *New England* [SARKAR08-01].

2.4. EXPERIENCIA DE FTRs EM ALGUNS MERCADOS INTERNACIONAIS

Esta secção é dedicada à apresentação de alguns exemplos de mercados de energia eléctrica que utilizam o conceito de FTR na administração do congestionamento da transmissão.

A designação dada aos FTRs varia consoante o mercado a que é considerado. Por exemplo, na PJM (*Pennsylvania, New Jersey and Maryland*) e no CAISO (*California ISO*), os FTRs são designados por direitos de transmissão fixos (*Fixed Transmission Right*), no NYISO (*New York ISO*) de contractos de congestão de transmissão (TCC – *Transmission Congestion Contract*) e em *New England* são chamados de direitos de transmissão financeiros [KRISTIANSEN-01] [KRISTIANSEN-02].

Nesta secção, assim como no restante trabalho, será usado o termo genérico de FTR para descrever todos estes direitos.

2.4.1. PJM

A implementação do mecanismo de FTRs no mercado PJM data de Abril de 1999, com a alocação directa de FTRs obrigações, com validade anual, aos clientes da transmissão, enquanto o montante remanescentes poderiam ser leiloados aos clientes ponto a ponto [KRISTIANSEN-01].

Em 2003 é realizado o primeiro leilão mensal com o intuito de oferecer uma oportunidade, a um prazo mais curto, de transacção das capacidades renascentes de FTRs, reconfiguração de FTRs e comercialização de FTRs já atribuídos. Paralelamente são introduzidos os conceitos de FTR opção e de direito à receita do leilão (ARR – *Auction Revenue Rights*) [KRISTIANSEN-01]. Estes ARR facultam o direito de receber as receitas provenientes da venda de um qualquer FTR. Os ARR, no âmbito do mercado PJM, são direitos, atribuídos às entidades que têm a seu cargo o pagamento dos custos fixos do sistema de transmissão, ou seja empresas de serviços de transmissão, que facultam ao seu titular o direito a receber uma afectação das receitas provenientes do leilão anual de FTRs [PJM05-01].

Actualmente no mercado PJM, existem FTRs do tipo obrigação e opção que são disponibilizados, aos seus membros, em 4 mecanismos distintos [PJM09]:

- Leilão de FTR de longo prazo;
- Leilão de FTRs anual;
- Leilão de FTRs mensal;
- Mercado secundário de FTRs.

Os leilões de FTRs de longo prazo, como o próprio nome indica, facultam aos seus licitantes a oportunidade de aquisição de FTRs com um prazo de validade compreendido entre um a três anos

[PJM08]. A capacidade oferecida para venda nestes leilões representa a capacidade residual do sistema, isto tendo em conta os ARRs atribuídos e suas respectivas calendarizações [PJM09]. Este leilão é processado em duas rondas com 6 meses de intervalo, onde 50% da capacidade disponível é facultada em cada ronda.

Os leilões anuais de FTRs oferecem para venda todos os FTRs que se encontram disponíveis, no sistema PJM, numa base anual. Trata-se de um leilão multi-ronda, onde 25% dos FTRs disponíveis no sistema são leiloados em cada ronda, perfazendo um total de 4 rondas. Os FTRs que são adquiridos numa ronda poderão ser negociados nas rondas seguintes.

Mensalmente, a PJM conduz um outro leilão onde são disponibilizados os direitos de transmissão disponíveis após a atribuição dos FTRs nos leilões de longo prazo e anual. Este leilão também oferece a oportunidade dos participantes proporem, para venda, os FTRs que se encontram em sua posse.

Por último, os mercados secundários oferecem a oportunidade dos membros da PJM negociarem bilateralmente entre si os FTRs dos quais são proprietários.

2.4.2. NYISO

O ISO de Nova Iorque (NYISO) foi o primeiro mercado a introduzir os leilões anuais de FTRs em Setembro de 1999 [KRISTIANSEN-01]. Já em Março de 2000, o NYISO disponibiliza, através da realização de um leilão, os primeiros FTRs de longo prazo, com uma validade de 2 anos [SÓRIA08].

Inicialmente a prioridade do NYISO passou pela divisão da capacidade total de transmissão em 4 tipos de direitos relativos a: contractos de transmissão já atribuídos, FTRs que advenham da possível conversão dos contractos de transmissão atribuídos, capacidade de transmissão existentes para a carga nativa (ETCNL – *Existing Transmission Capacity for Native Load*) e capacidade de transmissão residual (RTC – *Residual Transmission Capacity*) [KRISTIANSEN-02].

A cada titular de um FTR primário é permitida a venda desse FTR no leilão. O número de FTRs que podem ser adquiridos em leilão é afectado pelo número de FTRs que são oferecidos nesse mesmo leilão.

O NYISO disponibiliza os seus FTRs do tipo obrigação mediante a realização, por ano, de uma serie de leilões facilitando desta forma a liquidez do mercado de FTRs. Estes leilões são conduzidos em duas etapas, com cada uma dessas etapas a incluir varias rondas. A capacidade de transmissão oferecida para venda na primeira etapa é leiloadada em, pelo menos, 4 rondas, salvo indicação em contrário por parte dos proprietários da transmissão. Nesta fase, os FTRs

disponibilizados para venda no leilão incluiu os FTRs que inicialmente foram atribuídos aos proprietários da transmissão, direitos sobre a receita sobre a capacidade residual, ETCNLs não reservados pelos proprietários da transmissão e qualquer outro FTR, dos atribuídos inicialmente, colocado à venda pelo seu proprietário [NEW YORK ISO07]. A segunda etapa permite aos titulares dos FTRs, adquiridos na primeira fase, revender esses mesmos direitos. Actualmente, o período de vigência dos FTR obtido por intermédio de leilão é de 6 meses ou 1 ano. O preço de venda, em leilão, de cada FTR é determinado pela oferta vencedora mais baixa numa determinada ronda. O NYISO oferece ainda a oportunidade aos seus membros de reconfiguração dos seus FTRs, através de leilão mensal. Neste leilão, os titulares de FTRs podem oferecer para venda, os seus FTRs para o mês seguinte.

Os agentes de mercado que investem na expansão da transmissão terão o direito ao FTRs que serão gerados por esse mesmo investimento, durante um período de 20 anos [KRISTIENSEN-01].

Para se poder participar activamente num dos leilões de FTRs organizados pelo NYISO é impreterível ser membro do mercado de Nova Iorque.

2.4.3. CAISO

O mercado da Califórnia introduziu o conceito de FTR a 1 de Fevereiro de 2000 [KRISTIENSEN-02]. Os FTRs são vistos pelo CAISO como tendo um aspecto financeiro aliado a um outro físico. Estes contratos facultam ao seu proprietário o direito de transferir energia por um caminho definido e, simultaneamente, receber uma potencial parcela na distribuição das receitas de cobrança de utilização, recebidas pelo ISO, devido ao congestionamento entre duas áreas pré estabelecidas.

O CAISO coloca aos dispor dos seus membros FTRs do tipo obrigação, que se encontram disponíveis através dos processos de alocação e leilão, e FTRs do tipo opção que apenas poderão ser adquiridos em mercados de serviços de transmissão. Relativamente ao seu prazo, o CAISO, dispõe de 4 tipos diferentes de FTRs [CALIFORNIA ISO09] [CALIFORNIA ISO10]:

- FTR de longo termo;
- FTR para mercados de transmissão;
- FTR sazonal;
- FTR mensal.

Os FTRs de longo termo e de mercados de transmissão são FTRs com um prazo bastante alargado, podendo chegar, no primeiro caso, aos 10 anos e aos 30 anos respectivamente. Estes direitos são atribuídos numa base de alocação que, no caso dos FTRs de longo termo, terá um critério temporal sazonal. Já, os FTRs sazonais são atribuídos através de um processo anual de alocação ou, em alternativa, mediante a realização de um leilão, sendo que os prazos associados a estes direitos

caracterizam-se por uma determinada temporada. O CAISO define 4 temporadas que correspondem aos 4 trimestres de um ano [CALIFORNIA ISO10]. Por último, os FTRs mensais, como o próprio nome indica, terão uma validade de apenas 1 mês.

Actualmente o mercado da Califórnia, oferece 6 mecanismos distintos para a obtenção de FTRs [CALIFORNIA ISO10]:

- Alocação anual;
- Alocação mensal;
- Leilão anual;
- Leilão mensal;
- Sistema de registo secundário.

Os processos de alocação são os primeiros mecanismos a serem executados por ordem do calendário de activares do CAISO, nos quais apenas é permitido o acesso às entidades que comprovem inequivocamente a sua obrigatoriedade de servir cargas do sistema, como por exemplo as LSEs [CALIFORNIA ISO10]. Após os processos de alocação anual e mensal (incluindo o processo de alocação de FTRs de longo termo e de mercados de transmissão), serão realizados leilões anuais e mensais, de forma a permitir que qualquer entidade interessada em adquirir um FTR tenha oportunidade de o fazer. O leilão anual não inclui a oferta de FTRs a longo prazo. Por último o sistema de registo secundário, faculta às diversas entidades actuante no mercado negociarem entre si, de forma bilateral, os FTRs dos quais são proprietários.

2.4.4. NEW ENGLAND

O *New England* introduziu o conceito de FTR no seu mercado em Março de 2003 [KRISTIANSEN-02] [NEW ENGLAND ISO09]. Para além do conceito de FTR, este mercado também faz uso da metodologia ARR.

Os ARRs são atribuídos numa base mensal, prioritariamente às entidades que contribuem financeiramente para a expansão da capacidade de transmissão, tornando possível a criação de FTRs adicionais. As restantes receitas provenientes do leilão são atribuídas, às LSEs sujeitas ao pagamento de congestionamento, proporcionalmente com a sua quota de carga [KRISTIANSEN-01]. Os ARRs atribuídos que representem uma receita negativa são eliminados.

O *New England* oferece aos seus membros a oportunidade de transaccionar FTRs do tipo obrigação através de leilões ou mercados secundários. As transacções bilaterais também são permitidas, podendo ser realizadas mediante, ou não, a supervisão do ISO. Um comprador de um FTR, numa negociação bilateral, fora destes mercados recebe apenas um direito contratual contra o vendedor

desse FTR, não tendo direitos ou obrigações perante o ISO ou no mercado energético [KRISTIANSEN-02].

No mercado *New England* os leilões de FTR são conduzidos durante os períodos de pico e fora de pico de carga. Metade da capacidade de transmissão disponível é oferecida num leilão anual, enquanto a restante será vendida em leilões mensais. As receitas do leilão são distribuídas pelos vendedores de FTRs e beneficiários de ARRs.

3. LEILÃO DOS DIREITOS DE TRANSMISSÃO FINANCEIROS DE ENERGIA

Este terceiro capítulo encontra-se dividido em duas partes. Na primeira parte é feita uma abordagem introdutória ao conceito de leilão no âmbito do mercado de FTRs, sendo discutidos, por exemplo, as formas como um participante do mercado poderá participar nestes leilões ou mesmo a questão da adequação da receita.

A segunda parte é dedicada a um breve apanhado de alguns modelos de leilões de FTR existentes em várias publicações científicas disponíveis nos mais diversos institutos da especialidade.

3.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os FTRs podem ser adquiridos pelos agentes de mercado de diferentes maneiras, dependendo da arquitetura do mercado onde se inserem. No entanto, na maioria dos mercados, os agentes deparam-se com as seguintes maneiras de adquirir FTRs [BISKAS06]:

- Leilão anual, onde são propostos para venda todos os FTRs que se encontram disponíveis, a longo prazo, no sistema de transmissão;
- Leilão mensal, que oferece a capacidade residual de FTRs disponíveis no sistema de transmissão, após o leilão anual;
- Mercado secundário, no qual os titulares de um FTR podem negociar, bilateralmente com os outros agentes.

Os leilões de FTRs correspondem, por norma, a um mecanismo central pelo qual os requisitos dos intervenientes no mercado são conjuntamente avaliados, sendo compridos da melhor forma possível. Estes leilões, conduzidos pelo ISO ou por uma entidade designada por este, podem decorrer em diferentes horizontes temporais. Por exemplo, no mercado PJM os FTRs são leiloados anualmente ou mensalmente [SARKAR08-01].

O processo de negociação dos diversos FTRs, no âmbito de um leilão, é apresentado na figura 3.1 [SHAHIDEHPOUR02]. Como se pode verificar os intervenientes de mercado poderão realizar contratos bilaterais através de mercados secundários antes ou após acederem ao leilão.

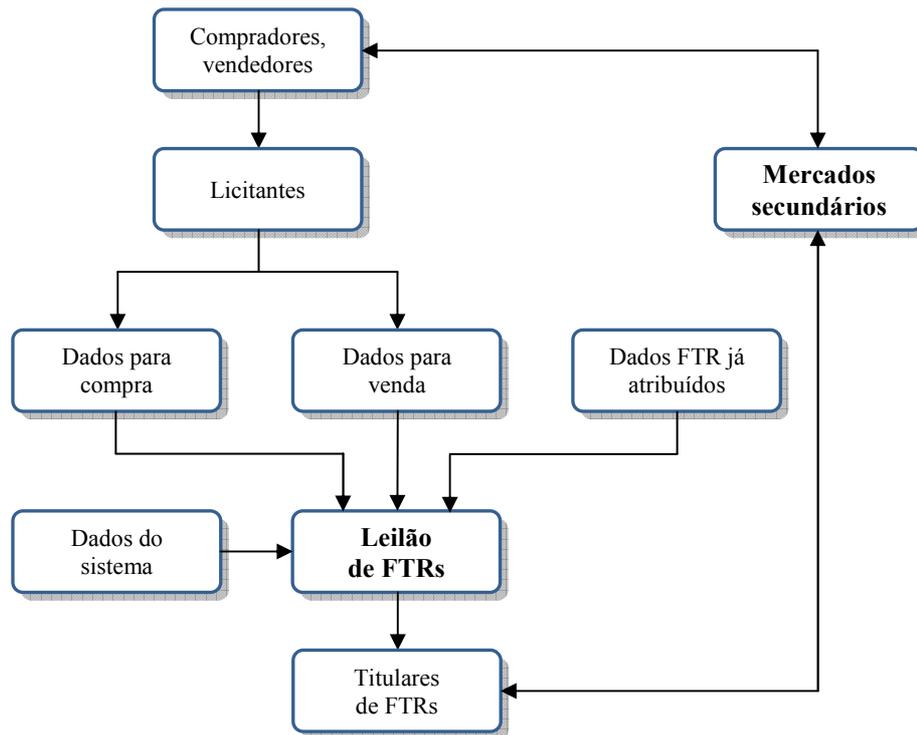


Figura 3.1 Procedimento *standard* de um leilão de FTRs (Fonte: [SHAHIDEHPOUR02])

Qualquer interveniente no mercado poderá participar num leilão de FTRs através de 4 maneiras distintas [SARKAR08-01]:

- Auto-Planificação;
- Licitação de compra/venda;
- Restituição;
- Oferta de conversão.

Se um dado interveniente participa no leilão no modo de “Auto-Planificação” significa que este requer ao ISO um determinado FTR independentemente do preço deste. Na categoria de “licitação”, um interveniente solicita, ao ISO, um FTR especificando o valor máximo que se encontra disposto a pagar ou o valor mínimo que pretende receber, consoante o tipo de proposta. No modo de “restituição”, o interveniente restitui uma parte do FTR que se encontra em sua posse, estando disposto a aceitar qualquer tipo de pagamento, seja ele positivo ou negativo. Por último, se um interveniente participar no leilão mediante uma oferta de conversão isto significa que tem como objectivo solicitar uma conversão de uma parte do seu FTR actual de opção para obrigação ou vice-versa. O interveniente determina ainda o preço máximo que deseja pagar por esta conversão.

O total dos pagamentos referentes ao congestionamento, cobrado pelo ISO, resultantes do leilão, por uma utilização efectiva do sistema, deve ser sempre, pelo menos, tão avultado quanto os pagamentos a que os proprietários, desses mesmos FTRs, se encontram sujeitos devido a situações

de congestionamento, isto para garantir que os rendimentos provenientes do leilão se adequam e limitam as taxas do ISO. De forma a garantir esta premissa é fundamental reger o leilão num pressuposto de maximização dos rendimentos provenientes da venda de FTRs, aos participantes do mercado interessados em obter protecção contra o congestionamento, fazendo cumprir simultaneamente todas as condições de exequibilidade simultânea (SFT – *Simultaneous Feasibility Test*) [SARKAR08-02], que são pautadas pelas restrições do SEE.

Para além do cumprimento dos pressupostos anteriormente mencionados, o preço indexado a um qualquer FTR deve respeitar um conjunto de características, tais como [SARKAR08-01]:

- Uma proposta de compra para um FTR só deve ser seleccionada se o preço proposto for superior ao preço de equilíbrio de um FTR similar;
- Uma proposta de venda para um FTR só deve ser seleccionada se o seu preço de oferta for inferior ao preço de equilíbrio de um FTR similar;
- Caso uma proposta de um FTR seja seleccionada, o preço a ser pago ao ISO deve ser inferior ou igual ao preço proposto;
- Caso uma oferta de um FTR seja seleccionada, o preço a ser pago ao ISO deve ser superior ou igual ao preço oferecido;
- Os rendimentos totais de um leilão de FTRs devem ser não negativos.

Embora todo este processo de disponibilização de FTRs recorra às premissas enunciadas, podem existir determinados períodos em que a cobrança do congestionamento se torna insuficiente para pagar todos os créditos de FTRs [SARKAR08-01]. Assim, de forma a precaver tais situações deve existir um mecanismo que compense qualquer possível défice de rendimentos. Por exemplo, no âmbito do PJM [SARKAR08-01], os pagamentos positivos (nunca os negativos) de FTRs são reduzidos quando se verifica um défice de receitas. Aos FTRs que se apresentem como alvos negativos são-lhes atribuídos plenos créditos. O excedente financeiro proveniente da cobrança de congestionamento e das receitas provenientes do leilão, que se vai acumulando ao longo de um mês, é transferido para um fundo de balanço. Este fundo tem por objectivo compensar os créditos de FTRs não liquidados nesse mês, sendo o seu remanescente, caso exista, destinado a liquidar os créditos de FTRs que ficaram por saldar em meses anteriores.

Um outro aspecto que é necessário ter em consideração aquando da realização de um leilão é a diferença temporal de alocação dos FTRs. Usando mais uma vez como exemplo o mercado PJM [SARKAR08-03], onde diferentes FTRs são atribuídos tendo como referencial as horas de ponta. Neste mercado também são disponibilizados FTRs multi-intervalos com uma validade de 24 horas. Estes FTRs multi-intervalos caracterizam-se por englobar dois ou mais intervalos de tempo individuais, contrariamente a um simples FTR, que apenas permanece valido durante as horas que

definem um único período. Na ausência de FTRs multi-intervalo, um leilão independente pode ser realizado para cada intervalo.

No seguimento deste capítulo é apresentada uma revisão bibliografia relacionada com alguns modelos adoptados para a realização de um leilão de FTRs, sendo posteriormente feita uma breve análise sobre as mesmas.

3.2. ANÁLISE DA LITERATURA EXISTENTE

Vários modelos e técnicas têm sido definidos e discutidos em diversas publicações, como se poderá constatar pelos exemplos que serão seguidamente analisados: [TANG08], [ZIOGOS06-02], [MA02], [HUI09], [YANG06], [ALOMOUSH99], [LI04], [ZIOGOS06-01], [BAUTISTA04], [LI05-01] e [BISKAS06].

Em [ALOMOUSH99] é proposto um modelo geral de um leilão de FTRs. Trata-se de um modelo matemático que apresenta como objectivo a optimização das receitas provenientes do FTRs, onde as restrições do sistema são modelizadas com recursos ao modelo de trânsito de potências DC.

[TANG08] apresenta um estudo que introduz o conceito de FTR como instrumento de gestão do congestionamento da transmissão, sendo incluído num processo integrado de gestão do congestionamento que engloba os mercados contratual e spot, para este efeito, foi utilizado, como referencia, o modelo leilão de FTRs do mercado PJM. O modelo apresentado, baseado num modelo de trânsito de potências DC, é sujeito a algumas simplificações como: apenas são considerados FTRs tipo obrigação e nas restrições de SFT apenas se considera os limites de capacidade dos ramos. Em [MA02] é novamente apresentado um modelo de leilão de FTRs baseado no modelo adoptado pelo mercado PJM, no entanto, neste caso, para além das restrições anteriormente citadas é adicionada uma restrição de contingência, sendo também apresentado um critério de aceitação de propostas de licitação. Ainda no âmbito do mercado PJM, em [PJM05-02] são apresentados dois conceitos de leilão, que são adoptados pelo PJM, nomeadamente no que concerne à forma de calculo dos pagamentos inerentes aos FTRs leiloados.

Em [LI04], [LI05-01] e [ZIOGOS06-01] é apresentado um modelo que se destina ao desenvolvimento de estratégias de licitação, levadas a cabo pelos participantes, aquando da aquisição de FTRs no âmbito de um leilão. Por conseguinte, o modelo apresentado em [LI04] é formulado como sendo um problema de optimização de dois níveis. O nível superior representa o problema de maximização das receitas destinadas aos licitantes e o nível inferior consiste na resolução do problema referente ao leilão na óptica do ISO, o qual tem como base o modelo de trânsito de potências DC. A concorrência entre os licitantes é modelada como um jogo incompleto de informação, sendo proposto um procedimento iterativo para a sua resolução. [LI05-01] e

[ZIOGOS06-01] complementam o modelo apresentado em [LI04] pelo facto de incluírem, no seu modelo, a hipótese de aquisição de dois tipos de FTRs: FTR opção e FTR obrigação.

No documento [YANG06] e [BAUTISTA04] é realizada uma análise sobre o efeito da manipulação de mercado que os licitantes poderão exercer sobre um leilão de um FTR através de uma licitação estratégica. Neste sentido, no modelo proposto é introduzida uma função que estima o preço ideal para o FTR no qual a sua proposta de licitação representa uma potencial influencia sobre o preço. O equilíbrio do mercado é alcançado pela iteração do problema dos licitantes com o problema do leilão na óptica do ISO. O problema referente ao ISO é formulado como um problema de optimização matemática usando o modelo de trânsito de potência DC. O PTDF é usado para representar os fluxos de carga na rede.

Um leilão anual, multi-sequencial, de vários direitos de transmissão (FTR obrigação, FTR opção e FGR) e multi-período é apresentado em [ZIOGOS06-02]. Este leilão é realizado em quatro momentos distintos, sendo que a cada um destes momentos é atribuído 25% da capacidade do sistema. Já em [BISKAS06] um leilão em tudo semelhante ao anterior [ZIOGOS06-02] é apresentado, residindo a principal diferença na sua periodicidade, pois este último decorre mensalmente.

As abordagens acima referenciadas têm todas em comum o facto de os diversos modelos recorrerem ao modelo de trânsitos de potências DC como base para a sua formulação, no entanto na pesquisa efectua verificou-se apenas uma excepção na referência [HUI09], onde é apresentado um modelo de leilão de FTRs do tipo obrigação baseado num fluxo de potência em corrente alternada (AC). Este modelo têm a particularidade de incluir uma restrição estática de segurança e incluir, nas restrições de balanço de potência nos barramentos, uma parcela destinada as perdas incrementais na rede.

Após a análise das referências anteriormente citadas algumas ilações podem ser retiradas:

- O modelo de trânsito de potências DC é utilizado na grande maioria dos modelos apresentados, verificando-se uma única e recente excepção onde é utilizado um método AC;
- O objectivo dos leilões aponta invariavelmente para a maximização das receitas, provenientes da transacção dos FTRs, pelo ISO;
- Maioritariamente são apresentados leilões para um determinado período, salvo duas excepções onde são apresentados leilões multi-período;
- Paulatinamente tem sido notória a inclusão, nas restrições do problema, uma restrição de modelação de ocorrência de contingências, nomeadamente de nível ' $n-1$ '.

4. MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

A presente secção expõe alguns conceitos teóricos relativamente à implementação do método de SMC, designadamente os tipos de simulação existentes no referido método e respectiva utilidade do mesmo no âmbito dos SEE.

Não sendo objectivo do presente trabalho fazer qualquer tipo de estudos de fiabilidade de um SEE, o método de SMC não irá ser aplicado na plenitude das potencialidades, como será referido em maior pormenor durante o capítulo 5.

4.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

A grande complexidade e dimensão que um SEE real possui, aliado ao crescente desenvolvimento dos computadores e sua respectiva velocidade de cálculo, têm tornado a SMC num método bastante atractivo, no que concerne sobretudo a estudos de fiabilidade.

Um típico estudo da avaliação de fiabilidade de um SEE envolve essencialmente dois processos: um de selecção e cálculo de probabilidades de ocorrência dos estados de residência do sistema, e outro que consiste na análise dos problemas ocorridos pelos estados do sistema seleccionados e respectivas acções correctivas a tomar. É neste primeiro processo que a SMC mostra ser uma alternativa bastante válida [LI05-02].

A SMC trata o problema estimando índices probabilísticos através da simulação da operação e do comportamento aleatório da rede eléctrica. Consequentemente, este método considera o cálculo de índices probabilísticos como a avaliação de uma serie de experiencias reais. Neste sentido, a SMC, pode, teoricamente, modelar todos os aspectos e contingências inerentes às fases de planeamento e operação de um SEE.

A SMC é processo variável, por conseguinte os índices de fiabilidade calculados surgem sempre associados a um intervalo de confiança. Não existindo qualquer garantia de que mais algum exemplo conduza a um erro mais pequeno. No entanto, o intervalo de confiança diminui a medida que o número de amostra aumenta [LI05-02]. Um critério de convergência apropriado é a solução para se assegurar uma boa exactidão na SMC, sendo que muitas vezes o coeficiente de variância é utilizado como critério de interrupção da amostragem. Uma alternativa consiste em utilizar um número máximo, preestabelecido, de simulações como regra de interrupção.

Este método apresenta diversas vantagens, nomeadamente [SOUSA97]:

- Utilização de uma qualquer função de distribuição de probabilidade;
- Permite incluir com facilidade qualquer relação de dependência entre acontecimentos;
- Ajustasse facilmente a alterações no sistema.

No entanto, também apresenta algumas desvantagens que devem ser tidas em conta [SOUSA97]:

- Geralmente é necessário realizar um grande número de simulações, nomeadamente para serem tidos em consideração acontecimentos raros;
- Se o estudo de cada estado for complexo pode exigir grande esforço e tempo computacional.

O processo de simulação do comportamento de um SEE através da SMC pode ser realizado utilizando-se algumas variantes no que concerne às técnicas de amostragem. Técnicas essas que serão alvo de uma breve abordagem no capítulo que se segue.

4.2. MÉTODOS DE SIMULAÇÃO

Os métodos de simulação são classificados consoante o tipo de sorteio realizados, seja ela de natureza aleatória (não cronológica ou não sequencial) ou de natureza sequencial (cronológica ou sequencial).

4.2.1. SIMULAÇÃO NÃO SEQUENCIAL

Este conceito de simulação fundamenta-se no facto de um estado do sistema ser a combinação de todos os estados dos componentes a ele inerentes. Cada estado de um componente pode ser determinado pela amostragem da probabilidade do componente aparecer nesse estado.

Neste método cada componente pode ser moldado utilizando-se uma distribuição uniforme, partindo-se do princípio de que cada componente poderá residir em dois estados distintos: um de avaria e outro de bom funcionamento onde as falhas do componente são independentes umas das outras.

A implementação deste tipo de sorteio é realizada assentando em duas etapas [SOUSA97]:

- Obtenção de uma sequência de números pseudo aleatórios u_1, u_2, \dots . Consoante o número de componentes do sistema;
- Um componente é considerado indisponível se $u_i < p_i(A)$.

Após um estado do sistema ser seleccionado na amostragem deverá ser realizada uma análise ao sistema de modo a se aferir se se trata, ou não, de um estado de avaria, se for o caso será avaliada uma função de índice de risco para esse estado. Um processo comumente usado, neste âmbito, é

recorrer-se a um exercício de trânsito de potências ótimo, obtendo-se estimativas da probabilidade de corte de carga e do valor esperado da potência não fornecida.

A grande desvantagem do método apresentado é a impossibilidade de ser usado para o cálculo de índices de frequência. No entanto apresenta alguns aspectos vantajosos, tais como [LODO00]:

- Sorteio relativamente simples. Basta gerar números aleatórios uniformemente distribuídos, sendo desnecessário sortear segundo uma determinada função de distribuição;
- O conceito de sorteio de estados pode ser facilmente estendido para o sorteio de estados de outros parâmetros relevantes no cálculo de fiabilidade de sistemas, tais como estados do tempo, caudais hidrológicos, etc.
- Os dados de fiabilidade exigidos são relativamente poucos. Necessita apenas da probabilidade de avaria dos componentes.

4.2.2. SIMULAÇÃO SEQUENCIAL

Esta variante do método sequencial de Monte Carlo refere-se a um processo de simulação sobre um intervalo de tempo cronológico. Existem diversas abordagens para criar um ciclo de transição artificial do estado de um sistema, sendo a mais popular a abordagem por amostragem da duração de estado [LI05-02], que será a abordada no decorrer deste capítulo.

A abordagem por amostragem de duração de estado é baseada no sorteio das durações dos estados dos componentes segundo as respectivas distribuições de probabilidades e inclui as seguintes etapas [LODO00]:

- **Etapa 1** – Especificar os estados iniciais de todos os componentes, partindo-se do princípio que todos os componentes se encontram, inicialmente, num estado de bom funcionamento;
- **Etapa 2** – Para cada componente, sortear a duração de residência no estado actual. A distribuição de probabilidade da duração do estado deve ser tida em consideração, pois diversos estados podem assumir diversas distribuições de probabilidades;
- **Etapa 3** – Repetir a etapa 2 por um intervalo de tempo determinado (em geral 1 ano), registando todos os valores da amostragem da duração de cada estado para todos os componentes;
- **Etapa 4** – Criar um ciclo cronológico de transição de estado do sistema, combinando os processos de transição de estado para todos os componentes;
- **Etapa 5** – Analisar cada estado do sistema, de modo a obter os índices de fiabilidade desejados.

As principais vantagens deste método são a avaliação precisa dos índices de frequência e de duração, a flexibilidade de moldagem de qualquer distribuição de duração de estados e a possibilidade de obter distribuições de probabilidade estatísticas dos índices de fiabilidade.

Comparativamente com a simulação não sequencial, este método requer um maior tempo de computação e espaço de armazenamento. Além disto, requer também para todos os componentes os parâmetros inerentes a todas as distribuições de duração de estados.

4.3. APLICAÇÃO AOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE ENERGIA

A qualidade de serviço prestado por um SEE depende da sua fiabilidade. Para isso há necessidade de nas etapas de planeamento e de exploração da rede se realizarem estudos de fiabilidade.

A avaliação da fiabilidade de um SEE, normalmente, constituído por elevado numero de componentes, pode ser calculada recorrendo a diversos processos entre os quais se encontra o método de SMC. A aplicação deste método exige uma análise a um elevado número de estados do sistema, avaliação das grandezas em estudo para cada estado e agregação de resultados de modo a obter estimativas dos valores esperados para essas mesmas grandezas.

Um outro aspecto relevante neste tipo de problema é a escolha do tipo de sorteio. Esta escolha deverá ter consideração o tipo de grandeza que se pretende estimar, assim se o pretendido for obter uma estimativa da probabilidade de corte de carga ou potência cortada deverá ser utilizado um sorteio do tipo cronológico ou não cronológico. No entanto se o objectivo passar por estimar o valor esperado de energia não fornecida ao longo de um determinado período, deverá optar-se por um sorteio cronológico.

5. METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Neste capítulo apresentar-se-á de forma detalhada a aplicação computacional, denominada de SIM_AuctFTR, desenvolvida no âmbito da presente tese. São descritos os procedimentos que tornaram possível a implementação, em linguagem Matlab, dos principais módulos desta aplicação.

Os módulos que compõem este simulador são:

- Módulo de aquisição de dados;
- Módulo de simulação de estados do sistema;
- Módulo de detecção da ocorrência de ilhas eléctricas no sistema;
- Módulo de simulação de um leilão de FTRs;

O módulo de aquisição de dados corresponde à importação de um ficheiro, em formato Excel, com informações referentes às características técnicas da rede, propostas de compra (PC) e venda (PV) de FTRs submetidas a leilão e informação referente a FTRs que já se encontram atribuídos para o mesmo período de tempo dos FTRs que se encontram em processo de leilão.

O módulo de simulação de estados do sistema consiste na simulação de várias topologias para a rede em estudo tendo em conta a possibilidade do sistema operar em regime de contingências de nível ' $n-1$ '. Neste módulo será usado o conceito de SMC, que permitirá obter as topologias de maior ocorrência no sistema partindo dos dados de fiabilidade dos componentes da rede.

O módulo de detecção de ocorrência de ilhas no sistema, recebendo as diversas topologias da rede fará uma pesquisa por todas os ramos constituintes do sistema de modo a detectar a formação de pequenas redes isoladas do restante sistema, ou por outras palavras a formação de ilhas eléctricas. Caso sejam detectadas, as respectivas topologias serão ignoradas de modo a apenas as topologias nas quais não se verifica a ocorrência de ilhas seguirem para leilão.

Por último, o módulo de simulação de leilão de FTRs, consiste na simulação de um leilão de FTRs do tipo obrigação, em ambiente de mercado competitivo para uma determinado período de tempo. Este, recebendo as propostas de compra e venda, simula o leilão determinando as propostas de compra e venda aceites, o conjunto de despachos relativos aos FTRs e seus respectivos preços de mercado (MCPs – *Market Clearing Price*). A formulação deste leilão terá por base um modelo de trânsitos de potência DC.

Nas secções seguintes estes módulos serão descritos detalhadamente. Na figura 5.1 apresenta-se o fluxograma genérico do algoritmo desenvolvido.

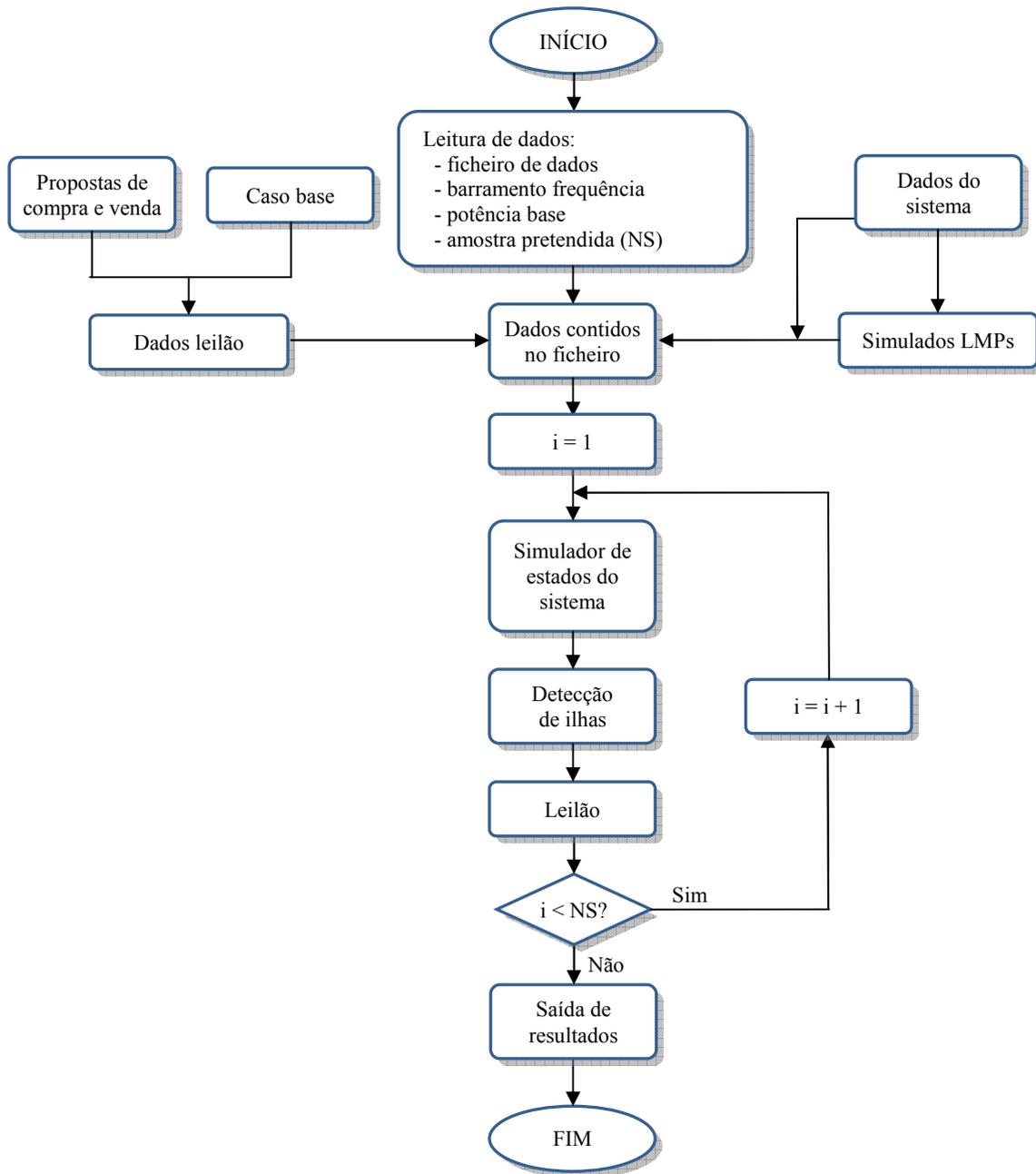


Figura 5.1 Fluxograma geral do SIM_AuctFTR

5.1. DADOS REQUERIDOS PELO PROGRAMA

A entrada de dados na aplicação é feita mediante um ficheiro de tipo Excel, o qual já se encontra pré-definido. Os dados necessários englobam:

- Dados técnicos do sistema;
- Dados técnicos-comerciais;
- Dados referentes aos valores obtidos para os LMPs do sistema.

Dados técnicos do sistema

No ficheiro de entrada referente às características técnicas do sistema deverão ser identificados:

- Barramento_i – Barramentos origem de cada ramo;
- Barramento_j – Barramento destino de cada ramo;
- X_{ij} – Valor da reactância de cada ramo do sistema, em p.u.;
- P_{ij}^{max} – Valor máximo do trânsito de potência activa em cada ramo, em p.u.;
- λ – Taxa de avarias do componente;
- μ – Taxa de reparação do componente.

Dados técnicos-comerciais

Para a definição dos dados necessários à realização do leilão são solicitadas as seguintes informações:

- Matriz mapeamento – esta matriz tem por finalidade identificar os barramentos de origem e destino de cada FTR submetido a leilão, tanto para propostas de compra como para venda;
- FTR_{min} – Quantidade mínima proposta para venda ou compra em leilão;
- FTR_{max} – Quantidade máxima proposta para venda ou compra em leilão;
- Price – Preço pelo qual o FTR é proposto a leilão.

Os FTRs já distribuídos que sejam alvo de negociação por intermédio de contratos bilaterais correspondem a um relacionamento directo entre vendedor e comprador, não passando pelo leilão. Assim, do ponto de vista de exploração técnica do sistema é necessário conhecer os barramentos em que o FTR é injectado e extraído e as quantidades transaccionadas, mas não é necessário conhecer os preços envolvidos na transacção. Neste sentido, o simulador apenas necessita que lhe seja fornecido um vector de mapeamento, o qual deverá conter todas as quantidades de FTRs injectados (sinal +) e quantidades de FTRs extraídos (sinal -).

O barramento de referência para o sistema será solicitado durante a execução da aplicação.

Preços Marginais Locais

Os LMPs do sistema que serão usados como referência durante este trabalho serão obtidos, na sua maioria, através do simulador SIM_FTR. Este simulador possui um leque abrangente de valências distribuídas por vários módulos, entre os quais se encontra o módulo de cálculo dos LMPs.

O SIM_FTR foi realizado com o objectivo de analisar a viabilidade técnica de um despacho pretendido pelo mercado, para uma determinada hora. Caso esse despacho seja tecnicamente inviável, então, o simulador sugere um novo despacho que obedeça às restrições técnicas do

sistema em estudo. Este simulador também permite a determinação da tarifa de uso da rede eléctrica utilizando para isso os valores dos LMPs em cada nó. Mais informações acerca desta ferramenta poderão ser encontradas em [FERREIRA06-1] e [FERREIRA07].

5.2. SIMULAÇÃO DE ESTADO DO SISTEMA

O objectivo deste bloco da aplicação é realizar uma simulação de vários estados nos quais o sistema poderá residir para que, aquando da realização do leilão se possa prevenir a ocorrência de vários cenários topológicos no sistema, nomeadamente a possibilidade do sistema operar em regime de contingência de nível ‘ $n-1$ ’, que corresponde ao nível de contingência máxima prevista neste estudo.

Este algoritmo tem por base o modelo de Monte Carlo, já apresentado no capítulo 4. O método de simulação utilizado é a amostragem aleatória de estados do sistema, portanto o método não cronológico. O conceito deste método fundamenta-se no facto de um estado do sistema ser a combinação de todos os estados dos componentes desse sistema e cada estado desse componente poder ser determinado pela amostragem da probabilidade do componente aparecer nesse estado [LI05-02].

Neste sentido cada componente é caracterizado utilizando-se uma distribuição uniforme no intervalo [0,1]. Partiu-se do princípio que cada componente tem dois estados: um de avaria e outro de bom funcionamento e que as falhas dos componentes são dependentes umas das outras. Deste modo o estado do sistema que contem N componentes é expresso pelo vector S:

$$S = (S_1, \dots, S_i, \dots, S_n) \quad (5.1)$$

Em que cada s_i reflecte o estado do i -ésimo componente do sistema do seguinte modo:

$$S_i = \begin{cases} 0, & \text{se } 0 \leq FOR_i < U_i & (\text{estado de avaria}) \\ 1, & \text{se } U_i \geq FOR_i & (\text{estado de sucesso}) \end{cases} \quad (5.2)$$

Sendo:

- U_i – Numero aleatório, uniformemente distribuído, pertencente ao intervalo [0,1];
- FOR_i (*Forced Outage Rate*) – Probabilidade de avaria do i -ésimo componente, sendo obtido através da expressão 5.3 [LODO00]:

$$FOR = \frac{r}{m + r} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (5.3)$$

Onde:

- m – Tempo médio de funcionamento do componente;
- r – Tempo médio de reparação do componente;
- λ – Taxa de avarias do componente;
- μ – Taxa de reparação do componente.

Após um estado do sistema ser seleccionado na amostragem, a análise do sistema é realizada para avaliar se se trata, ou não, de uma ocorrência de contingência de critério ‘ $n-1$ ’, se for o caso esta topologia do sistema será guardada numa matriz que posteriormente será utilizada como dado de entrada para os módulos seguintes.

O critério de paragem utilizado na implementação do algoritmo referente a este módulo é a predefinição do número de iterações.

Na figura 5.2, apresenta-se um fluxograma do algoritmo implementado na simulação de estado do sistema.

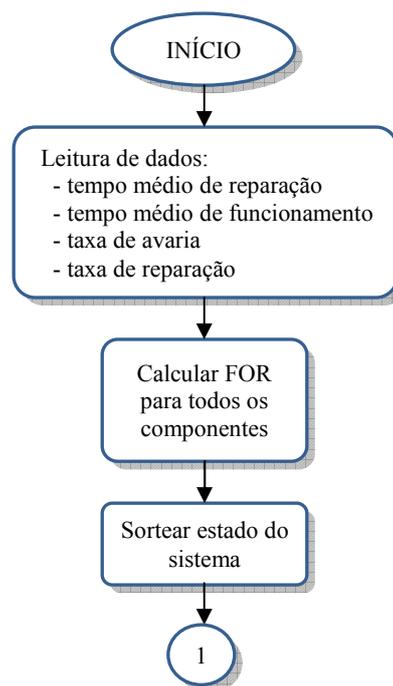


Figura 5.2 Fluxograma módulo de simulação de estado do sistema (continua)

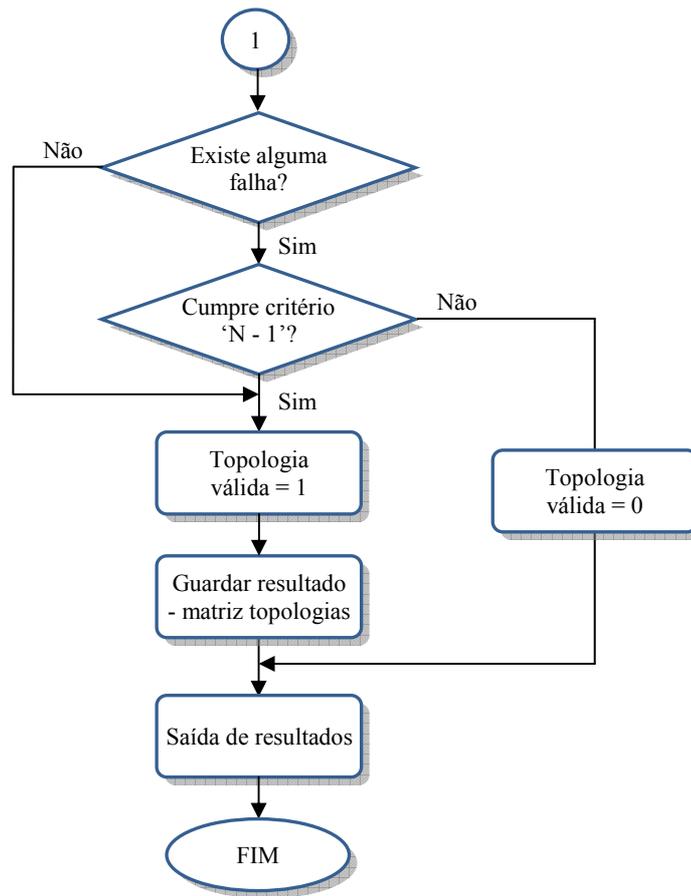


Figura 5.2 Fluxograma módulo de simulação de estado do sistema

5.3. DETECÇÃO DE ILHAS

Este módulo tem por finalidade a detecção da ocorrência de ilhas eléctricas no sistema, devido a uma possível falha num qualquer ramo do sistema, simulada pelo módulo anterior. De forma a cumprir este objectivo foi idealizado um modelo que, de uma forma abstracta, “percorre” todos os ramos da rede, guardando, em vectores e matrizes criados para o efeito, os barramentos pelos quais vai passando. Findada esta tarefa, o modelo comparará estes vectores e matriz de forma a encontrar barramentos comuns entre eles. Caso existam barramentos semelhantes, o que permite que haja uma ligação virtual entre todos os vectores/matriz é sinal da não ocorrência de ilhas no sistema.

De modo a dar corpo a este modelo é criada uma matriz topológica da rede tendo por base as topologias simuladas no módulo anterior, esta matriz terá a seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \cdots & X_{1,NB} \\ X_{21} & & & X_{2,NB} \\ \vdots & & & \vdots \\ X_{NB,1} & X_{NB,2} & \cdots & X_{NB,NB} \end{bmatrix}$$

NB representa o número de barramentos do sistema.

Os elementos constituintes desta matriz assumirão forçosamente um destes valores:

- 1 – Indicador da existência de um ramo entre os barramentos $i - j$;
- -1 – Indicador de falha no ramo compreendido entre os barramentos $i - j$;
- 0 – Indicador da inexistência de qualquer ramo entre os barramentos $i - j$.

As linhas desta matriz foram idealizadas como fazendo referencia ao barramento de origem (i) e as colunas identificam o barramento de destino (j).

Criada a matriz topológica do sistema, o algoritmo irá procurar nos seus elementos o valor referente à existência de uma falha num ramo. Quando encontrado, os barramentos nos quais este ramo se encontra ligado são registados em dois vectores distintos. Seguidamente volta-se a percorrer as linhas da matriz, referente a cada barramento registado anteriormente, na procura exhaustiva de mais ramos na rede. Sempre que encontrado um ramo o seu barramento destino (coluna respectiva) será registado nos vectores criados para o efeito e ao elemento com os índices referentes a esse ramo ($i - j$ e $j - i$) será atribuído o algarismo 2, o que significa que estes ramos já foram percorridos. Depois de registar os novos barramentos destino nos respectivos vectores, volta-se a procurar mais ramos na matriz topológica, desta vez nas linhas correspondentes aos últimos barramentos registados. Este processo repete-se até que sejam percorridos todos os barramentos que se encontrem interligados entre si.

Posteriormente, será feita uma nova busca em todas as linhas da matriz topológica na procura da existência de mais ramos que poderão se encontrar isolados relativamente aos pesquisados anteriormente. Caso sejam encontrados mais ramos será criada uma matriz que servirá como registo para os “barramentos destino”. Este processo é em tudo semelhante ao anterior repetindo-se até que não existam, na matriz topológica, elementos indicadores da existência de mais ramos na rede.

Findo este processo, os vectores e matriz de registo são analisados com o intuito de procurar barramentos semelhantes que permita uma ligação entre eles. Caso essa ligação exista é indicador que na topologia estudada não ocorreu nenhuma ilha, caso contrário é sinal que existe uma ou mais ilhas nessa topologia.

Exposto o conceito idealizado neste módulo, é apresentado, na figura 5.3, o fluxograma representativo do algoritmo desenvolvido.

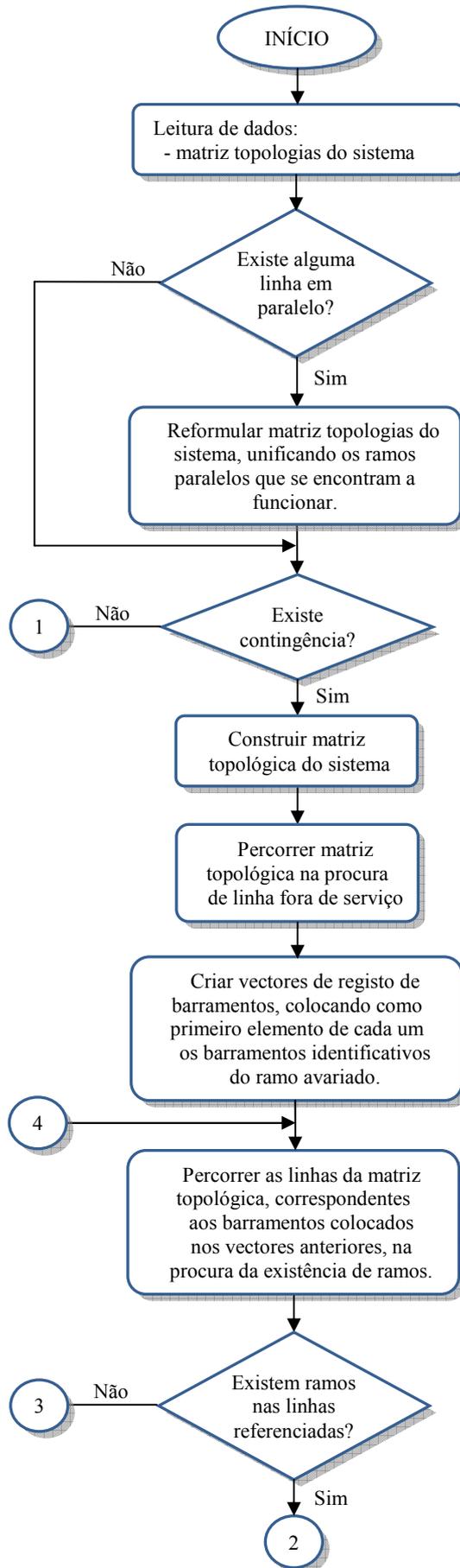


Figura 5.3 Fluxograma módulo de detecção ocorrência de ilhas eléctricas (continua)

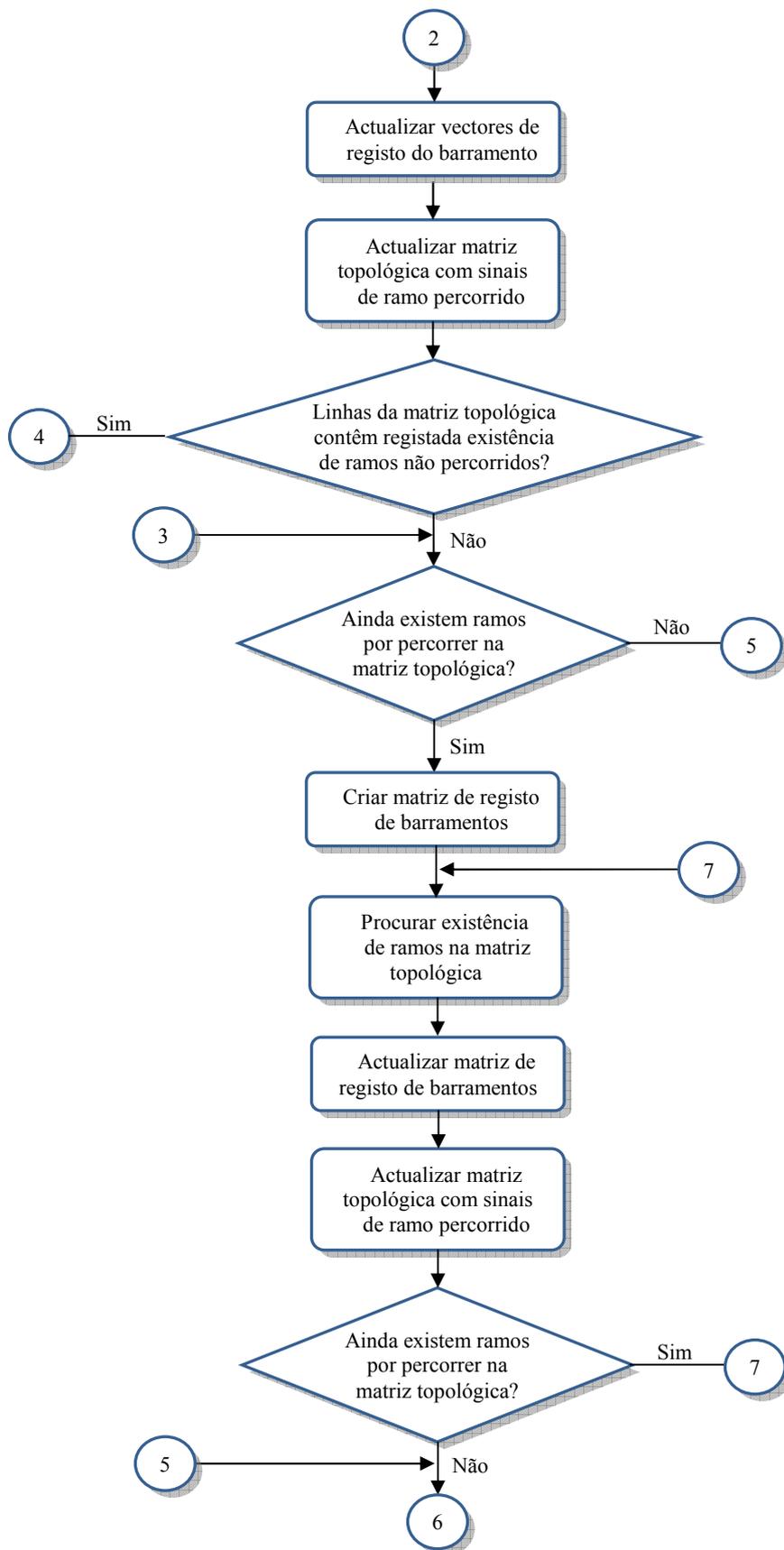


Figura 5.3 Fluxograma módulo de detecção ocorrência de ilhas eléctricas (continua)

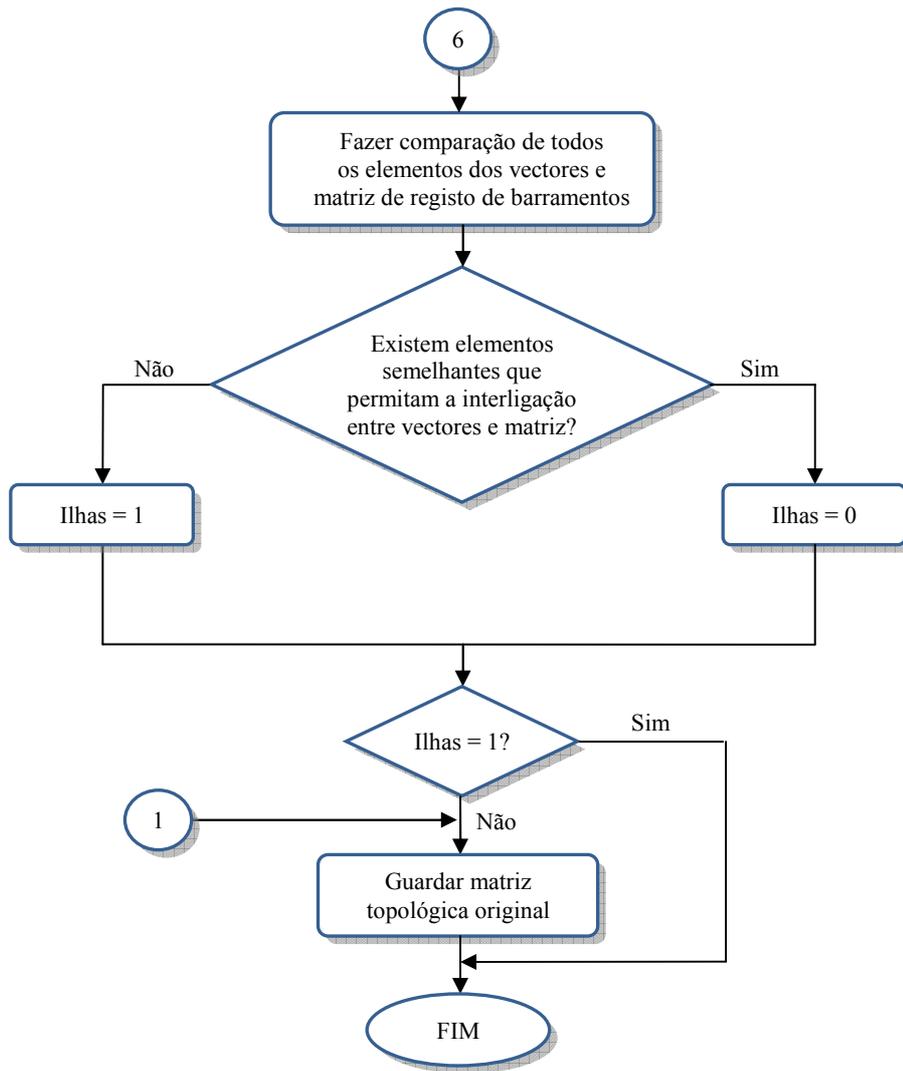


Figura 5.3 Fluxograma módulo de detecção ocorrência de ilhas eléctricas

5.4. LEILÃO DE FTRs

Neste subcapítulo é apresentado o modelo de leilão adoptado no desenvolvimento desta aplicação informática. O conceito adoptado foi um leilão do tipo centralizado no qual é imprescindível a submissão de propostas de compra e venda – preços e quantidades – de FTRs por parte das entidades intervenientes no mercado.

O modelo aqui apresentado tem por pressuposto a maximização dos rendimentos, provenientes dos FTRs, do ISO, mantendo o sistema dentro dos seus limites de funcionamento, isto enquanto todos os FTRs coexistem simultaneamente no sistema. De forma a garantir a exiguidade em simultâneo de todos os FTRs no sistema este modelo, para além de cobrir a aquisição e venda de FTRs, entra em consideração com um caso base. Este caso base representará todos os FTRs que, já se encontrando atribuídos, são validos no momento da realização do leilão e os FTRs que são negociados mediante contratos bilaterais e conseqüentemente não chegam a ser propostos a leilão,

sendo representados como gerações ou cargas nos seus pontos de injeção e extracção respectivamente. Deste modo qualquer entidade vendedora de FTRs poderá oferecer apenas uma parcela do seu FTR para venda em leilão, sendo que o remanescente será considerado como caso base.

A formulação matemática apresentada nesta secção tem por base o modelo de trânsito de potências DC. O uso deste modelo tem a grande vantagem de dispensar o recurso a métodos iterativos, pelo que perante o tipo de problema apresentado mostra ser o mais adequado, para além disso trata-se de um modelo linearizado o que facilita bastante todo o processo de cálculo.

A linearidade deste modelo permite a resolução do problema de trânsito de potências à custa de algumas simplificações, que se tornam importantes referir:

- A amplitude da tensão é assumida como sendo de 1.0 p.u. em todos os barramentos;
- Não são considerados os trânsitos de potência reactiva;
- A resistência e admitância transversal dos ramos são consideradas nulas;
- As diferenças entre os argumentos das tensões é admitida como sendo pequena podendo-se realizar a seguinte aproximação:

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1 \quad (5.4)$$

$$\sin(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j \quad (5.5)$$

Como é possível verificar este modelo, apenas fornece valores para as fases das tensões e para os trânsitos de potência activa nos ramos. Outro aspecto importante neste modelo é o facto de que, caso a rede não se altere, não será necessário inverter novamente a matriz de admitâncias do modelo DC para se realizar estudos sucessivos sobre a mesma rede.

O modelo DC permite ainda o cálculo de alguns índices, de bastante utilidade em estudos de redes, são exemplo disso: o índice do factor de distribuição de avaria de linhas (LODF – *Line Outage Distribution Factor*), o PTDF e a matriz de sensibilidades (A).

Antes de se dar inicio ao leilão propriamente e caso a rede apresente ramos em paralelo entre barramentos comuns, o algoritmo procede ao cálculo da reactância paralela equivalente através da expressão 5.6 [KRISTIANSEN06]:

$$X_{eq} = \frac{1}{\sum_{i=1}^N X_i} \quad (5.6)$$

N equivale ao número de ramos em paralelo que se encontram em funcionamento.

Seguidamente será apresentada a formulação matemática adoptada para a realização do modelo de leilão implementado nesta ferramenta informática.

Variáveis de decisão

- FTR_i – Quantidade, em MW, de FTR atribuído à proposta de compra i
- FTR_j – Quantidade, em MW, de FTR atribuído à oferta de venda j
- θ_i – Argumento da tensão referente ao barramento i .

Função objectiva

$$\max f = \sum_{i=1}^{N_{bids}} p_i \cdot FTR_i - \sum_{j=1}^{N_{offers}} p_j \cdot FTR_j \quad (5.7)$$

O objectivo deste problema consiste em determinar a combinação de FTRs, do tipo obrigação, a ser atribuída em leilão, que mostre ser a mais valiosa do ponto de vista económico. Por outras palavras, o objectivo consiste em maximizar as receitas do ISO provenientes da atribuição dos diversos FTRs presentes em leilão.

Nesta equação, p_i e p_j representam os preços, em unidade monetária por MW, submetidos a leilão referentes às propostas de compra e venda respectivamente. Idealmente estes preços devem assumir um valor semelhante ao valor correspondente do diferencial verificado entre os LMPs nos barramentos de extracção e injeção de cada FTR, de modo a que as propostas submetidas não resultem em prejuízos avultados para o ISO. Neste sentido, para se verificar esta condição, o algoritmo filtra todas as propostas submetidas, assegurando-se que estas assumem uma das condições:

- Para propostas de compra, o preço proposto (p_i) deverá ser superior ou igual à diferença entre os LMPs do barramento de destino e origem do respectivo FTR;
- Para propostas de venda, o preço proposto (p_j) deverá ser sempre inferior ou igual à diferença entre os LMPs do barramento de destino e origem do respectivo FTR.

No caso de alguma das propostas submetidas não cumprir um destes dois requisitos, esta será automaticamente rejeitada pelo algoritmo, aparecendo no resultado final do leilão como não sendo atribuído.

Restrições

$$[B] \cdot [\theta] = \sum_{i=1}^{N_{bids}} M_i \cdot FTR_i - \sum_{j=1}^{N_{offers}} M_j \cdot FTR_j + \sum_{n=1}^{N_{inj}} M_{B_n} \cdot FTR_{B_n} \quad (5.8)$$

$$\theta_{ref} = 0 \quad (5.9)$$

$$-P_{ij}^{max} - A(0.20 \times P_{ij}^{max}) \leq B_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j) + A[LODF_{ij,rs} \cdot B_{rs}(\theta_r - \theta_s)] \leq P_{ij}^{max} + A(0.20 \times P_{ij}^{max}), \quad (5.10)$$

para todas as linhas ij e linhas fora de serviço rs

$$AA_i \cdot FTR_i^{min} \leq FTR_i \leq AA_i \cdot FTR_i^{max}, \{i = 1, 2, \dots, N_{bids} + N_{offers}\} \quad (5.11)$$

As restrições de igualdade 5.8 e 5.9 representam as equações das potências injectadas em cada barramento e de identificação do argumento da tensão no barramento referencia respectivamente. Na restrição 5.8 a potencia injectada em cada barramento é calculada como a soma das potências transitadas em todos os ramos ligados ao barramento em causa. Esta potência é considerada como sendo o resultado da conjugação de todos os FTRs que tenham como ponto de injeção ou extracção esse mesmo barramento, sendo considerados como geradores no caso de se tratar de um ponto de injeção ou como carga caso se trate de um ponto de extracção. Neste sentido é criada uma matriz M designada de matriz de mapeamento, que tem por função identificar os pontos de injeção e extracção de cada FTR. Esta matriz de dimensão $n \times m$ (n – numero de barramentos e m – numero de FTRs) tem como principal característica o facto de a soma de todos os elementos de cada coluna, ser igual a zero, o que indica que a injeção total iguala a extracção total, mantendo-se desta forma o equilibrio de potências do sistema.

$$M = \begin{matrix} & FTR_1 & FTR_2 & \dots & FTR_{NP} \\ \begin{matrix} n\acute{o} 1 \\ n\acute{o} 2 \\ \vdots \\ n\acute{o} NB \end{matrix} & \begin{bmatrix} m_{1,1} & m_{2,1} & \dots & m_{NP,1} \\ m_{1,2} & m_{2,2} & \dots & m_{NP,2} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ m_{1,NB} & m_{2,NB} & \dots & m_{NP,NB} \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$m_{NP,NB}$ – representa o coeficiente referente ao ponto de injeção ou extracção de cada FTR.

Por exemplo, considerando um sistema de três barramentos onde a totalidade de um único FTR seria transmitida entre dois barramentos, ter-se-ia uma matriz de mapeamento com a seguinte estrutura:

$$M = \begin{bmatrix} -1 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Onde o algarismo 1 representa o ponto de injeção (gerador) que neste caso seria o barramento 2, e -1 representa o ponto de extracção (carga) que seria o barramento 1.

A restrição 5.10 é referente às potências transitadas em cada ramo constituinte do sistema. Nesta equação a parcela $B_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j)$ e $B_{rs}(\theta_r - \theta_s)$ representam a potência activa transitada no ramo $i - j$ e a que transitaria no ramo $r - s$, no caso de o sistema passar a funcionar em regime de contingência de nível 'n-1' devido a falha no ramo $r - s$. $LODF_{ij,rs}$ é o factor de distribuição de avaria de linhas que representa o impacto que a avaria no ramo $r - s$ provocará no ramo $i - j$, sendo calculado através da expressão 5.12 [ZIOGOS06-02]:

$$LODF_{ij,rs} = \frac{x_{rs}}{x_{ij}} \cdot \frac{X_{ir} - X_{is} - X_{jr} + X_{js}}{x_{rs} - (X_{rr} - X_{ss} - 2X_{rs})} \quad (5.12)$$

Onde x_{ij} representa a reactância do ramo $i - j$ e X_{ir} é o elemento correspondente à linha i , coluna r da matriz de reactâncias nodais que por sua vez é obtida mediante a expressão $X = B'^{-1}$, sendo B' a matriz de admitâncias nodais na qual a linha e coluna referentes ao barramento de referencia do sistema é ignorada.

O factor $LODF$ quando multiplicado por $B_{rs}(\theta_r - \theta_s)$ permite-nos obter o impacto provocado pela saída de serviço do ramo $r - s$ nos demais ramos do sistema. Neste sentido foi colocada uma variável binária A que assume dois valores consoantes a ocorrência ou não de contingências no sistema:

$$A = \begin{cases} 0, & \text{se não ocorrer nenhuma contingência no sistema} \\ 1, & \text{se ocorrer uma contingência de critério 'n - 1' no sistema} \end{cases} \quad (5.13)$$

A colocação desta variável na restrição 5.10 permite que se entre em consideração com a parcela de impacto provocado pela saída de serviço de um determinado ramo nos demais ramos do sistema, sempre que se verifique a ocorrência de uma contingência.

Relativamente à parcela referente aos limites de capacidade dos ramos, P_{ij}^{max} representa a capacidade nominal de transmissão do ramo $i - j$, enquanto $(0.20 \times P_{ij}^{max})$ traduz o incremento de 20% de carga que um ramo poderá suportar temporariamente, acima do seu valor nominal, em regime de contingência 'n-1' [REN05].

Por último a restrição (5.11) traduz o intervalo em que os FTRs poderão variar ao longo do problema, limitado pelo valor mínimo (FTR_i^{min}) e máximo (FTR_i^{max}) submetido a leilão. AA_i representa uma variável binária que assume os seguintes valores:

$$AA_i = \begin{cases} 0, & \text{se a proposta (oferta) i não respeitar no mínimo (máximo) } \Delta LMP \\ 1, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.14)$$

De forma a finalizar o leilão será necessário calcular o preço a que cada FTR será transaccionado. Este preço será estipulado através do despacho obtido e MCP, através da seguinte expressão:

$$FTR_{price} = \begin{cases} FTR_i \cdot MCP_i, & \text{se proposta de compra} \\ (-1) * FTR_j \cdot MCP_j, & \text{se oferta de venda} \end{cases} \quad (5.15)$$

Sendo:

- FTR_i e FTR_j – Quantidade, em MW, de FTR, do tipo obrigação, despachado para compra e venda respectivamente;
- MCP_i e MCP_j – Preços de equilíbrio de mercado para propostas de compra e venda aceites.

O MCP de cada FTR em leilão é baseado na oferta aceite de valor mais baixo, no caso de propostas para compra, ou valor mais elevado, caso se trate de uma proposta de venda.

A execução da formulação matemática, referente ao leilão, é efectuada em linguagem Matlab recorrendo à função linear *linprog* que nos permite minimizar o valor da função objectivo atendendo às restrições especificadas, através da variação dos valores de x que se encontram limitados pelas restrições do problema.

$$\min_x f^T \cdot x \quad (5.16)$$

Sujeito a:

$$A \cdot x \leq b \quad (5.17)$$

$$A_{eq} \cdot x = b_{eq} \quad (5.18)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (5.19)$$

Nesta formulação geral f , x , b , b_{eq} , lb e ub são vectores enquanto que A e A_{eq} são matrizes.

Fazendo o paralelismo relativamente ao problema de leilão de FTRs pode-se verificar que:

- x representa o vector de variáveis de decisão correspondentes às quantidade de FTR atribuído em leilão;
- f corresponde aos preços de venda submetidos pelos vendedores e ao simétrico dos preços de compra submetidos pelos compradores;

- A restrição de igualdade 5.18 representa a equação de equilíbrio entre potências injectadas e extraídas e a equação de identificação do barramento de referência correspondendo a 5.8 e 5.9. Assim a matriz A_{eq} englobará a matriz de mapeamento, matriz de susceptâncias do sistema uma linha com o coeficiente 1 referente ao argumento da tensão relativa ao barramento de referência, assumindo o seguinte aspecto:

$$A_{eq} = \begin{bmatrix} [M] & [B] \\ [0] & [\theta_{ref}] \end{bmatrix}$$

- $[M]$ – Matriz de mapeamento
- $[B]$ – Matriz das susceptâncias do sistema
- $[0]$ – Matriz constituída apenas por elementos de valor 0
- $[\theta_{ref}]$ – Vector referente ao barramento referência do sistema

Por sua vez o vector b_{eq} terá como coeficientes os valores relativos ao caso base.

- A restrição de desigualdade 5.17 será correspondente a equação de trânsito de potência nos ramos 5.10. A matriz A contém os coeficientes da matriz das susceptâncias de acordo com os argumentos de tensão associados, quer para o trânsito de potência positivo como negativo.

$$A = \begin{bmatrix} [0] & [B] \\ [0] & -[B] \end{bmatrix}$$

- $[B]$ – Matriz das susceptâncias do sistema
- $[0]$ – Matriz constituída apenas por elementos de valor 0

O vector b contém os limites máximos, referentes ao fluxo positivo e negativo, inerentes aos ramos do sistema.

- Finalmente a restrição de limite máximo e mínimo 5.19 é utilizada para especificar as quantidades mínimas e máximas de FTRs disponibilizadas para o leilão.

O facto de o problema apresentado nesta secção ter por objectivo a maximização de uma função é facilmente ultrapassável realizando a minimização da sua função simétrica.

Para uma melhor percepção de todo o processo levado a cabo neste módulo, é apresentado de seguida o seu respectivo fluxograma (figura 5.4).

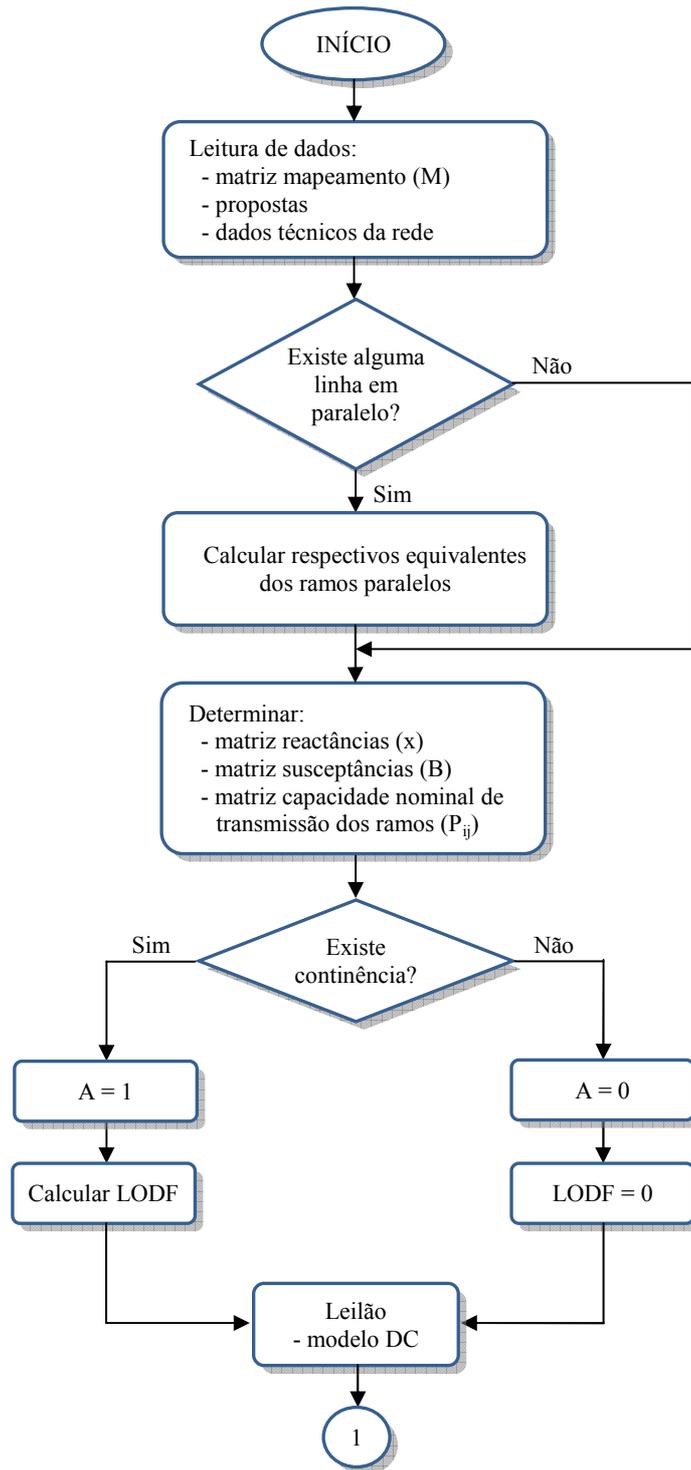


Figura 5.4 Fluxograma módulo de leilão de FTRs (continua)

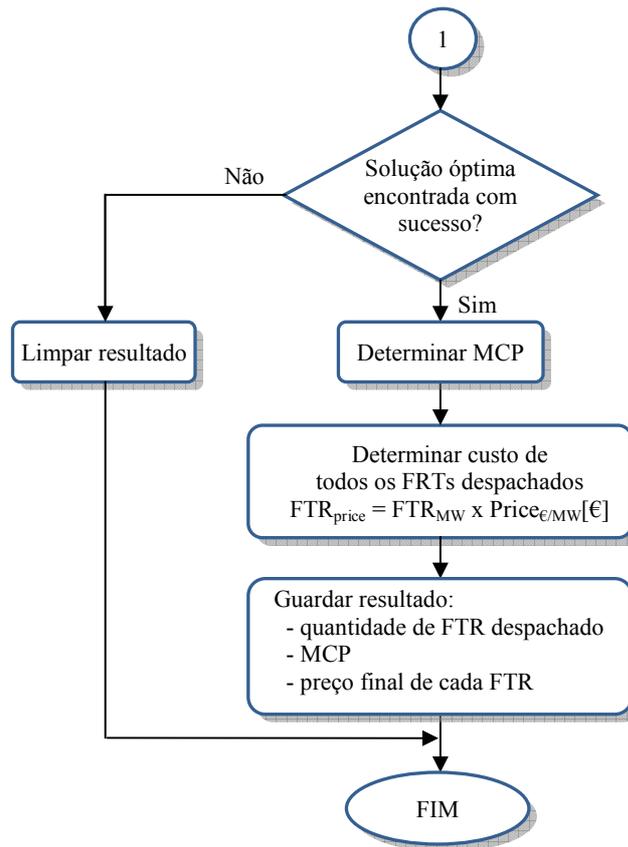


Figura 5.4 Fluxograma módulo de leilão de FTRs

5.5. INTERFACE GRÁFICA

De forma a facilitar a utilização do SIM_AuctFTR foi desenvolvida uma interface gráfica (GUI – *Graphical User Interface*), que pretende ser o mais intuitiva e eficiente possível.

Executando o simulador é apresentada a GUI ilustrada na seguinte figura:



Figura 5.5 SIM_AuctFTR: menu principal

Na figura 5.5 é apresentado o menu principal desta aplicação. Neste menu são disponibilizadas diversas funções que possibilitam fazer um uso total do SIM_AuctFTR, tendo cada uma delas um “botão” próprio para a sua execução. Assim, temos:

- Botão “Dados”: permite a inserção de dados através do carregamento de uma folha de Excel com um formato pré-definido;
- Botão “Leiloar”: permite executar o algoritmo na sua totalidade, que culmina com a realização do leilão de FTRs;
- Botão “Visualizar Resultados”: através de uma pesquisa, realizada com base nas topologias alcançadas na simulação anterior, os resultados são visualizados;
- Botão “Guardar”: permite que os resultados obtidos sejam guardados sob a forma de uma folha de Excel.

Durante a execução do simulador, as suas várias funções são disponibilizadas de acordo com o fluxo exigido para o seu bom funcionamento. Deste modo, seguidamente serão apresentados diversos *screenshots*, que ilustram o funcionamento desta ferramenta, de acordo com o dito fluxo.

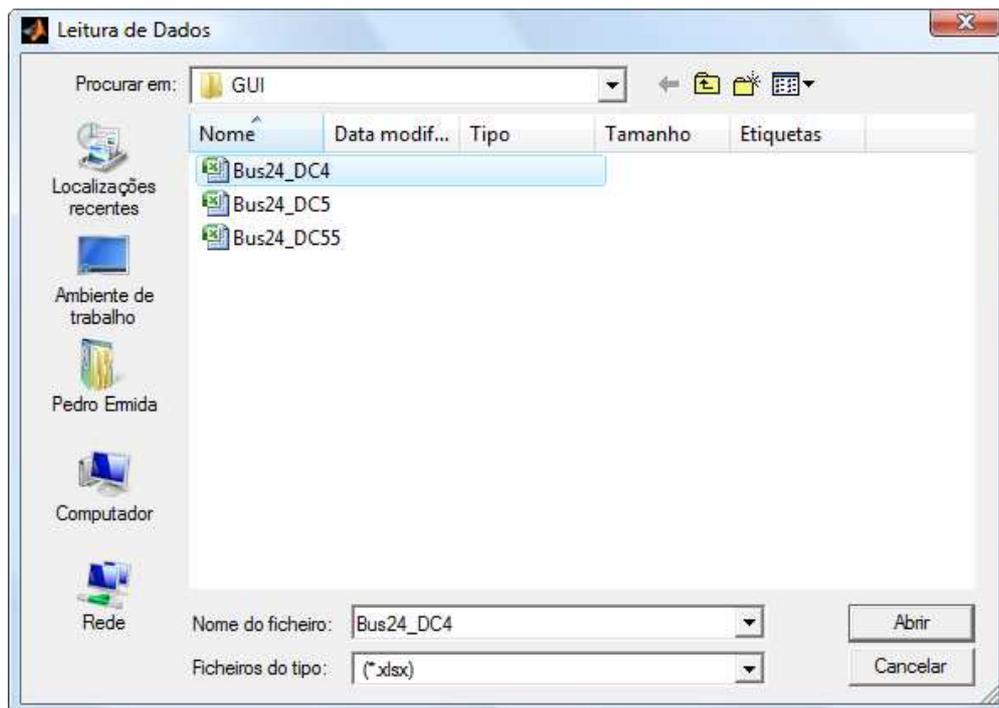


Figura 5.6 SIM_AuctFTR: leitura de dados

Na figura 5.6 encontra-se apresentada a forma como os dados de entrada, necessários para o simulador, são carregados. Os ficheiros pré-definidos deverão ter o formato .xlsx, e a sua selecção segue o processo de uma qualquer aplicação comum.

Após a inserção dos dados contidos na folha de Excel estar concluída, a função “Leiloar” será desbloqueada, tal como é apresentado na figura 5.7.



Figura 5.7 SIM_AuctFTR: inserção de inputs

Será então apresentada uma nova janela onde é solicitada a inserção do barramento de referência e potência base para o SEE em causa. Pressionando o botão “OK”, é dado início a todo o processo de leilão.

Terminado o processo anterior, o simulador desbloqueia as opções restantes disponíveis: a de visualização e armazenamento de resultados.

Seleccionando a funcionalidade de “Visualizar Resultados”, é executada uma nova janela, na qual se deverá inserir o número referente à topologia para a qual se pretende visualizar os resultados obtidos pela simulação do leilão, tal como apresentado na figura 5.8.



Figura 5.8 SIM_AuctFTR: visualização de resultados

No caso de a topologia inserida não ser válida será gerada uma mensagem de erro. Quando uma topologia válida for inserida, os resultados serão apresentados de forma gráfica, conforme exemplificado na figura 5.9.

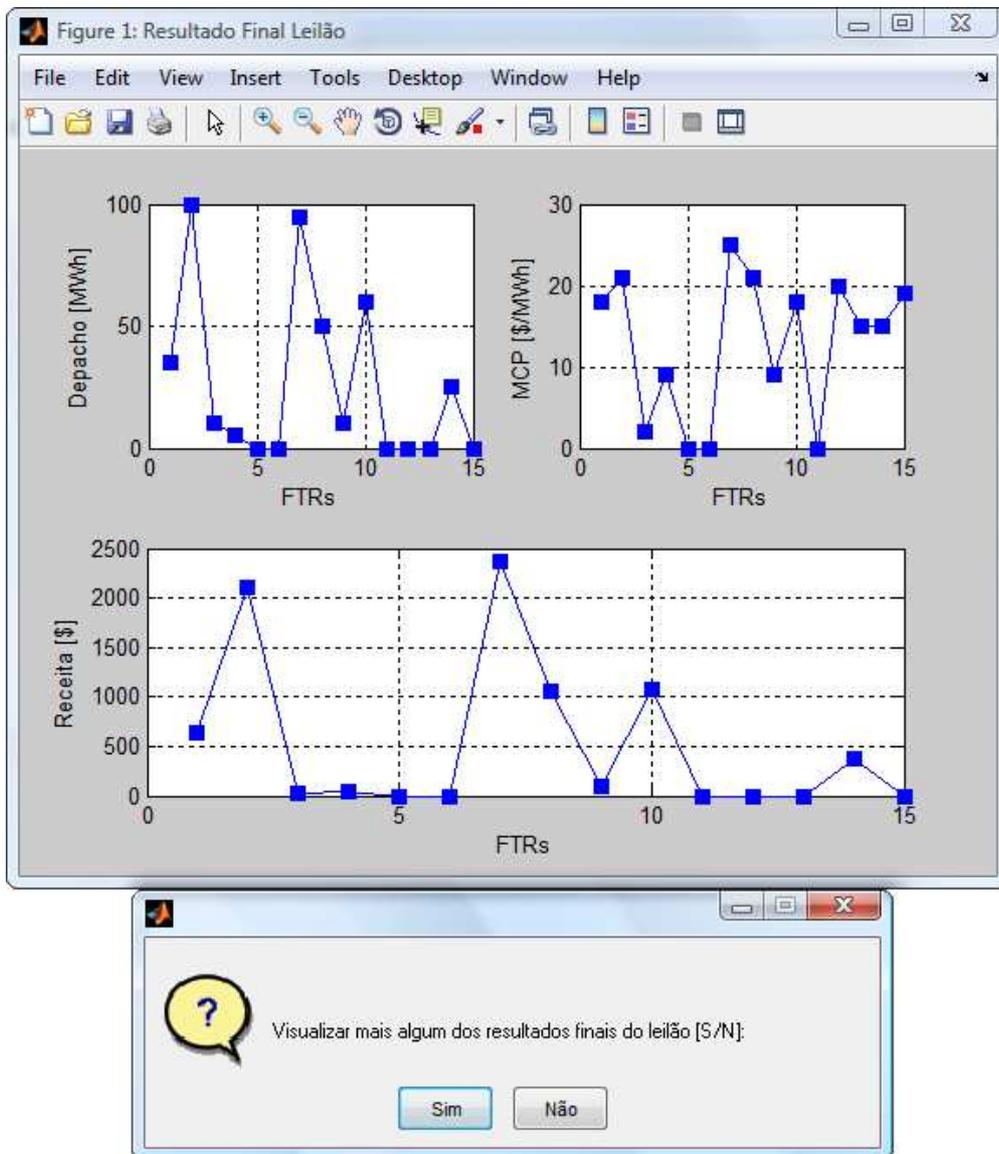


Figura 5.9 SIM_AuctFTR: visualização de resultados

Por último, caso seja pretendido armazenar os resultados obtidos, encontra-se disponível a funcionalidade “Guardar” que gera a janela ilustrada na figura seguinte:

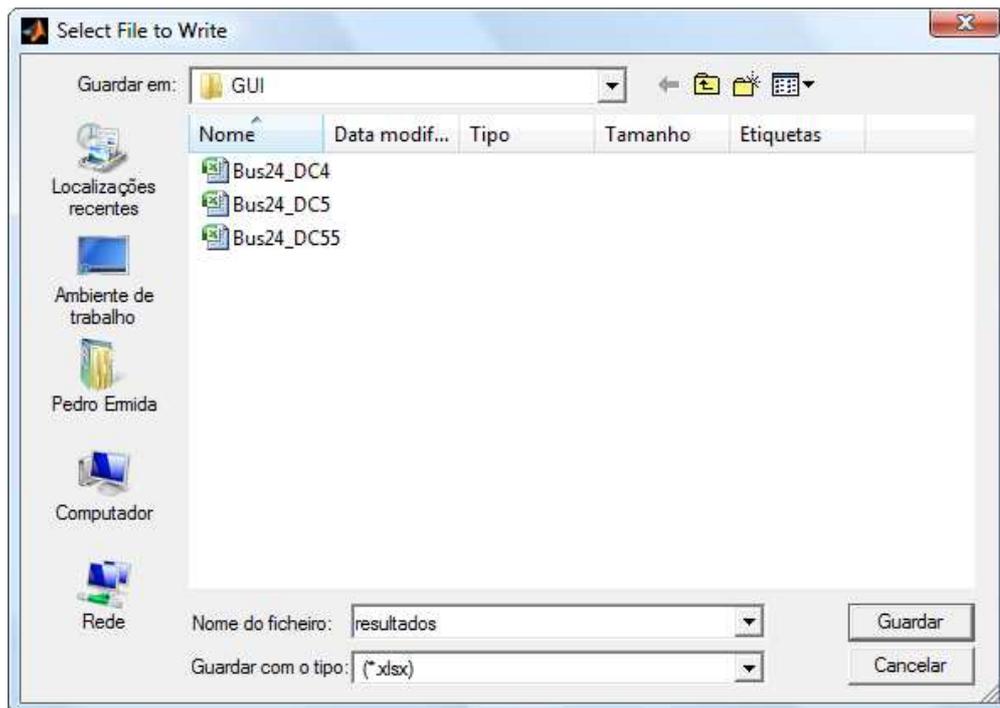


Figura 5.10 SIM_AuctFTR: armazenamento de dados

Os resultados, à imagem da leitura de dados, serão armazenados numa folha de cálculo, com o formato pré-definido .xlsx, agrupados pelas diversas topologias sorteadas ao longo da simulação do leilão.

6. CASOS DE ESTUDO E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados e analisados quatro casos de estudo distintos que pretendem testar a funcionalidade da aplicação desenvolvida. Cada caso encontra-se dividido em três secções:

- Apresentação e caracterização técnica da rede utilizada;
- Apresentação dos cenários idealizados;
- Apresentação e análise dos resultados obtidos.

No primeiro caso apresentado é utilizada uma rede de 3 barramentos baseada no exemplo apresentado por Shahidehpour [SHAHIDEHPOUR02]. Esta escolha tem por objectivo comparar e validar os resultados obtidos, pela aplicação desenvolvida no âmbito deste trabalho, com os resultados apresentados na publicação citada.

Nos restantes casos são utilizadas redes eléctricas do IEEE, nomeadamente de 24, 30 e 118 barramentos. Estes casos servirão para testar o comportamento da aplicação perante redes de maior dimensão e dar uma maior consistência aos resultados obtidos.

Visto que nem sempre se encontra disponível informação de qualidade, nomeadamente, neste caso concreto, relativamente aos índices de fiabilidade das redes utilizadas para a comprovação empírica do modelo teórico, apenas no caso referente à rede IEEE de 24 barramentos será testado o simulador na sua totalidade. Nos restantes casos apenas será testado o módulo referente ao leilão.

De forma a uma maior facilidade na interpretação e respectiva análise dos resultados obtidos nos casos apresentados é assumido que os FTRs são leiloados para um período de 1 hora.

6.1. CASO 1: LEILÃO DE FTRs NUMA REDE DE 3 BARRAMENTOS

Para este primeiro caso, é apresentado um estudo para uma rede de 3 barramentos que é caracterizada na secção 6.1.1. Já na secção 6.1.2 será apresentado um cenário contendo FTRs contratualizados e propostos a leilão. Por fim, na secção 6.1.3 são apresentados os resultados obtidos pela simulação do SIM_AuctFTR e efectuada uma análise comparativa destes com os apresentados na publicação [SHAHIDEHPOUR02].

6.1.1. CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉCTRICA

A rede eléctrica utilizada na simulação deste caso de estudo é uma rede de 3 barramentos semelhante a uma rede da publicação de Shahidehpour [SHAHIDEHPOUR02]. Esta rede, apresentada na figura 6.1, possui um total de 3 ramos, 2 geradores e 2 cargas.

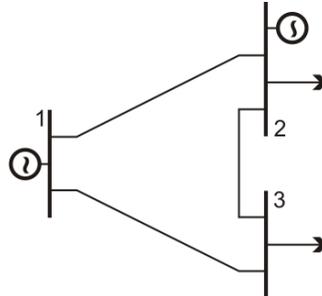


Figura 6.1 Rede teste 3 barramentos (Fonte: [SHAHIDEHPOUR02])

As características técnicas dos ramos constituintes desta rede encontram-se apresentadas na tabela 6.1. O barramento estipulado como referência dos argumentos das tensões da rede é o barramento 3.

Tabela 6.1 Caso 1: Dados técnicos dos ramos para a rede 3 barramentos (Fonte: [SHAHIDEHPOUR02])

Ramo	Barramento origem (i)	Barramento destino (j)	X (p.u.)	P_{ij}^{max} (MW)
1	1	2	0.0002	400
2	1	3	0.0004	325
3	2	3	0.0001	500

Na tabela 6.1 as letras X e P representam a indutância do ramo e capacidade de transporte, respectivamente. A potência utilizada como base é de 100 MVA.

Os LMPs utilizados como referência para cada barramento desta rede foram obtidos em [SHAHIDEHPOUR02] e são apresentados na figura seguinte.

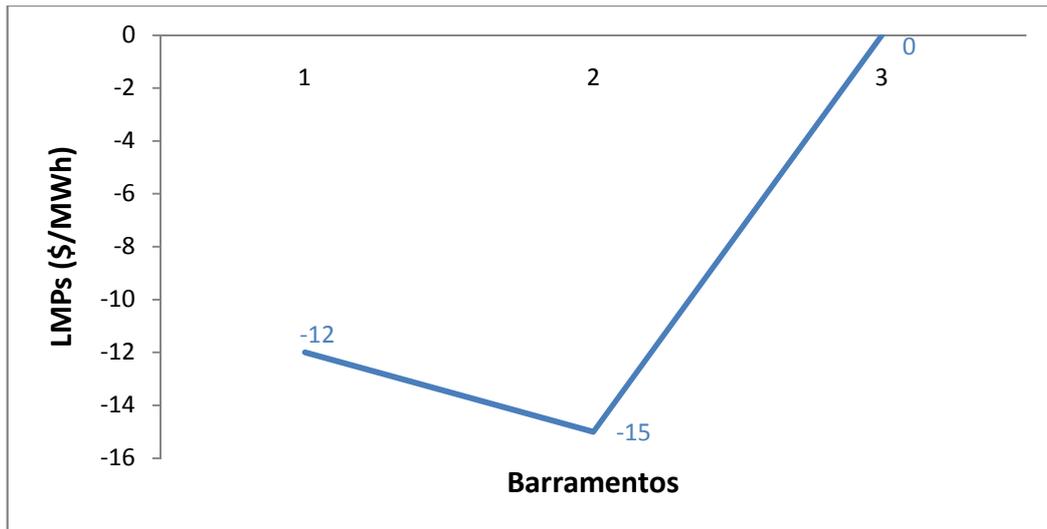


Figura 6.2 Caso 1: LMP referente a cada barramento (Fonte: [SHAHIDEHPOUR02])

6.1.2. CENÁRIO IDEALIZADO 1

Para este caso de estudo estipulou-se um cenário que prevê a apresentação de 4 propostas a leilão, uma dessas propostas será destinada à venda de FTR e as restantes para compra. As informações relativas a estas propostas encontram-se discriminadas na tabela 6.2. As propostas encontram-se identificadas por duas letras (PC, caso se trate de uma proposta de compra e PV para uma proposta de venda) seguidas de um número.

Tabela 6.2 Caso 1: Dados comerciais das propostas (Fonte: [SHAHIDEHPOUR02])

Propostas	Barramento		Quantidades pretendida/propostas (MW)	Preços (\$/MW)
	Origem (i)	Destino (j)		
PC1	1	3	200	12
PC2	1	2	300	10
PC3	2	3	100	15
PV1	2	3	175	11

Já na tabela 6.3 estão expostos todos os FTRs contratualizados antes do leilão e que serão modelados como caso base.

Tabela 6.3 Caso 1: Dados técnicos de FTRs já atribuídos (Fonte: [SHAHIDEHPOUR02])

Barramento origem (i)	Barramento destino (j)	Potência Reservada (MW)
1	3	300
2	3	500

6.1.3. RESULTADOS OBTIDOS E SUA ANÁLISE

Após a introdução de toda a informação respeitante à caracterização do presente caso de estudo, procedeu-se à simulação do SIM_AuctFTR. Visto não possuímos dados relativos aos índices de fiabilidade dos componentes desta rede, o simulador apenas realizará a simulação do leilão de FTRs para o cenário topológico ideal.

Numa primeira fase, o simulador realiza uma comparação entre o preço submetido em cada proposta e o respectivo *payoff* para o FTR dessa mesma proposta de modo a fazer uma filtragem das propostas recebidas. Os resultados desta filtragem encontram-se apresentados na tabela 6.4.

Tabela 6.4 Caso 1: Resultado da filtragem das propostas

Propostas	Barramento		Preço Proposto	LMPj – LMPi	Comentário
	Origem (i)	Destino (j)			
PC1	1	3	12	12	Aceite
PC2	1	2	10	-3	Aceite
PC3	2	3	15	15	Aceite
PV1	2	3	11	15	Aceite

Como se verifica pela análise da tabela anterior, todas as propostas submetidas enquadram-se nos critérios pretendidos, ou seja, as propostas de compra possuem um valor superior ou igual ao seu respectivo *payoff* e as de venda inferior ou igual, sendo portanto aceites para leilão.

Em relação à proposta de compra 2 deve-se destacar que a sua aquisição por parte da entidade que a licitou não representará qualquer benefício para esta, pois para além do valor dispendido para a sua aquisição haverá a acrescentar a penalização por ter em sua posse um FTR que representará um compromisso financeiro. Como é evidente a previsão deste tipo de situações não pertence às responsabilidades do leiloeiro, no caso concreto o ISO. Deverá sim ser parte integrante da estratégia de licitação de qualquer entidade proponente a leilão.

Ultrapassada a etapa anterior, o SIM_AuctFTR dará início à simulação do leilão propriamente dito, na qual foram obtidos os resultados ilustrados na figura 6.3.

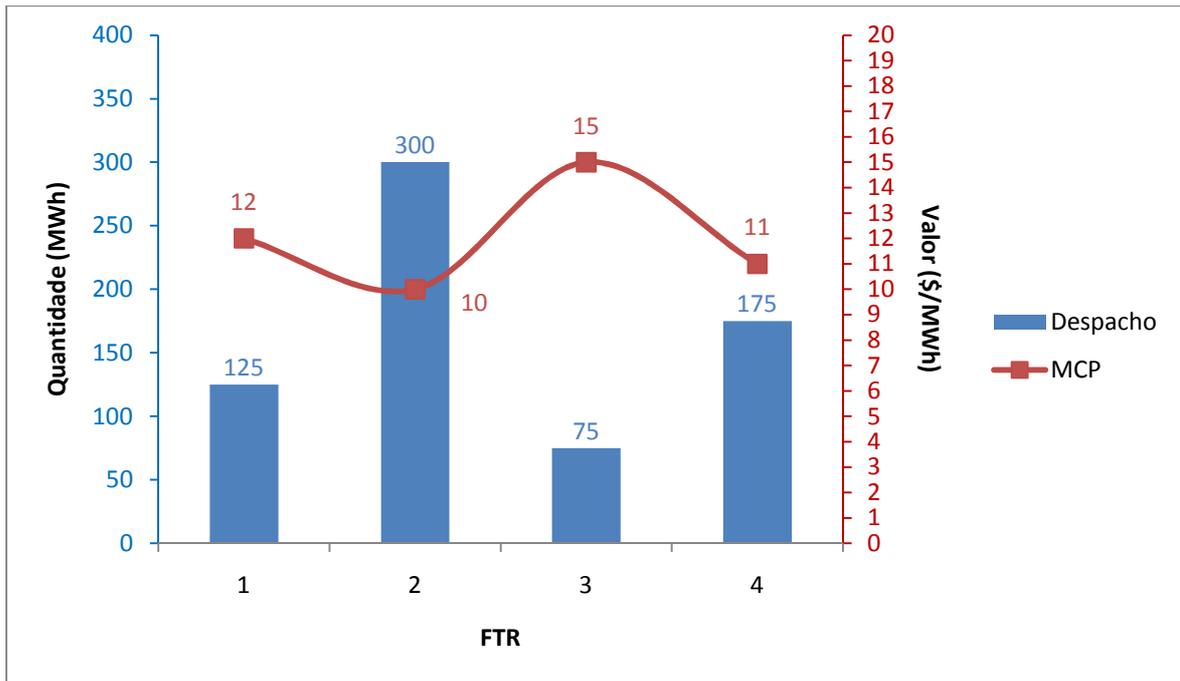


Figura 6.3 Caso 1: Resultado final do leilão

O gráfico anterior apresenta informação relativa às quantidades de FTRs despachadas pelo leilão e respectivos MCPs associados a esses mesmos FTRs. Como se pode verificar a única proposta de venda (PV1) foi despachada na sua totalidade, enquanto no lado das propostas de compra esta situação só se verificou em relação a PC2, isto apesar de esta proposta não ser a que apresenta uma maior vantagem a nível financeiro. Este facto explica-se pela necessidade que o SIM_AuctFTR tem em fazer cumprir todas as restrições que lhe são impostas pelo sistema, nomeadamente ao nível do balanço entre as gerações e cargas que co-existem no sistema e os limites térmicos dos ramos. Face a estas condições, o simulador tem a necessidade de despachar PV1, garantindo desta forma a reconfiguração de um FTR, que muito provavelmente não teria qualquer utilidade, libertando assim a capacidade de transmissão indexada a este FTR que, por sua vez, poderá ser utilizada na satisfação das necessidades das propostas de compra apresentadas. Portanto, os resultados apresentados terão que assumir um compromisso entre a maximização das propostas com melhor perfil económico e uma exploração ideal do sistema.

Na figura 6.4 são apresentados os trânsitos de potências, antes e após a realização do leilão, de todas os ramos da rede eléctrica alvo de estudo neste caso.

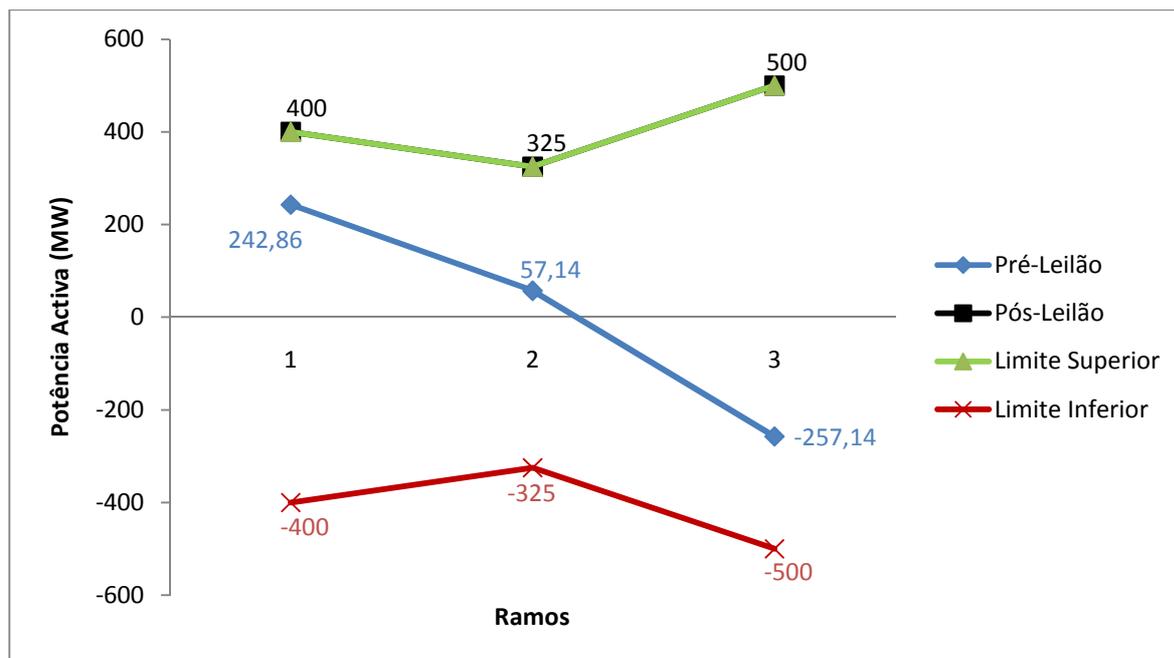


Figura 6.4 Caso 1: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão

Pela análise ao gráfico imediatamente se constata a considerável variação de valores dos trânsitos de potência dos ramos entre os cenários pré-leilão e pós-leilão. Esta variação deve-se ao resultado do despacho dos FTR proposto a leilão, pois teremos uma maior quantidade de FTRs a co-habitar no sistema e conseqüentemente um aumento de potência injectada na rede (figura 6.5). Conseqüentemente este aumento de potência injectada na rede levará a um inevitável aumento dos trânsitos de potência nos diversos ramos da rede, o que neste caso concreto resultou na sobrelotação de todos os ramos da rede.

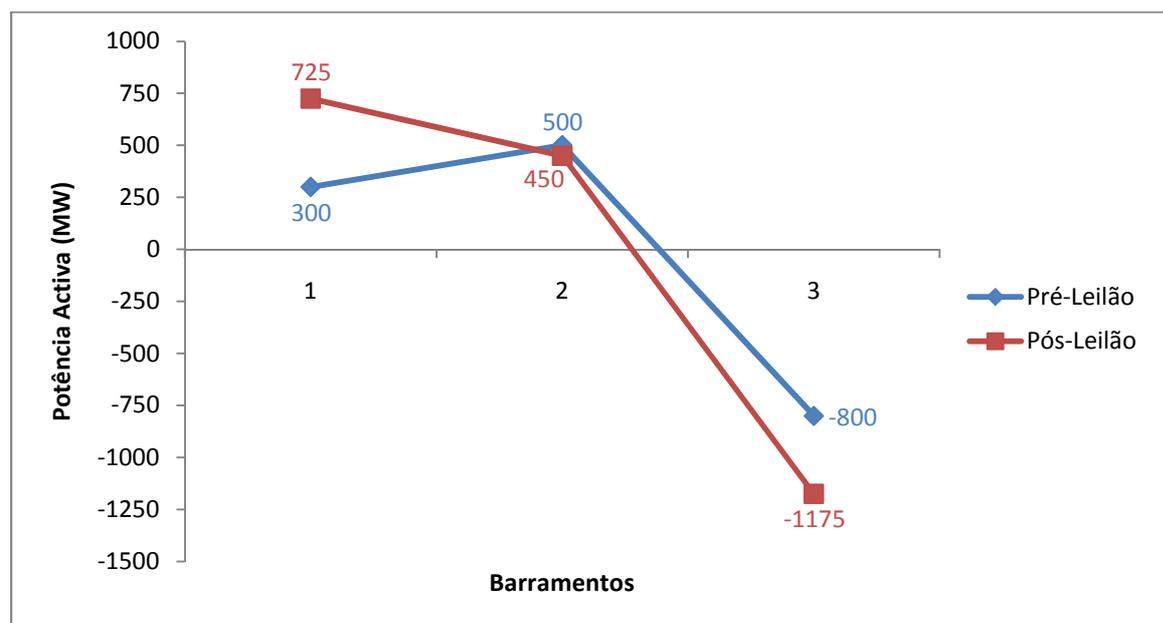


Figura 6.5 Caso 1: Potências injectadas antes e após a realização do leilão

Por último é apresentado um gráfico (figura 6.6), no qual é possível verificar a diferença existente entre as receitas e encargos inerentes aos *payoffs* previstos para todos os FTRs leiloados.

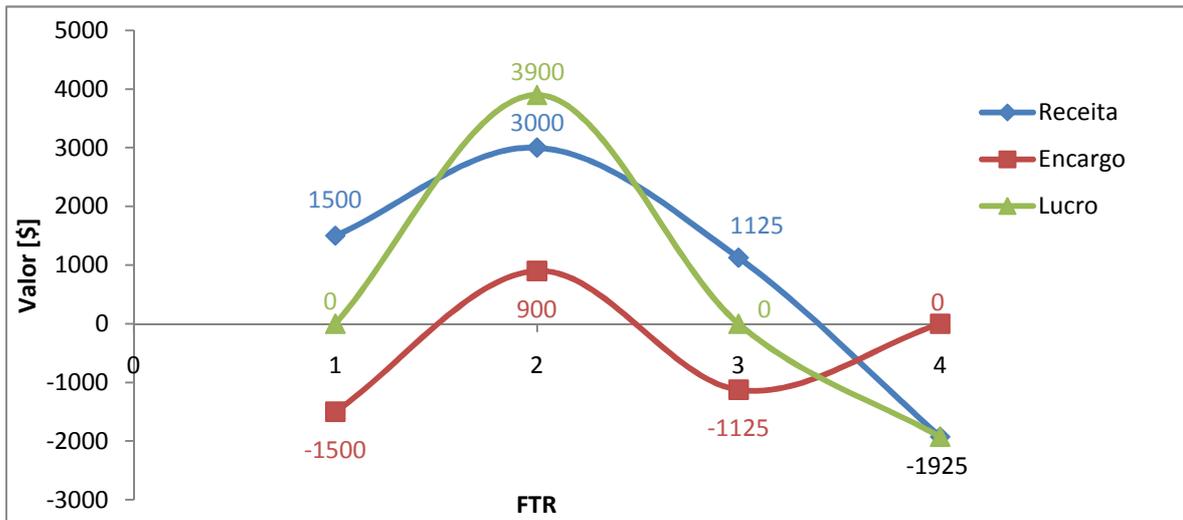


Figura 6.6 Caso 1: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão

Pela análise do gráfico é possível afirmar que a receita proveniente de todos os FTRs suplanta os encargos que o ISO terá com os mesmos, prevendo-se um lucro de \$1975. Desta forma é possível afirmar que a solução apresentada pelo SIM_AuctFTR cumpre os objectivos para os quais foi proposto. Restando frisar que os resultados obtidos pela simulação neste cenário se enquadram com os apresentados no exemplo de Schahidehpour [SHAHIDEHPOUR02].

6.2. CASO 2: LEILÃO DE FTRs NUMA REDE DE 30 BARRAMENTOS

Neste caso é realizado um outro estudo envolvendo uma rede de 30 barramentos e um novo cenário de propostas e contratualizações de FTRs. À imagem do primeiro caso, esta secção encontra dividida em 3 subsecções, nas quais são apresentadas a caracterização da rede eléctrica utilizada neste caso de estudo, o cenário idealizado e a apresentação e respectiva análise dos resultados obtidos.

6.2.1. CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉCTRICA

Para este caso de estudo é utilizada uma rede eléctrica do IEEE de 30 barramentos [FERREIRA07], que se encontra ilustrada na figura seguinte.

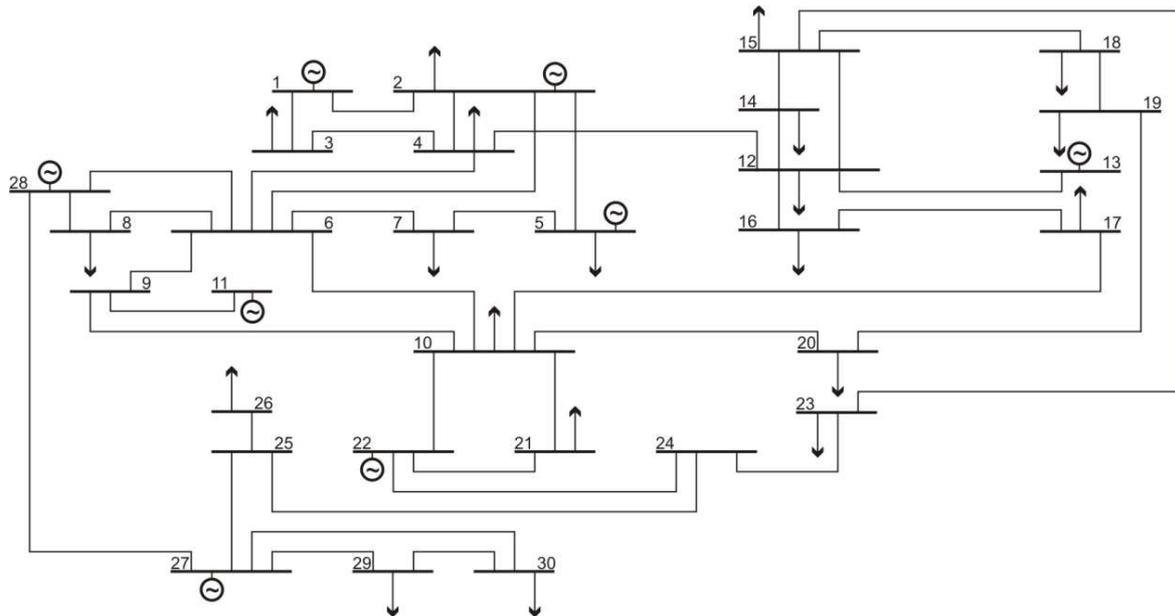


Figura 6.7 Rede IEEE 30 barramentos (Fonte: [FERREIRA07])

Como se pode verificar na figura 6.7, a rede apresentada integra 41 ramos, 8 geradores e 20 cargas. As características técnicas das linhas elétricas, nomeadamente a sua indutância (X) e a sua capacidade de transporte (P), são apresentadas na tabela 6.4. O barramento utilizado como referência dos argumentos das tensões desta rede é o barramento 1, sendo a potência utilizada como base de 100 MVA.

Tabela 6.5 Caso 2: Dados técnicos dos ramos para a rede IEEE 30 barramentos (Fonte: [FERREIRA07])

Ramo	Barramento origem (i)	Barramento destino (j)	X (p.u.)	P_{ij}^{\max} (MW)
1	1	2	0.0575	50
2	1	3	0.1852	20
3	2	4	0.1737	30
4	2	5	0.1983	30
5	2	6	0.1763	30
6	3	4	0.0379	30
7	4	6	0.0414	30
8	12	4	0.256	30
9	5	7	0.116	30
10	6	7	0.082	30
11	6	8	0.042	40
12	6	9	0.208	30

13	6	10	0.556	30
14	6	28	0.0599	30
15	8	28	0.2	30
16	9	10	0.11	30
17	9	11	0.208	30
18	10	17	0.0845	30
19	10	20	0.209	30
20	10	21	0.0749	30
21	10	22	0.1499	30
22	12	13	0.14	30
23	12	14	0.2559	30
24	12	15	0.1304	30
25	12	16	0.1987	30
26	14	15	0.1997	30
27	15	18	0.2185	30
28	15	23	0.202	30
29	16	17	0.1923	30
30	18	19	0.1292	30
31	19	20	0.068	30
32	21	22	0.0236	30
33	22	24	0.179	30
34	23	24	0.27	30
35	24	25	0.3292	30
36	25	26	0.38	30
37	25	27	0.2087	30
38	28	27	0.396	40
39	27	29	0.4153	30
40	27	30	0.6027	30
41	29	30	0.4533	30

Os LMPs obtidos para cada barramento desta rede foram obtidos por recurso ao simulador SIM_FTR [FERREIRA07], [FERREIRA06-1] e encontram-se ilustrados na figura 6.8.

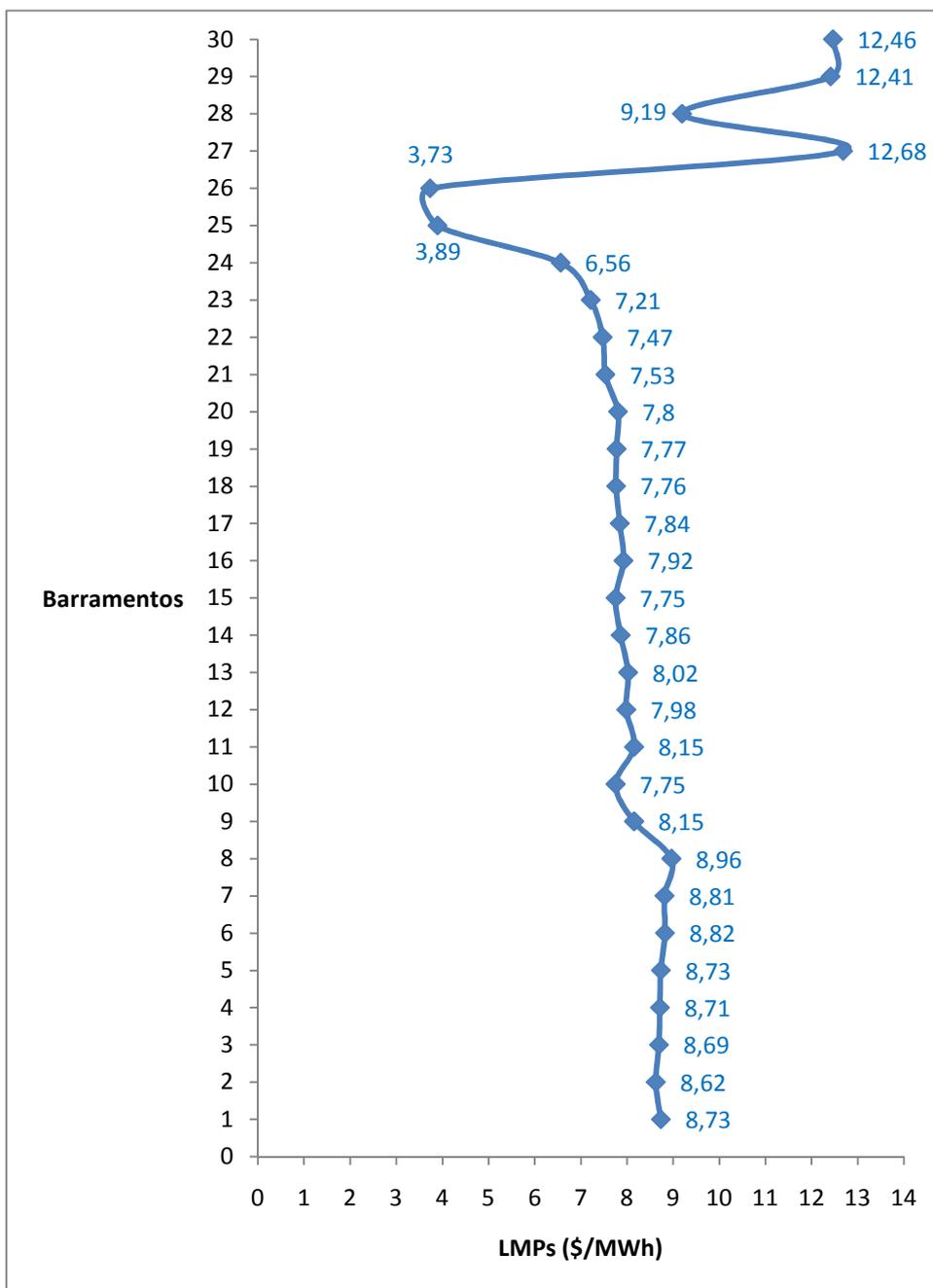


Figura 6.8 Caso 2: LMP referente a cada barramento

6.2.2. CENÁRIO IDEALIZADO 2

O cenário idealizado para este caso, segue o mesmo princípio de concepção do apresentado no caso 1, isto é são previstos FTRs contratualizados antes do leilão e alguns FTRs propostos para leilão. Neste sentido, este cenário é constituído por 31 FTRs já contratualizados antes do leilão e com um prazo de longa duração (caso base), e 8 FTRs propostos a leilão.

Na tabela 6.5 são apresentados os dados relativos ao caso base, nomeadamente os nós de origem e destino e respectiva potência reservada.

Tabela 6.6 Caso 2: Dados técnicos de FTRs já atribuídos

Barramento origem (i)	Barramento destino (j)	Potência Reservada (MW)
1	2	21.7
28	3	2.4
28	4	7.6
1	5	33.3
2	5	40
22	7	20
5	7	2.8
5	8	14
13	8	16
5	10	4.7
11	10	1.1
11	12	11.2
11	14	6.2
11	15	8.2
28	16	2.2
11	16	1.3
27	17	0.5
28	17	1.5
5	17	7
5	18	3.2
5	19	7.4
22	19	2.1
22	20	2.2
22	21	17.5
27	23	3.2
22	24	5.4
27	24	3.3
22	26	3.5
22	29	2.4
22	30	4.9
28	3	5.7

Para além do caso base anteriormente apresentado, o cenário idealizado estipula a submissão de 8 propostas a leilão, sendo 5 para compra e as restantes 3 para venda. Os dados dessas propostas encontram-se indicados na tabela 6.6.

Tabela 6.7 Caso 2: Dados comerciais das propostas

Propostas	Barramento		Quantidades propostas (MWh)	Preços (\$/MWh)
	Origem (i)	Destino (j)		
PC1	28	30	15	4.5
PC2	5	30	10	6
PC3	13	29	2.5	7
PC4	11	5	25	1.5
PC5	13	4	16	3
PV1	5	30	20	3
PV2	1	7	30	2
PV3	22	18 (35%)	30	1.25
		19 (65%)		

Na proposta 8 verifica-se uma possível estratégia que poderá ser levada a cabo pelos licitantes do leilão. Esta estratégia é baseada num conceito multi-ponto, ou seja, existe um ponto de injeção e vários de extracção (2 no caso concreto). Este tipo de licitação apenas mostra ser vantajoso se os LMPs dos barramentos partilharem o mesmo valor, caso contrário representará prejuízo para o licitante. Pelo mencionado, esta forma de licitação justifica-se maioritariamente em sistemas caracterizados por LMPs zonais.

6.2.3. RESULTADOS OBTIDOS E SUA ANÁLISE

Após realizadas as simulações referentes à detecção de existência de ilhas no sistema e respectivo leilão foram obtidos os resultados apresentados na figura 6.9. No entanto, antes é apresentado, na tabela 6.7, o resultado da fase de filtragem das propostas submetidas ao leilão.

Tabela 6.8 Caso 2: Resultado da filtragem das propostas

Propostas	Barramento		Preço Proposto	LMPj - LMPi	Comentário
	Origem (i)	Destino (j)			
PC1	28	30	4.5	3.27	Aceite
PC2	5	30	6	3.73	Aceite
PC3	13	29	7	4.39	Aceite

PC4	11	5	1.5	0.58	Aceite
PC5	13	4	3	0.69	Aceite
PV1	5	30	3	3.73	Aceite
PV2	1	7	2	0.08	Rejeitada
PV3	22	18 (35%)	1.25	0.29	Rejeitada
		19 (65%)		0.30	

Analisando a tabela 6.8 verifica-se que 2 propostas não chegam sequer a ser consideradas pelo simulador do leilão. Assim, o nosso cenário inicial fica reduzido a 5 propostas de compra e 1 oferta.

Considerando o cenário de propostas/ofertas apresentado na tabela anterior, o Sim_AuctFTR prossegue com a realização do leilão propriamente dito, sendo obtidos os resultados, referentes ao despacho e respectivo MCP de cada FTR, apresentados na figura 6.9.

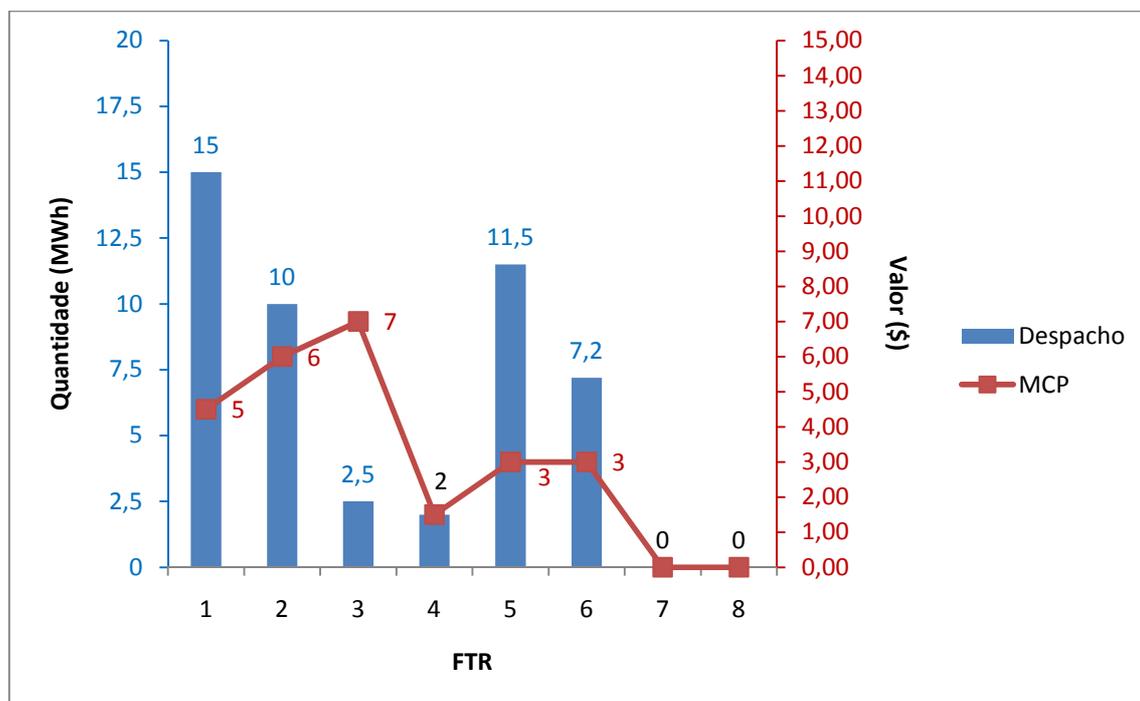


Figura 6.9 Caso 2: Resultado final do leilão

As propostas PC1, PC2 e PC3 foram despachadas pelas quantidades pretendidas pelos licitadores, enquanto as restantes ou foram despachadas em parte (proposta PC4, PC5 e PV1), ou simplesmente não foram despachadas. Se a explicação, no que refere às propostas PV2 e PV3, deste facto consiste na não-aceitação destas propostas em leilão, aliás como já tinha sido referido, a justificação para as restantes terá que ser encontrada nas restrições a que o simulador se encontra remetido pelos limites da rede. Neste sentido, pela análise da figura 6.10, é perceptível que os trânsitos de potência gerados com as potências modelizadas no caso base deixam o ramo 17

praticamente congestionado, se juntarmos a isto o facto de este ramo ser o único que poderá servir um dos barramentos solicitados na proposta PC4 está encontrada a razão do baixo despacho desta proposta. No que concerne à proposta PC5, verificasse que o ramo que faz a ligação do barramento 13 com a rede (ramo 22), após o leilão atingiu a sua capacidade máxima de transmissão, pelo que se pode concluir que o despacho das propostas que englobam este barramento é o máximo possível devido às restrições da rede, neste caso foi dada preferência à proposta PC3 pois apresenta ser a mais benéfica sob o ponto de vista económico. Por último na análise efectuada ao despacho atribuído à proposta PV1 verificou-se, pela direcção dos trânsitos de potência dos ramos 4 e 9 e perfil de potências dos barramentos, que o barramento 5 assume um perfil de barramento de recepção, pelo que na realidade o despacho do gerador fictício que se encontra nesse barramento tem por função reequilibrar o balanço de potências nesse nó.

As figuras 6.10 e 6.11 apresentam os trânsitos de potências e potências injectadas, nos cenários de pré e pós leilão, de todos os ramos e barramentos que constituem a rede eléctrica analisada neste caso.

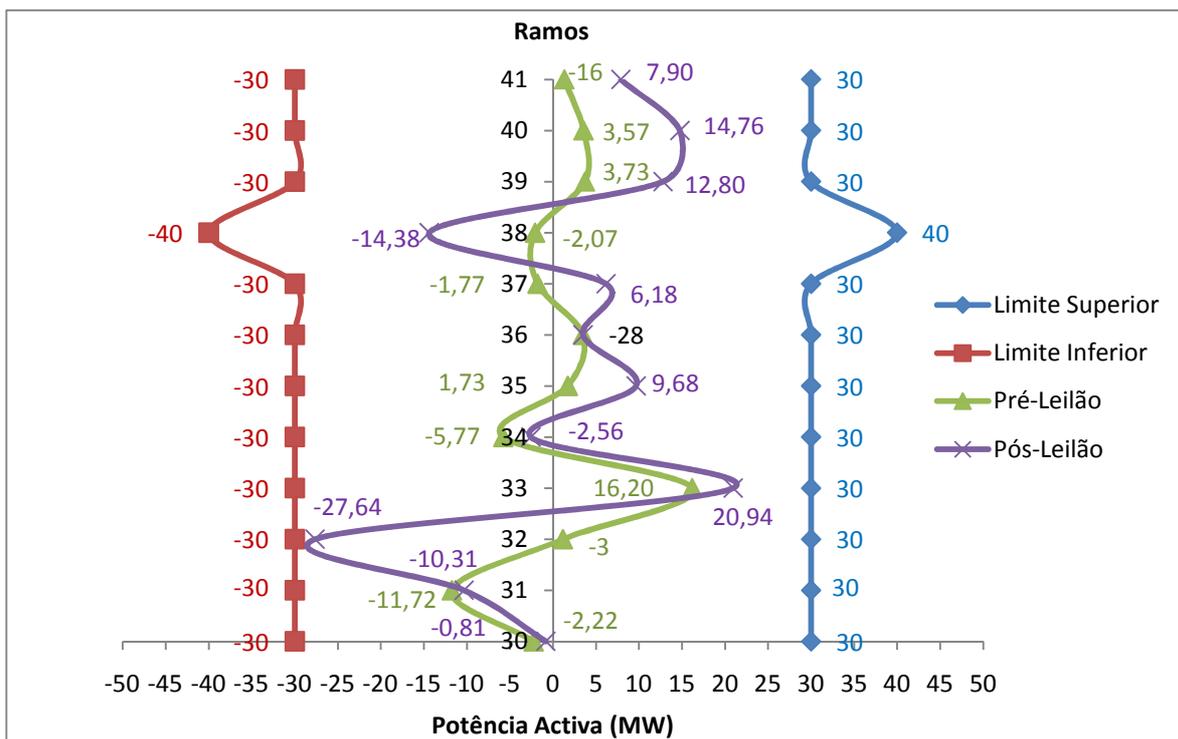


Figura 6.10 Caso 2: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão (continua)

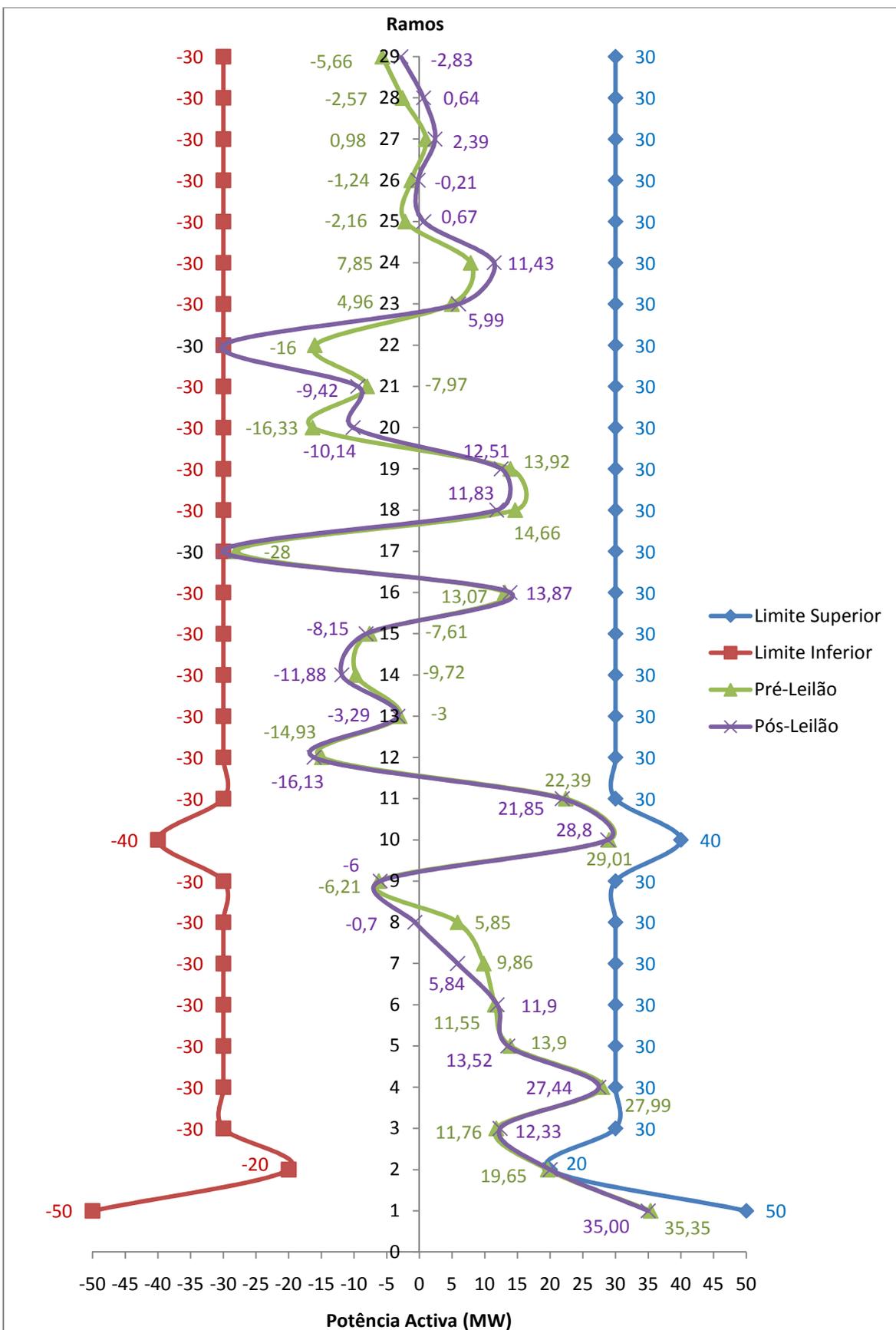


Figura 6.10 Caso 2: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão

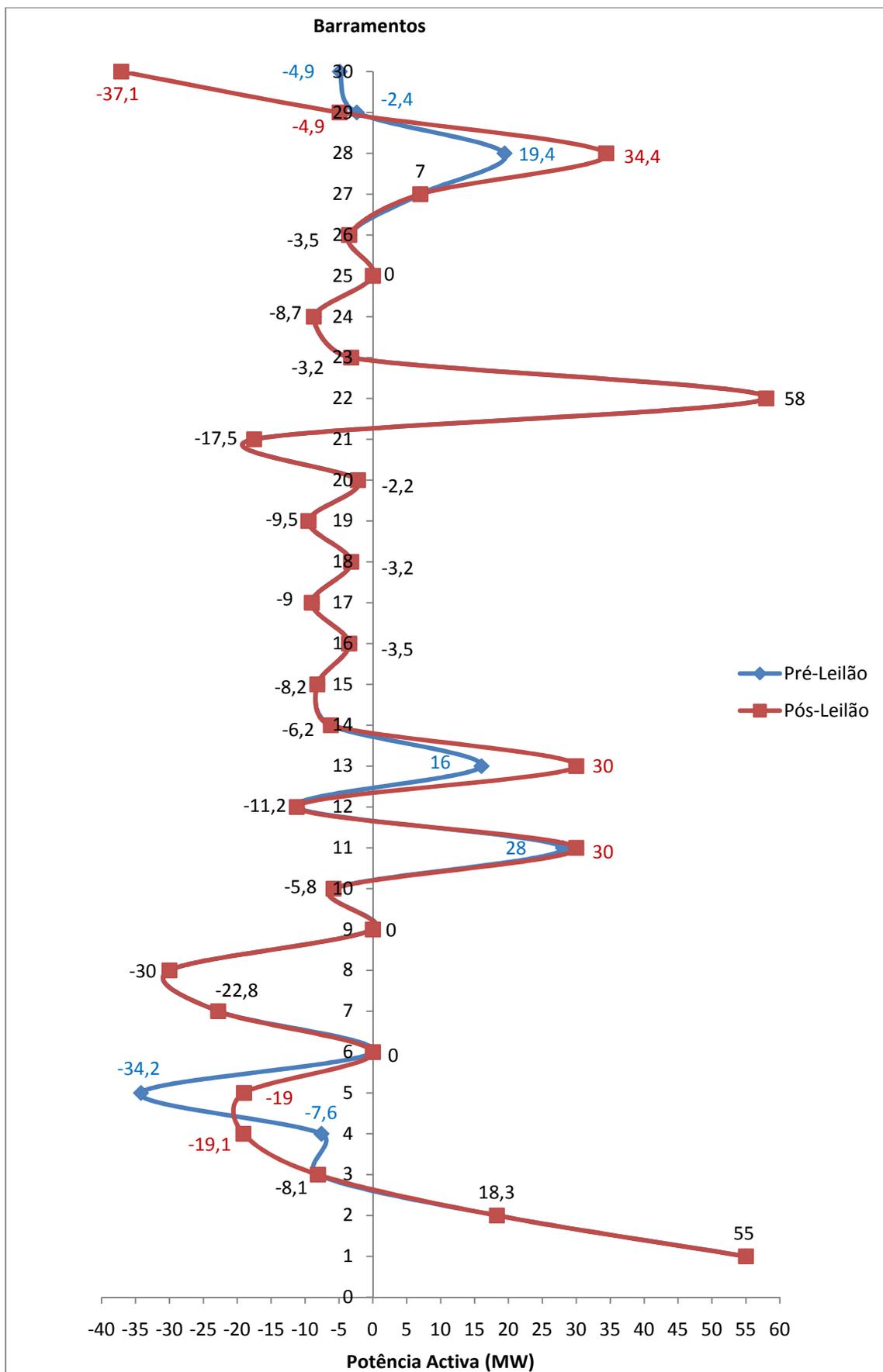


Figura 6.11 Caso 2: Potências injectadas antes e após a realização do leilão

Pela análise pormenorizada das figuras anteriores saltam à vista dois pontos importantes, a saber:

- Os ramos 2, 4, 17, 22 e 32 no cômputo dos dois cenários apresentados possuem trânsitos de potências muito próximos ou mesmo iguais às suas capacidades máximas de transmissão;
- Os ramos 35, 37, 38, 39, 40 e 41 apresentam uma variação considerável entre os seus trânsitos de potências para os dois casos apresentados.

Tendo em conta os perfis de potência dos 30 barramentos (figura 6.11) para os dois casos estudados, confirma-se que os ramos anteriormente mencionados se encontram localizadas nas imediações de barramentos nos quais se injectam ou extraem as maiores quantidades de FTRs. Por exemplo, os ramos 35, 37, 38, 39, 40 e 41 encontram-se na área de influência dos barramentos 28 e 30 que por sua vez demonstram ser dos barramentos com maior quantidade de potência injectada e extraída da rede.

A figura 6.12 apresenta as curvas representativas das receitas, encargos e lucros previstos para a solução produzida pelo cenário idealizado neste segundo caso.

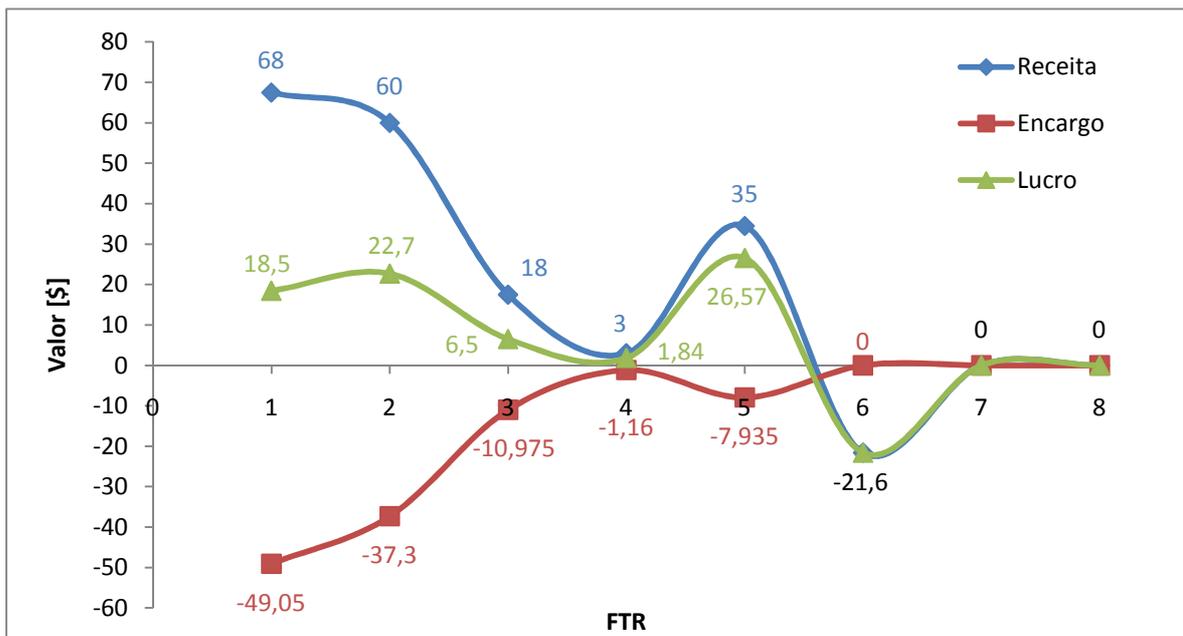


Figura 6.12 Caso 2: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão

A curva representativa dos lucros é o resultado da diferença entre as receitas e encargos projectados. Analisando especificamente esta curva verifica-se que é projectado um excedente financeiro, para o ISO, na ordem dos 54,48 dólares.

6.3. CASO 3: LEILÃO DE FTRs NA REDE DE 118 BARRAMENTOS

Neste caso é realizado um outro estudo, envolvendo desta vez uma rede de 118 barramentos e um novo cenário de FTRs propostos a leilão e contratualizados bilateralmente. À imagem dos casos anteriores, esta secção faz uma abordagem à caracterização da rede eléctrica utilizada neste caso, segue-se a definição do cenário apresentado e por último apresentasse os resultados obtidos e sua respectiva análise.

6.3.1. CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉCTRICA

A rede eléctrica utilizada, na análise deste caso, é a rede do IEEE, constituída por 118 barramentos [WEB02], tal como se encontra ilustrada na figura 6.13.

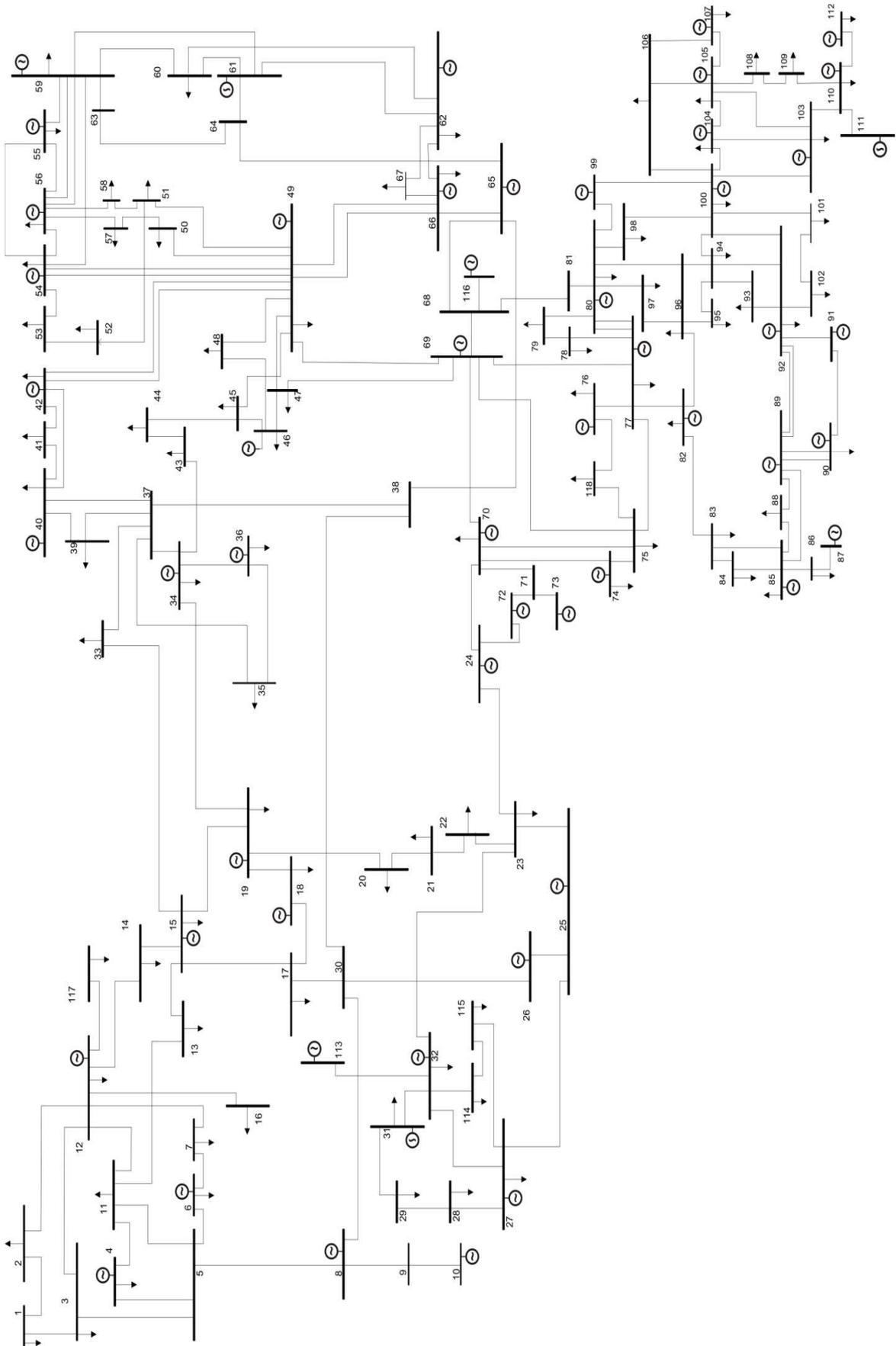


Figura 6.13 Rede IEEE 118 barramentos (Fonte: [WEB02])

Pela análise da figura 6.13 é possível verificar que a rede apresentada integra um total de 186 ramos, onde as suas respectivas características se encontram apresentadas na tabela 6.7. Esta rede possui ainda 54 geradores e 91 cargas que se encontram distribuídas pelos diversos barramentos. O barramento utilizado como referência é o barramento 69, sendo a potência de base de 100 MVA.

Na tabela 6.7, encontram-se algumas características eléctricas dos ramos, tais como a resistência, a indutância, os barramentos que a definem e a sua capacidade nominal de transporte.

Tabela 6.9 Dados técnicos dos ramos para a rede 118 barramentos (Fonte: [FERREIRA07])

Ramo	Nó origem (i)	Nó destino (j)	X (p.u.)	P_{ij}^{\max} (MW)
1	1	2	0.0999	999
2	1	3	0.0424	999
3	2	12	0.0616	999
4	3	5	0.108	999
5	3	12	0.16	999
6	4	5	0.008	999
7	4	11	0.0688	999
8	5	6	0.054	999
9	5	8	0.0267	999
10	5	11	0.0682	999
11	6	7	0.0208	999
12	7	12	0.034	999
13	8	9	0.0305	999
14	8	30	0.0504	999
15	9	10	0.0322	999
16	11	12	0.0196	999
17	11	13	0.0731	999
18	12	14	0.0707	999
19	12	16	0.0834	999
20	12	117	0.14	999
21	13	15	0.2444	999
22	14	15	0.195	999
23	15	17	0.0437	999
24	15	19	0.0394	999
25	15	33	0.1244	999

26	16	17	0.1801	999
27	17	18	0.0505	999
28	17	31	0.1563	999
29	17	113	0.0301	999
30	18	19	0.0493	999
31	19	20	0.117	999
32	19	34	0.247	999
33	20	21	0.0849	999
34	21	22	0.097	999
35	22	23	0.159	999
36	23	24	0.0492	999
37	23	25	0.08	999
38	23	32	0.1153	999
39	24	70	0.4115	999
40	24	72	0.196	999
41	25	26	0.0382	999
42	25	27	0.163	999
43	26	30	0.086	999
44	27	28	0.0855	999
45	27	32	0.0755	999
46	27	115	0.0741	999
47	28	29	0.0943	999
48	29	31	0.0331	999
49	30	17	0.0388	999
50	30	38	0.054	999
51	31	32	0.0985	999
52	32	113	0.203	999
53	32	114	0.0612	999
54	33	37	0.142	999
55	34	36	0.0268	999
56	34	37	0.0094	999
57	34	43	0.1681	999
58	35	36	0.0102	999
59	35	37	0.0497	999

60	37	38	0.0375	999
61	37	39	0.106	999
62	37	40	0.168	999
63	38	65	0.0986	999
64	39	40	0.0605	999
65	40	41	0.0487	999
66	40	42	0.183	999
67	41	42	0.135	999
68	42	49	0.323	999
69	42	49	0.323	999
70	43	44	0.2454	999
71	44	45	0.0901	999
72	45	46	0.1356	999
73	45	49	0.0505	999
74	46	47	0.127	999
75	46	48	0.189	999
76	47	49	0.0625	999
77	47	69	0.2778	999
78	48	49	0.0505	999
79	49	50	0.0752	999
80	49	51	0.137	999
81	49	54	0.289	999
82	49	54	0.291	999
83	49	66	0.0919	999
84	49	66	0.0919	999
85	49	69	0.324	999
86	50	57	0.134	999
87	51	52	0.0588	999
88	51	58	0.0719	999
89	52	53	0.1635	999
90	53	54	0.122	999
91	54	55	0.0707	999
92	54	56	0.0096	999
93	54	59	0.2293	999

94	55	56	0.0151	999
95	55	59	0.2158	999
96	56	57	0.0966	999
97	56	58	0.0966	999
98	56	59	0.251	999
99	56	59	0.239	999
100	59	60	0.145	999
101	59	61	0.15	999
102	59	63	0.0386	999
103	60	61	0.0135	999
104	60	62	0.0561	999
105	61	62	0.0376	999
106	61	64	0.0268	999
107	62	66	0.218	999
108	62	67	0.117	999
109	63	64	0.02	999
110	64	65	0.0302	999
111	65	66	0.037	999
112	65	68	0.016	999
113	66	67	0.1015	999
114	68	69	0.037	999
115	68	81	0.0202	999
116	68	116	0.0041	999
117	69	70	0.127	999
118	69	75	0.122	999
119	69	77	0.101	999
120	70	71	0.0355	999
121	70	74	0.1323	999
122	70	75	0.141	999
123	71	72	0.18	999
124	71	73	0.0454	999
125	74	75	0.0406	999
126	75	77	0.1999	999
127	75	118	0.0481	999

128	76	77	0.148	999
129	76	118	0.0544	999
130	77	78	0.0124	999
131	77	80	0.0485	999
132	77	80	0.105	999
133	77	82	0.0853	999
134	78	79	0.0244	999
135	79	80	0.0704	999
136	80	81	0.037	999
137	80	96	0.182	999
138	80	97	0.0934	999
139	80	98	0.108	999
140	80	99	0.206	999
141	82	83	0.0367	999
142	82	96	0.053	999
143	83	84	0.132	999
144	83	85	0.148	999
145	84	85	0.0641	999
146	85	86	0.123	999
147	85	88	0.102	999
148	85	89	0.173	999
149	86	87	0.2074	999
150	88	89	0.0712	999
151	89	90	0.188	999
152	89	90	0.0997	999
153	89	92	0.0505	999
154	89	92	0.1581	999
155	90	91	0.0836	999
156	91	92	0.1272	999
157	92	93	0.0848	999
158	92	94	0.158	999
159	92	100	0.295	999
160	92	102	0.0559	999
161	93	94	0.0732	999

162	94	95	0.0434	999
163	94	96	0.0869	999
164	94	100	0.058	999
165	95	96	0.0547	999
166	96	97	0.0885	999
167	98	100	0.179	999
168	99	100	0.0813	999
169	100	101	0.1262	999
170	100	103	0.0525	999
171	100	104	0.204	999
172	100	106	0.229	999
173	101	102	0.112	999
174	103	104	0.1584	999
175	103	105	0.1625	999
176	103	110	0.1813	999
177	104	105	0.0378	999
178	105	106	0.0547	999
179	105	107	0.183	999
180	105	108	0.0703	999
181	106	107	0.183	999
182	108	109	0.0288	999
183	109	110	0.0762	999
184	110	111	0.0755	999
185	110	112	0.064	999
186	114	115	0.0104	999

Os LMPs, obtidos através do SIM_FTR [FERREIRA07], [FERREIRA06-1] para um determinado cenário de despacho, característicos de cada barramento da rede são apresentados na figura 6.14.

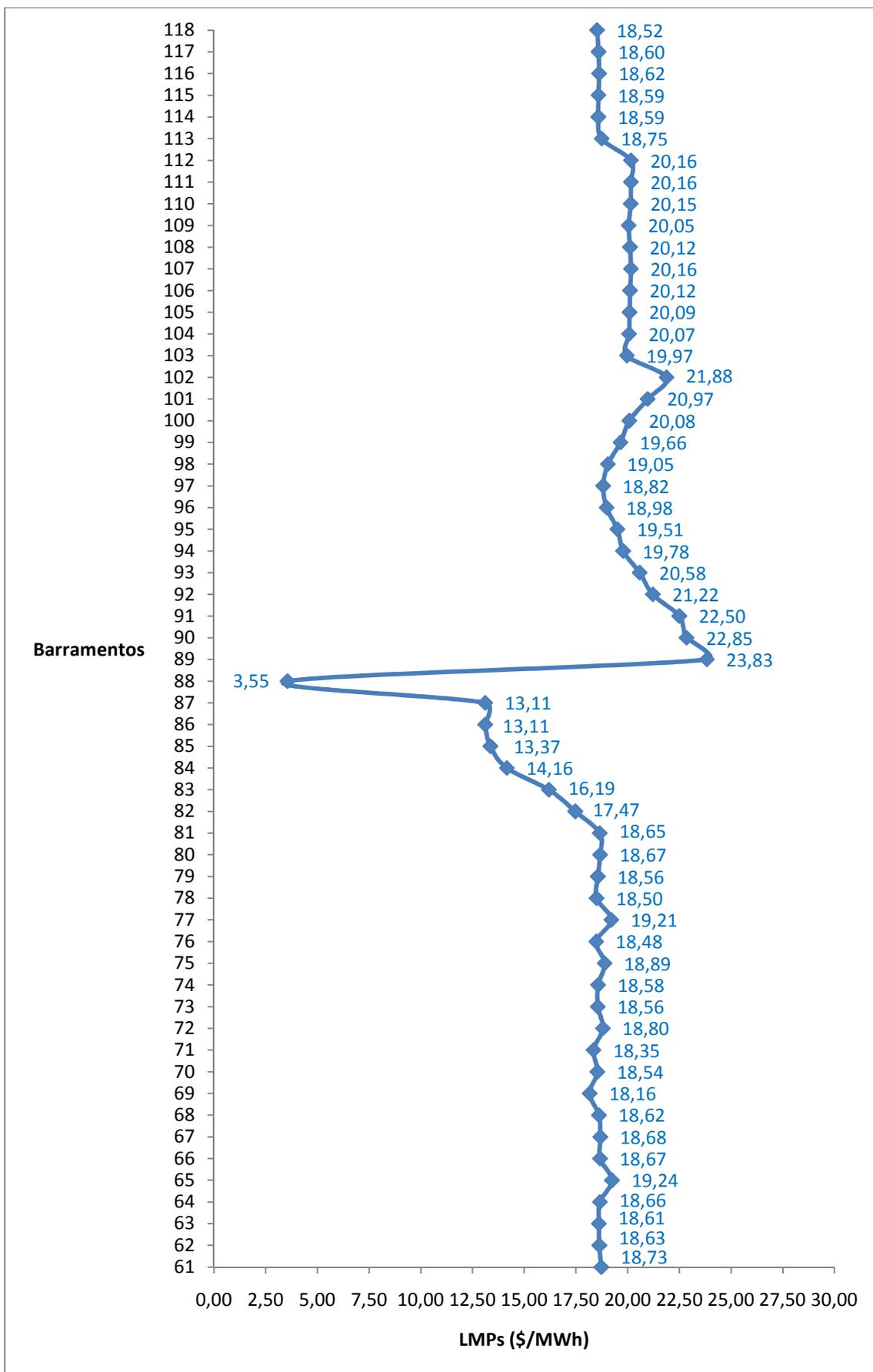


Figura 6.14 Caso 3: LMPs referente a cada barramento (continua)

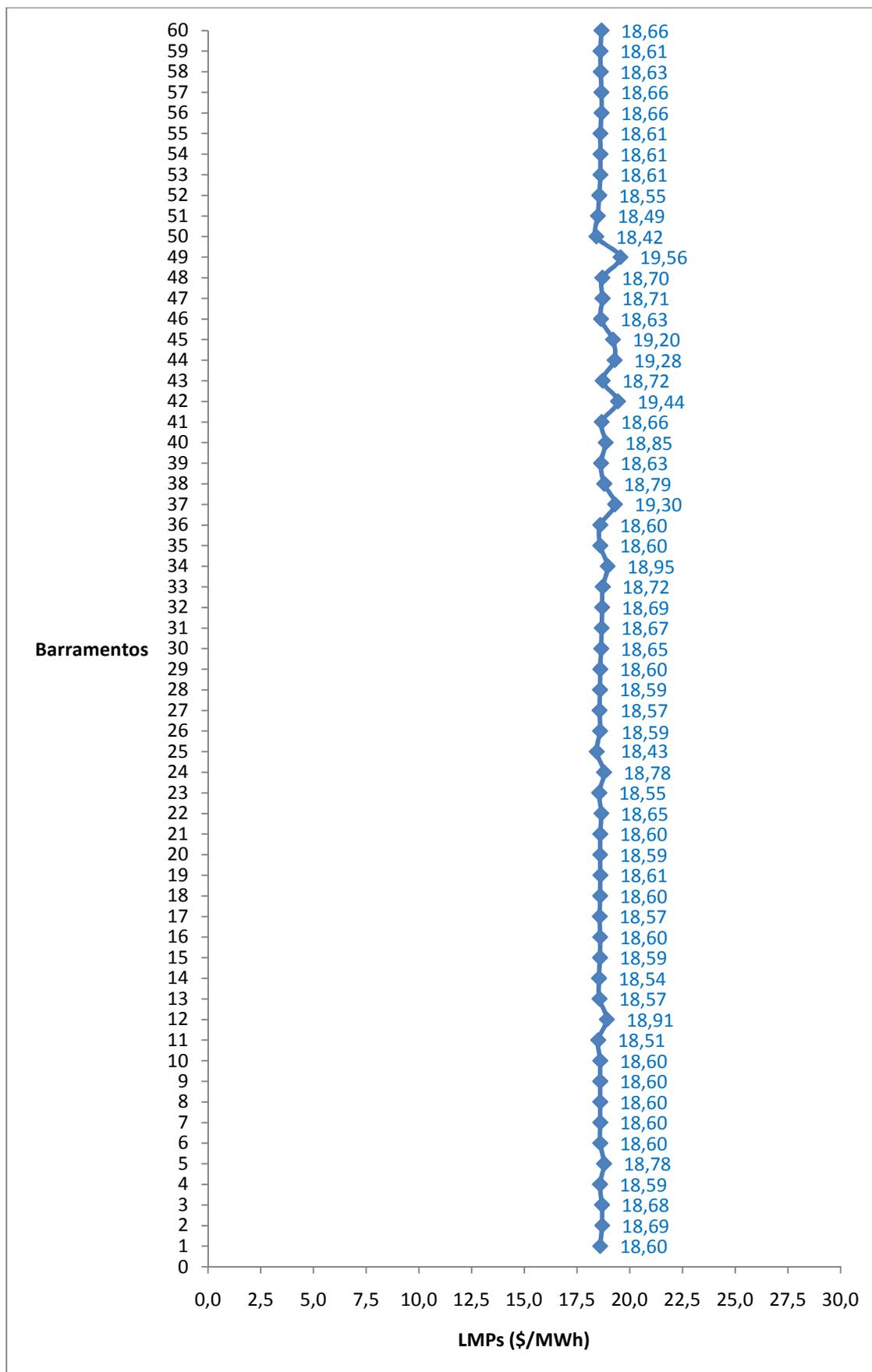


Figura 6.14 Caso 3: LMPs referente a cada barramento

O cenário idealizado para este caso segue o mesmo princípio de concepção dos casos anteriores sendo apresentado na secção seguinte.

6.3.2. CENÁRIO IDEALIZADO 3

O cenário apresentado nesta secção entra em consideração com um total de 114 FTRs, negociados extra ou anteriores leilões e por isso considerados como caso base, e 13 FTRs propostos a leilão, dos quais 8 propostos para compra e 5 oferecidos para venda.

Na tabela 6.8 são apresentados os dados referentes ao caso base previsto no cenário 3, encontrando-se discriminado os barramentos de origem e destino desses FTRs e respectivas potências contratualizadas.

Tabela 6.10 Caso 3: Dados técnicos de FTRs já atribuídos

Barramento origem (i)	Barramento destino (j)	Potência Reservada (MW)
25	1	51
10	2	20
42	3	39
10	4	30
27	4	9
100	6	52
46	7	19
54	8	28
6	11	70
69	12	47
26	13	34
100	14	10
87	14	4
100	15	90
12	16	25
111	17	11
61	18	60
103	19	40
6	19	5
8	20	18
49	21	14

8	22	10
31	23	7
49	25	16
59	26	25
65	26	70
49	26	9
111	27	25
40	27	46
80	28	17
25	29	24
112	31	43
65	32	59
49	33	23
66	34	59
66	35	33
89	36	31
10	39	27
89	40	66
69	41	37
69	42	96
80	43	18
80	44	16
80	45	53
69	46	28
65	47	34
12	48	20
100	49	87
59	50	17
59	51	17
80	52	18
89	53	23
89	54	113
89	55	63
69	56	84

69	57	12
72	58	12
66	59	278
90	60	78
90	62	7
26	62	70
59	66	39
61	66	85
69	67	28
59	69	36
69	70	66
66	72	12
10	74	68
10	75	47
10	76	68
65	77	61
89	78	71
25	79	39
10	80	130
25	82	54
54	83	20
66	84	11
49	85	24
49	86	21
26	88	48
80	89	94
65	89	50
25	89	16
26	89	4
49	89	14
100	90	13
26	90	150
12	91	10
49	92	65

26	93	12
12	94	30
80	95	42
69	96	38
61	97	15
65	98	34
49	100	18
10	100	37
107	101	22
25	102	5
80	103	23
25	104	16
80	104	22
25	105	31
89	106	43
4	107	50
91	108	2
80	109	8
80	110	39
89	112	68
91	114	8
59	115	22
42	117	20
65	118	33

Na tabela 6.9 apresenta-se os dados das propostas apresentadas a leilão. São discriminados os dados relativos aos barramentos de origem e destino de cada FTR, quantidades e respectivos preços propostos a leilão.

Tabela 6.11 Caso 3: Dados comerciais das propostas

Propostas	Barramento		Quantidades propostas (MWh)	Preços (\$/MWh)
	Origem (i)	Destino (j)		
PC1	4	44	100	2
PC2	85	2	20	6.5
PC3	112	90	250	3

PC4	25	53	75	1
PC5	59	110	25	2.5
PC6	76	39	10	1.5
PC7	72	106	80	1
PC8	62	108	5	4
PC9	85	2	15	7
PV1	76	39	15	1
PV2	72	90	50	3.5
PV3	74	112	10	1.25
PV4	85	98	25	5
PV5	10	2	100	1.5

Os resultados obtidos mediante o cenário apresentado nesta secção são apresentado e discutidos na secção 6.3.3.

6.3.3. RESULTADOS OBTIDOS E SUA ANÁLISE

Após a simulação do cenário 3 foram obtidos os resultados que se encontram apresentados na figura 6.15. No entanto, para uma melhor análise dos mesmos, torna-se importante apresentar antes o resultado da filtragem efectuada às propostas submetidas a leilão. Assim, na tabela 6.10 encontram-se discriminados os dados referentes aos FTRs, nomeadamente barramentos de origem e destino, preço proposto, crédito previsto para esse FTR e o respectivo “veredicto” final.

Tabela 6.12 Caso 3: Resultado da filtragem das propostas

Propostas	Barramento		Preço Proposto (\$/MWh)	LMPj – LMPi (\$/MWh)	Comentário
	Origem (i)	Destino (j)			
PC1	4	44	2	0.69	Aceite
PC2	85	2	6.5	5.32	Aceite
PC3	112	90	3	2.69	Aceite
PC4	25	53	1	0.18	Aceite
PC5	59	110	2.5	1.54	Aceite
PC6	76	39	1.5	0.15	Aceite
PC7	72	106	1	1.31	Rejeitada
PC8	62	108	4	1.49	Aceite
PC9	85	2	7	5.32	Aceite
PV1	76	39	1	0.15	Rejeitada

PV2	72	90	3.5	4.05	Aceite
PV3	74	112	1.25	1.59	Aceite
PV4	85	98	5	5.68	Aceite
PV5	10	2	1.5	0.09	Rejeitada

Já na figura 6.15 são apresentados os resultados obtidos pela respectiva simulação do leilão. São expostos os dados sobre os FTRs leiloados, nomeadamente o seu despacho e respectivo MCP.

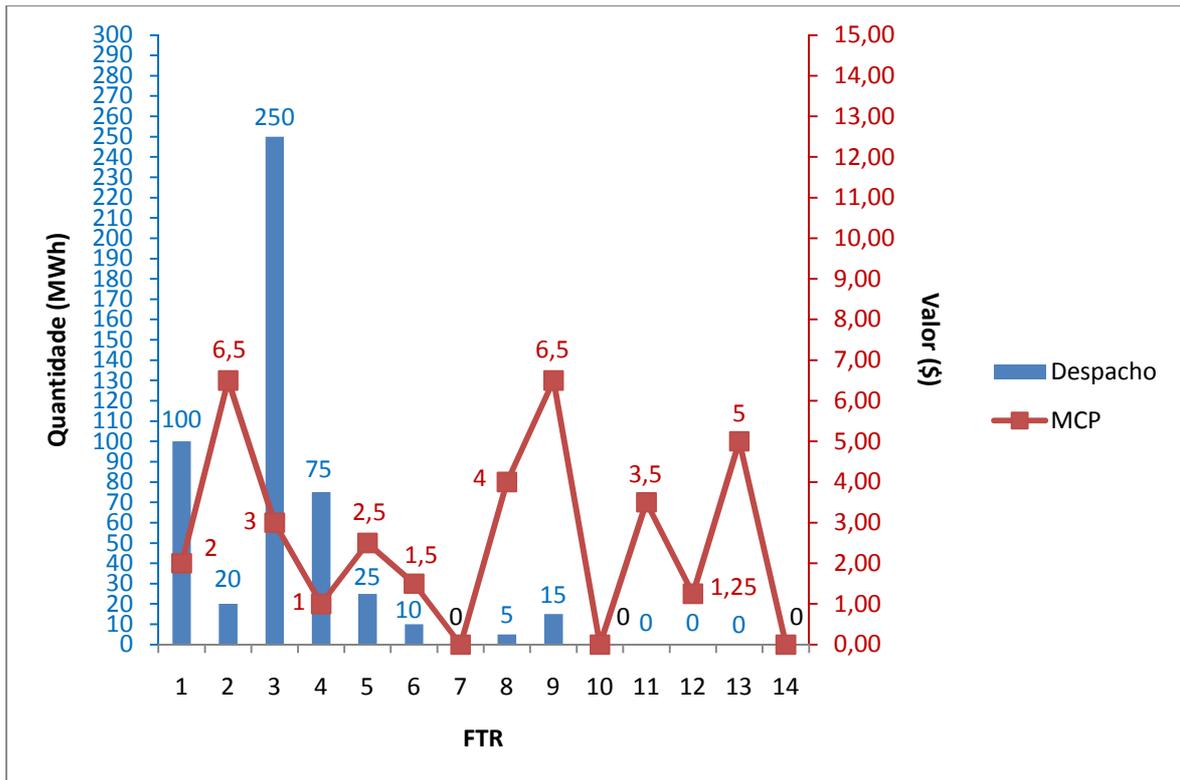


Figura 6.15 Caso 3: Resultado final do leilão

Analisando os resultados expressos na figura 6.15, verifica-se que as propostas PV1, PV2, PV3, PV4 e PV5 não foram despachadas, sendo que destas as PV1 e PV5 não chegaram sequer a ser consideradas no leilão, pois as suas propostas mostraram ser insuficientes tendo em conta a previsão do crédito do respectivo FTR. Os valores de MCPs nulos são reflexos directos da não-aceitação das propostas.

Para uma explicação do não despacho das propostas PV2, PV3 e PV4 é necessário fazer-se uma análise aos trânsitos de potência que transitam nos ramos do sistema, antes e após a realização do leilão. Assim, na figura 6.16 é apresentado um gráfico ilustrativo desses mesmos trânsitos de potências.

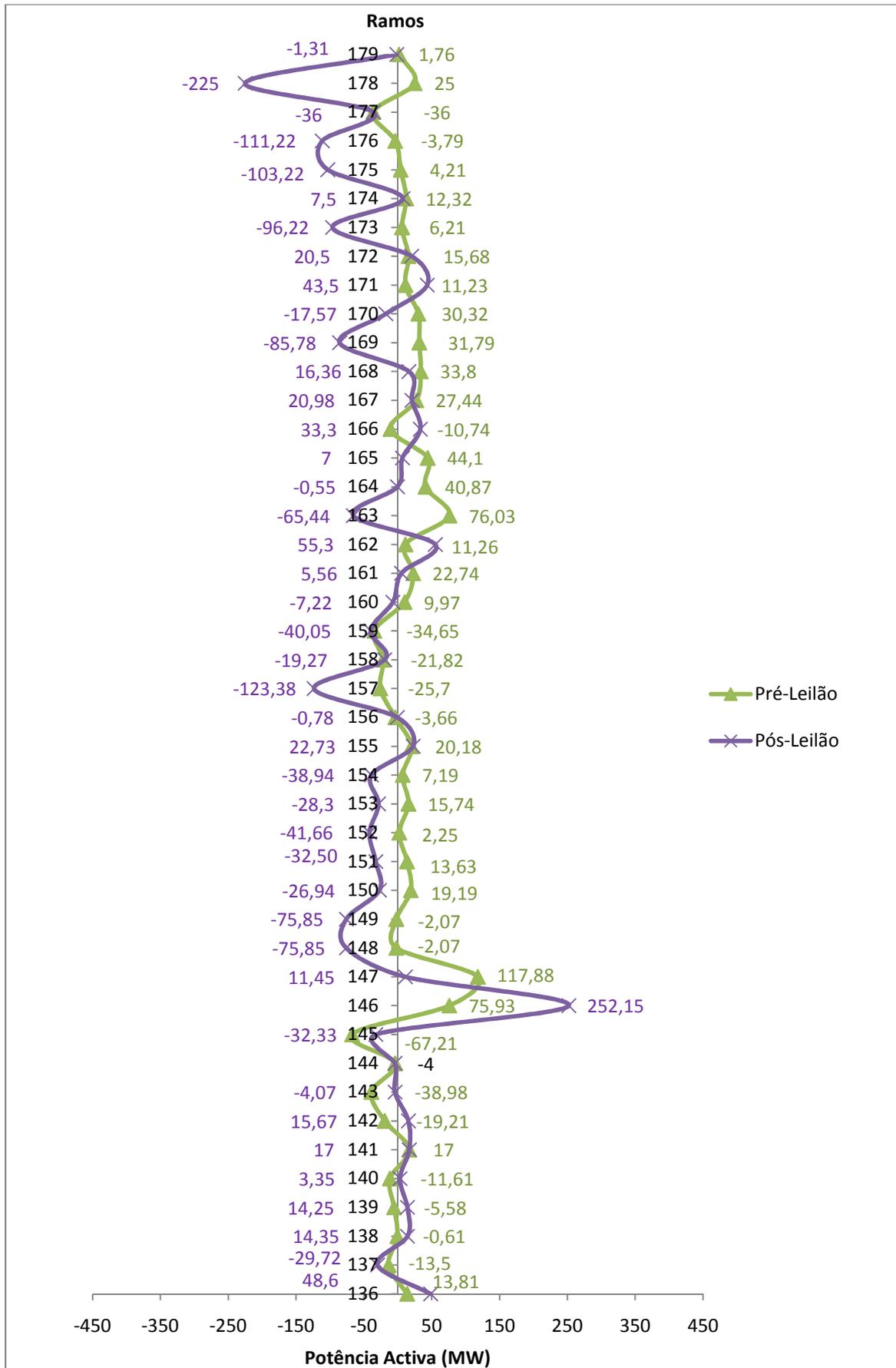


Figura 6.16 Caso 3: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão (continua)

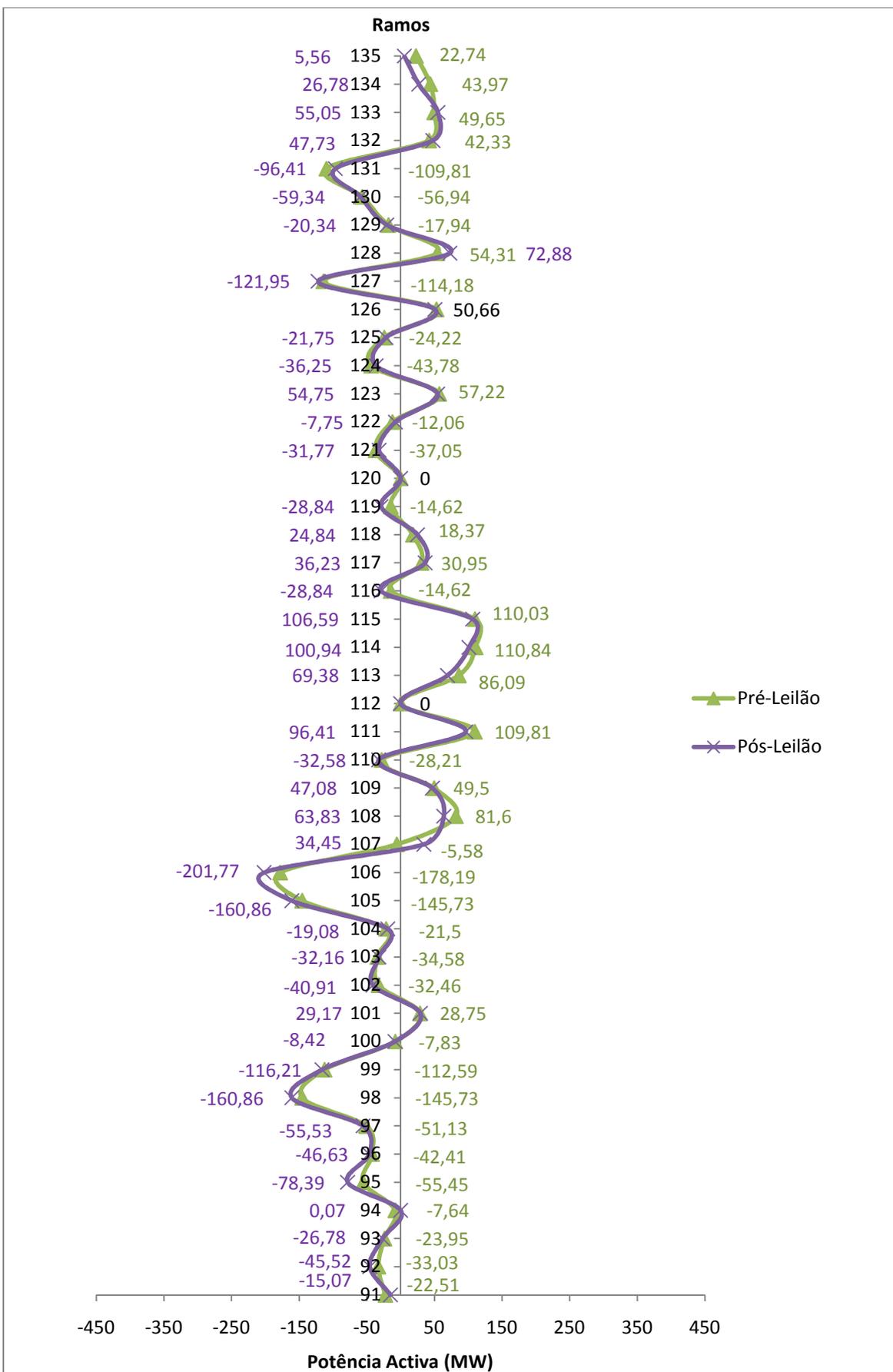


Figura 6.16 Caso 3: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão (continua)

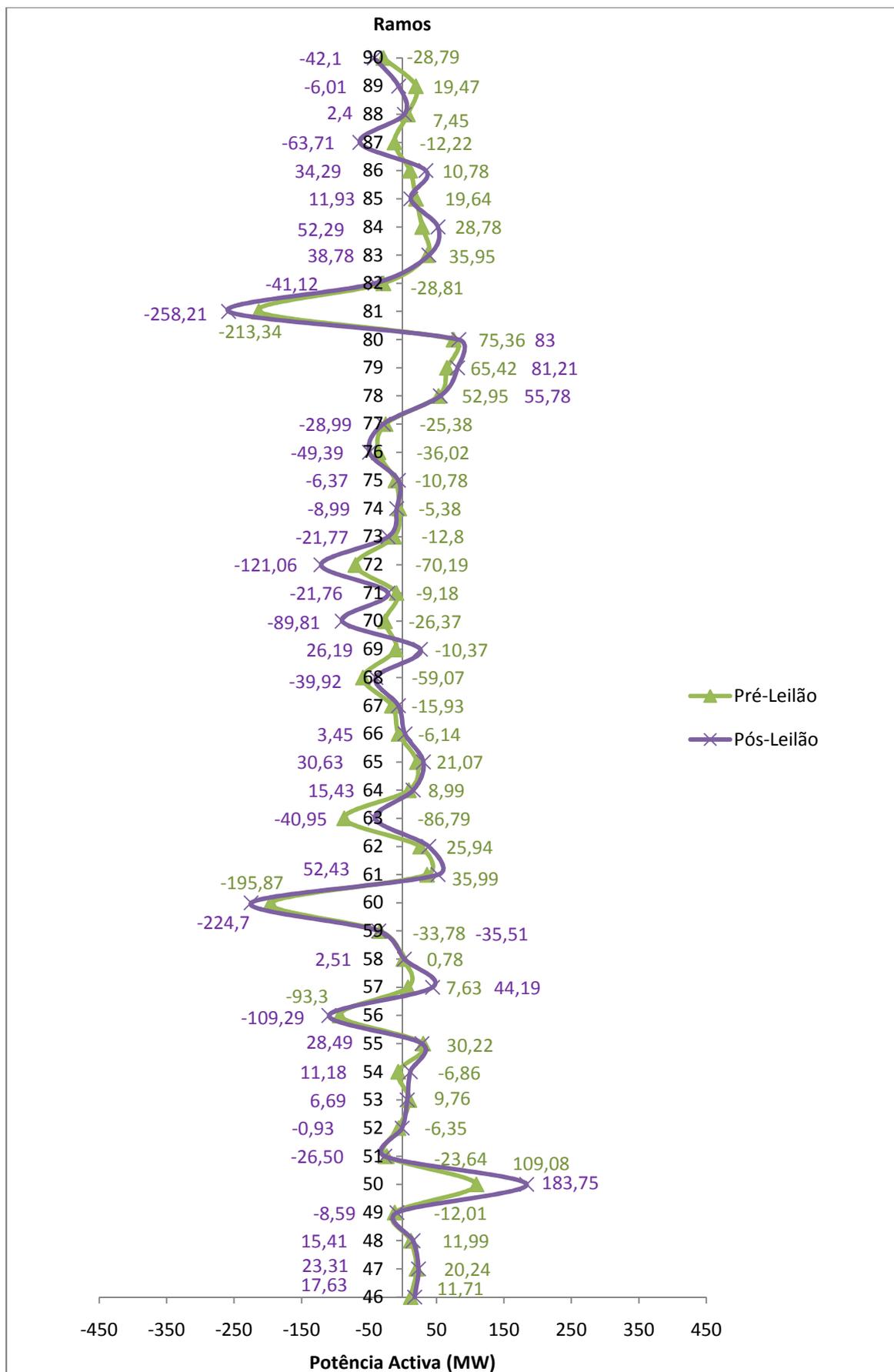


Figura 6.16 Caso 3: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão (continua)

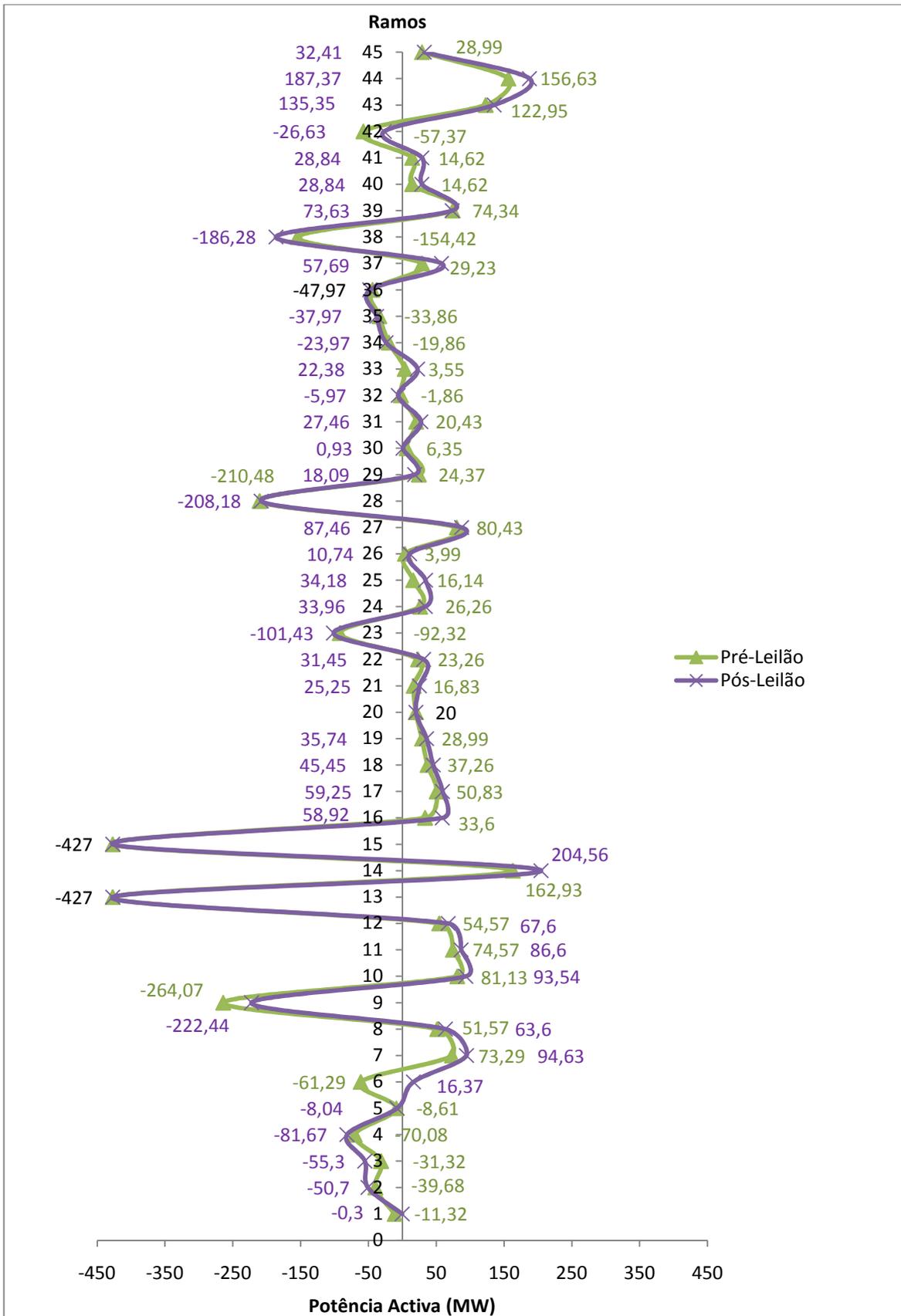


Figura 6.16 Caso 3: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão

Como se pode verificar, pela análise do gráfico, os 999 MW de capacidade máxima comum a todos os ramos do sistema está longe, tal como o esperado, de ser atingido quer antes e após a realização do leilão. Neste sentido, o ISO, tem margem de manobra para a atribuição dos vários FTRs pretendidos pelos compradores, não necessitando recorrer aos FTRs colocados para venda e deste modo não lhe é imputado qualquer tipo de despesa. Desta forma é possível afirmar que estamos perante o cenário ideal do ponto de vista do ISO, pois consegue máximo de lucro possível com esta configuração de FTRs.

Finalmente, na figura 6.17 é possível visualizar as curvas características das receitas, encargos e respectivos lucros previsto para o cenário estudado.

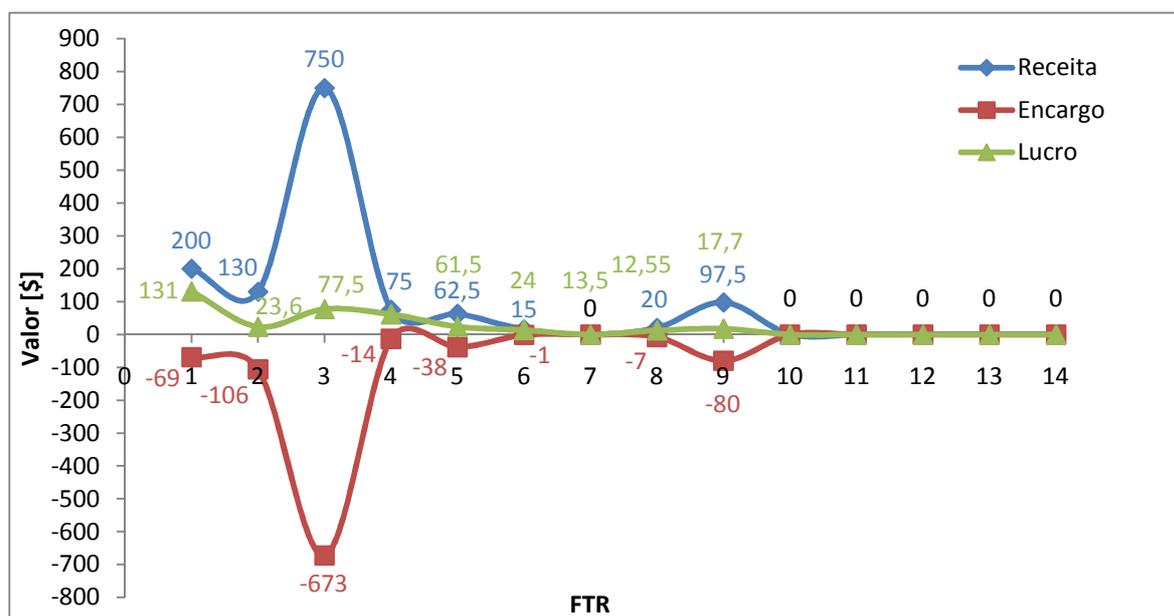


Figura 6.17 Caso 3: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão

À imagem dos casos anteriores mais uma vez o objectivo, ao qual se propõe o simulador, é plenamente atingido, sendo previsto um benefício de \$361.35 nos resultados projectados.

6.4. CASO 4: LEILÃO DE FTRs PREVENDO A OCORRÊNCIA DE CONTINGÊNCIAS ‘N-1’

Neste último caso é apresentado, à semelhança dos casos anteriores, um estudo envolvendo uma rede IEEE de 24 barramentos e respectivo cenário de propostas a leilão e contratualizações bilaterais. A rede apresentada diferencia-se das expostas anteriormente devido à disponibilização dos índices de fiabilidade dos elementos que a constituem, pelo que permite testar o SIM_AuctFTR na plenitude das suas potencialidades.

Seguindo a coerência dos casos anteriores, nesta secção faz-se uma abordagem às características técnicas referentes à rede eléctrica adoptada neste caso, define-se um cenário hipotético e por ultimo são apresentados os resultados obtidos e sua respectiva análise.

6.4.1. CARACTERIZAÇÃO DA REDE ELÉCTRICA

A rede eléctrica adoptada na realização deste caso é a rede RTS (*Reliability Test System*) do IEEE, composta por 24 barramentos [WEB01], como se pode visualizar pela figura 6.18.

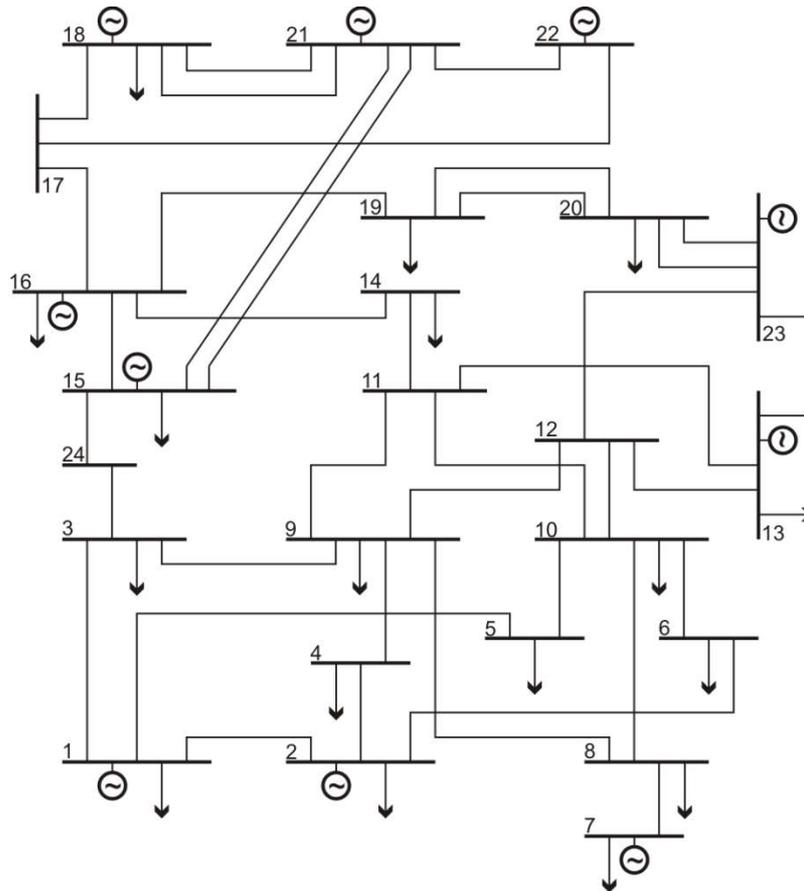


Figura 6.18 Rede IEEE RTS 24 barramentos (Fonte: [WEB01])

Analisando a figura é facilmente constatável que esta rede é constituída por 38 ramos, 10 geradores e 18 cargas. O barramento considerado como referência é o 14.

Na tabela seguinte são indicados as características eléctricas de todos os ramos da rede, bem como alguns índices de fiabilidade necessários para este estudo.

Todas as potências indicadas são expressas em MW e as reactâncias dos ramos em p.u. para uma potência de base de 100MVA.

Tabela 6.13 Dados técnicos dos ramos para a rede RTS 24 barramentos (Fonte: [WEB01])

Ramo	Barramento origem (i)	Barramento destino (j)	X_{ij} (p.u.)	P_{ijmax} (MW)	λ (falha/hora)	m (por hora)
1	1	2	0.014	175	2.73973E-05	0.06250
2	1	3	0.211	175	5.82192E-05	0.10000
3	1	5	0.085	175	3.76712E-05	0.10000
4	2	4	0.127	175	4.45205E-05	0.10000
5	2	6	0.192	175	5.47945E-05	0.10000
6	3	9	0.119	175	4.3379E-05	0.10000
7	3	24	0.084	400	2.28311E-06	0.00130
8	4	9	0.104	175	4.10959E-05	0.10000
9	5	10	0.088	175	3.88128E-05	0.10000
10	6	10	0.061	175	3.76712E-05	0.02857
11	7	8	0.061	175	3.42466E-05	0.10000
12	8	9	0.165	175	5.02283E-05	0.10000
13	8	10	0.165	175	5.02283E-05	0.10000
14	9	11	0.084	400	2.28311E-06	0.00130
15	9	12	0.084	400	2.28311E-06	0.00130
16	10	11	0.084	400	2.28311E-06	0.00130
17	10	12	0.084	400	2.28311E-06	0.00130
18	11	13	0.048	500	4.56621E-05	0.09091
19	11	14	0.042	500	4.45205E-05	0.09091
20	12	13	0.048	500	4.56621E-05	0.09091
21	12	23	0.097	500	5.93607E-05	0.09091
22	13	23	0.087	500	5.59361E-05	0.09091
23	14	16	0.059	500	4.3379E-05	0.09091
24	15	16	0.017	500	3.76712E-05	0.09091
25	15	21	0.0245	500	4.68037E-05	0.09091
26	15	24	0.052	500	4.68037E-05	0.09091
27	16	17	0.026	500	3.99543E-05	0.09091
28	16	19	0.023	500	3.88128E-05	0.09091
29	17	18	0.014	500	3.65297E-05	0.09091
30	17	22	0.105	500	6.16438E-05	0.09091
31	18	21	0.013	500	3.99543E-05	0.09091

32	19	20	0.02	500	4.3379E-05	0.09091
33	20	23	0.011	500	3.88128E-05	0.09091
34	21	22	0.068	500	5.13699E-05	0.09091

Os LMPs considerados para este caso são baseados nos valores apresentados em [ARROYO05] e encontram-se apresentados na figura 6.19.

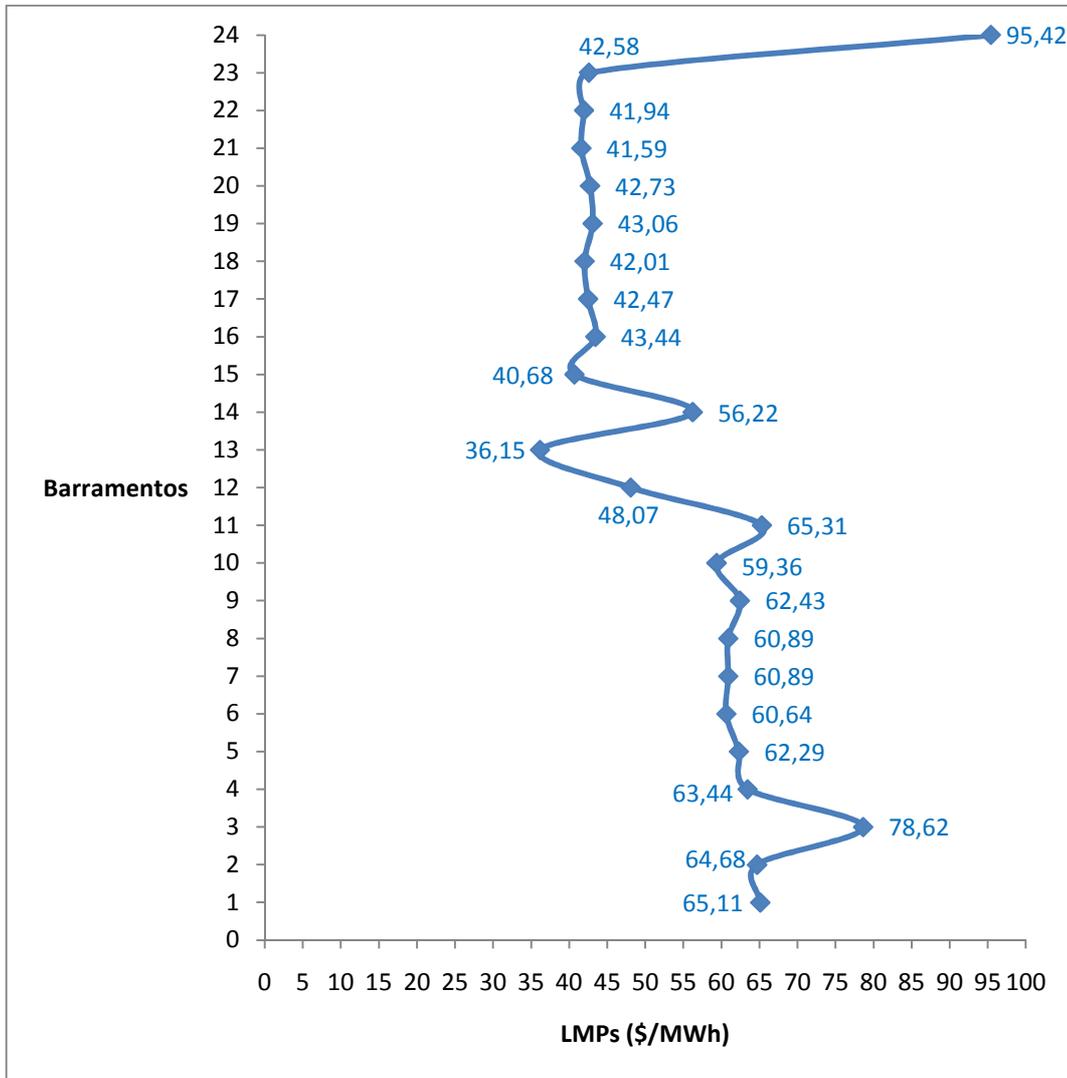


Figura 6.19 Caso 4: LMPs referente a cada barramento (Fonte: [ARROYO05])

6.4.2. CENÁRIO IDEALIZADO 4

Nas tabelas 6.12 e 6.13 são apresentadas, referente ao cenário 4, um total de 22 FTRs já atribuídos ou negociados bilateralmente e 15 propostas de FTRs a leilão, das quais 10 destinam-se à compra de FTRs e as outras 5 a venda.

Tabela 6.14 Caso 4: Dados técnicos de FTRs já atribuídos

Barramento origem (i)	Barramento destino (j)	Potência Reservada (MW)
1	3	38.74
1	16	50
1	13	25.46
2	13	39.32
2	5	40.9
7	5	18.99
7	15	8.01
7	4	37
18	4	37
18	6	36
23	6	100
23	14	94
23	19	31
22	8	100
7	20	41
21	9	25
21	20	87
23	10	35
22	10	60
18	19	70
21	19	64
22	19	16

Tabela 6.15 Caso 4: Dados comerciais das propostas

Propostas	Barramento		Quantidades propostas (MWh)	Preços (\$/MWh)
	Origem (i)	Destino (j)		
PC1	7	3	35	18
PC2	13	14	100	21
PC3	22	20	10	2
PC4	14	4	5	9
PC5	18	8	150	17
PC6	21	2	80	20

PC7	23	1	95	25
PC8	13	14	50	21
PC9	14	4	10	10
PC10	7	3	60	18
PV1	13	7	15	25
PV2	22	1	20	20
PV3	16	10	70	15
PV4	7	3	30	15
PV5	13	14	55	19

Na subsecção seguinte são apresentados e analisados os resultados obtidos mediante o cenário apresentado.

6.4.3. RESULTADOS OBTIDOS E SUA ANÁLISE

Para este caso foram realizadas 1000000 simulações, valor referente à amostra dos vários estados de residência da rede eléctrica estudada. Na tabela 6.14 são apresentadas as várias contingências sorteadas assim como a sua probabilidade de ocorrência. A contingência denominada como “outras” representa eventuais falhas ocorridas em mais de um ramo, que, no âmbito deste trabalho, não serão alvo de estudo.

Tabela 6.16 Registo de contingências ocorridas

Contingência	-	7	15	20	28	5	10	16
Prob. Ocorr.	0.9787	0.0017	0.0017	0.0005	0.0004	0.0005	0.0012	0.0017
Contingência	11	14	13	21	17	30	9	12
Prob. Ocorr.	0.0003	0.0017	0.0005	0.0006	0.0017	0.0004	0.0004	0.0005
Contingência	31	6	19	38	29	23	4	1
Prob. Ocorr.	0.0007	0.0004	0.0005	0.0006	0.0004	0.0005	0.0004	0.0004
Contingência	8	24	22	18	27	3	2	Outras
Prob. Ocorr.	0.0004	0.0004	0.0006	0.0004	0.0005	0.0004	0.0005	0.0003

Para uma maior facilidade na análise dos resultados obtidos, daqui em diante apenas é considerado que o sistema poderá residir nos estados onde se verifica uma maior probabilidade de ocorrência, estados estes que se encontram assinalados a cor vermelha.

Na tabela 6.15 são discriminadas todas as propostas recebidas em leilão, com especial incidência sobre a taxa de congestionamento prevista que um determinado FTR irá cobrir e respectiva decisão sobre a aceitação ou não da proposta efectuada para esse FTR.

Tabela 6.17 Caso 4: Resultado da filtragem das propostas

Propostas	Barramento		Preço Proposto (\$/MWh)	LMPj – LMPi (\$/MWh)	Comentário
	Origem (i)	Destino (j)			
PC1	7	3	18	17.73	Aceite
PC2	13	14	22	20.07	Aceite
PC3	22	20	2	0.79	Aceite
PC4	14	4	9	7.22	Aceite
PC5	18	8	17	18.88	Rejeitada
PC6	21	2	20	23.09	Rejeitada
PC7	23	1	25	22.53	Aceite
PC8	13	14	21	20.07	Aceite
PC9	14	4	10	7.22	Aceite
PC10	7	3	20	17.73	Aceite
PV1	13	7	25	24.74	Rejeitada
PV2	22	1	20	23.17	Aceite
PV3	16	10	15	15.92	Aceite
PV4	7	3	15	17.73	Aceite
PV5	13	14	19	20.07	Aceite

As propostas PC5, PC6 e PV1 não cumprem os requisitos necessários para ser aceites em leilão, pelo que existem efectivamente 12 propostas, divididas em 8 destinadas a compra e 4 a venda.

No seguimento desta subsecção, vão ser inicialmente apresentados os resultados para a situação tida como ideal, ou seja, sem a ocorrência de qualquer falha no sistema, expondo-se de seguida os resultados referentes às restantes situações.

Assim, na figura 6.20 são apresentadas os resultados obtidos pelo leilão, especificamente o despacho de cada FTR leiloado e seus respectivos MCPs.

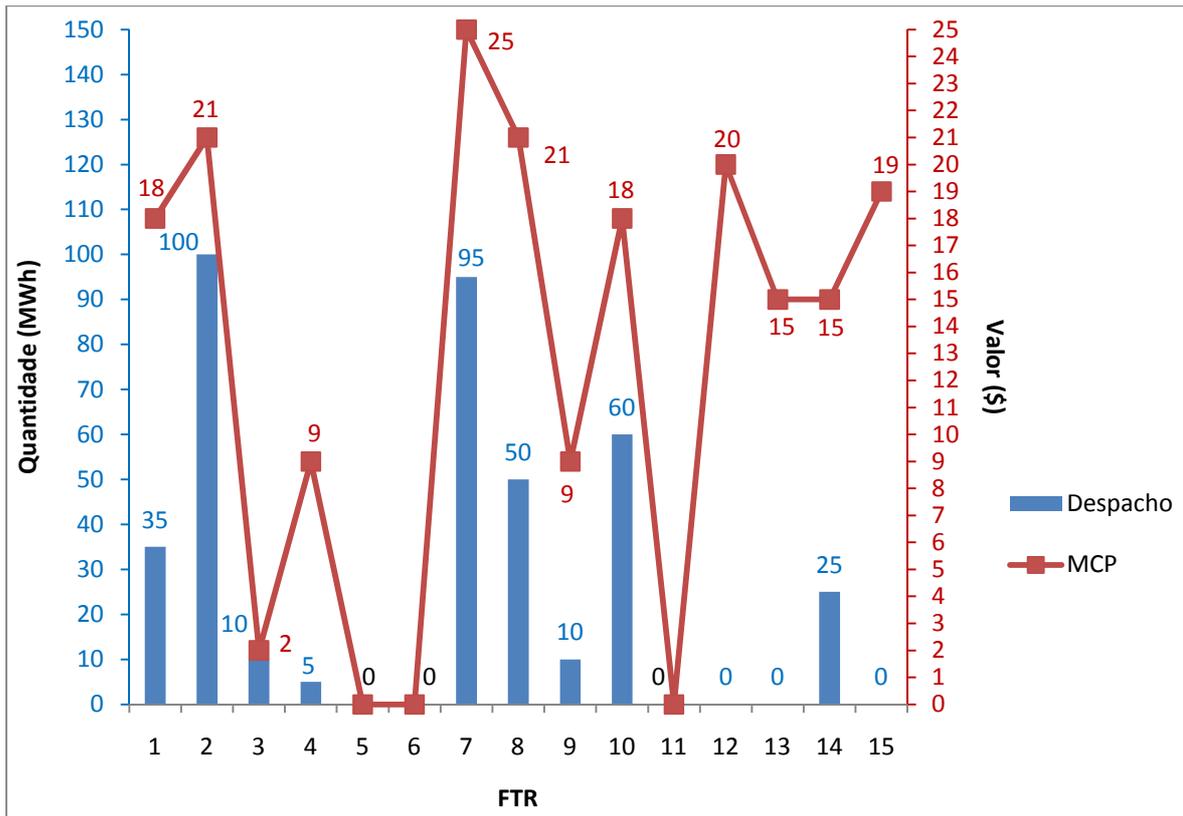


Figura 6.20 Caso 4: Resultado final de leilão sem ocorrência de qualquer contingência

Fazendo uma análise à figura 6.20, constata-se que a solução óptima encontra para uma situação topológica ideal, ou seja sem qualquer falha em qualquer elemento, apenas contempla uma proposta de venda. Do lado das propostas de compra apenas as propostas PC5 e PC6 não são contempladas, isto porque estas propostas não cumprem os requisitos necessários para serem aceites no leilão. As propostas PC2, PC3, PC4, PC7, PC8 e PC9 vêem satisfeitas as suas pretensões na totalidade, enquanto que as propostas PC1 e PC10 apenas são satisfeitas parcialmente. O valor nulo indexado a alguns MCPs é reflexo da não-aceitação dessas propostas no leilão.

De modo a se poder realizar uma análise com um maior detalhe aos resultados obtidos, apresenta-se na figura 6.21 e 6.22 os trânsitos de potência em todos os ramos e as potências injectas ou extraídas em cada barramento da rede eléctrica estudada.

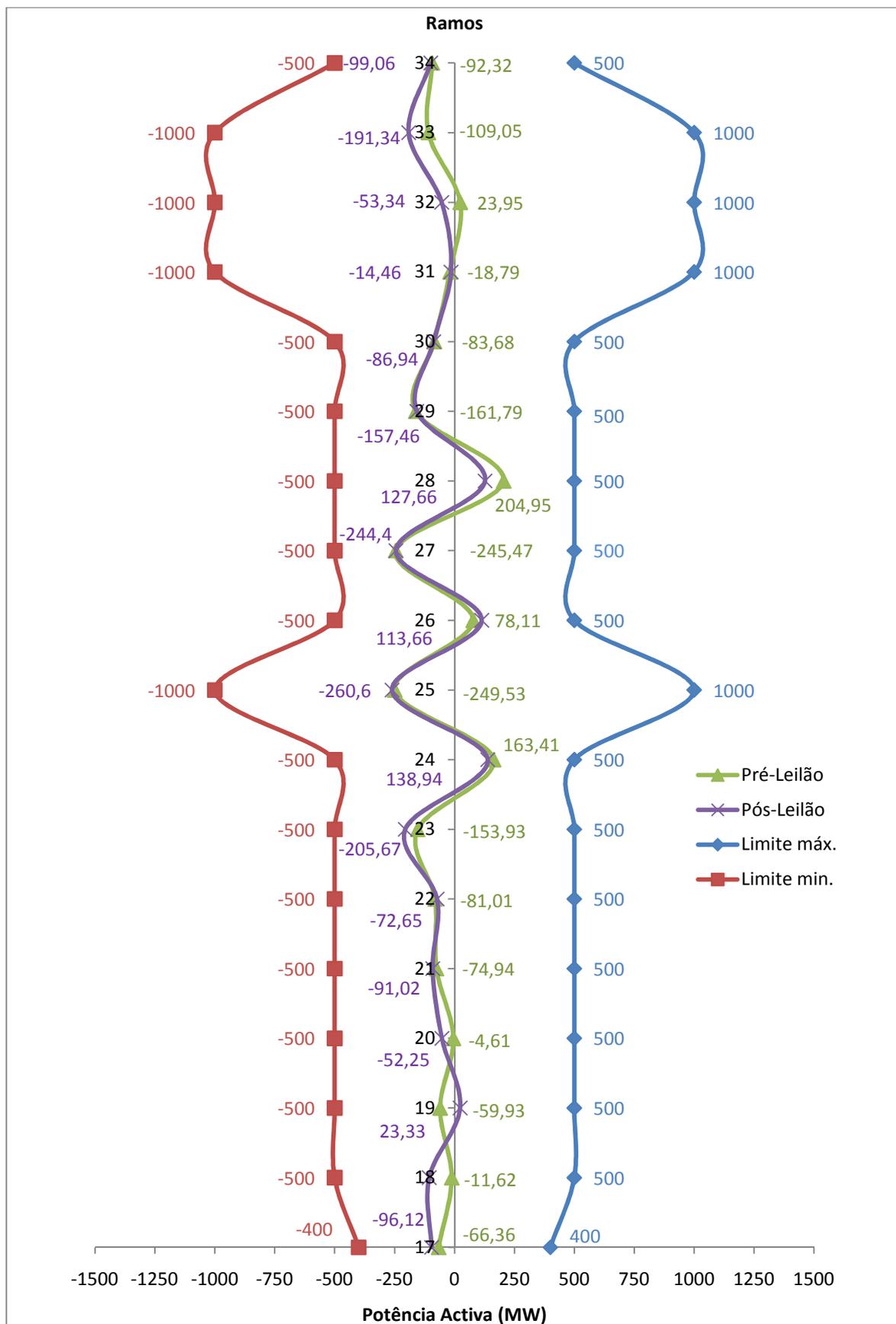


Figura 6.21 Caso 4: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão sem ocorrência de qualquer contingência (continua)

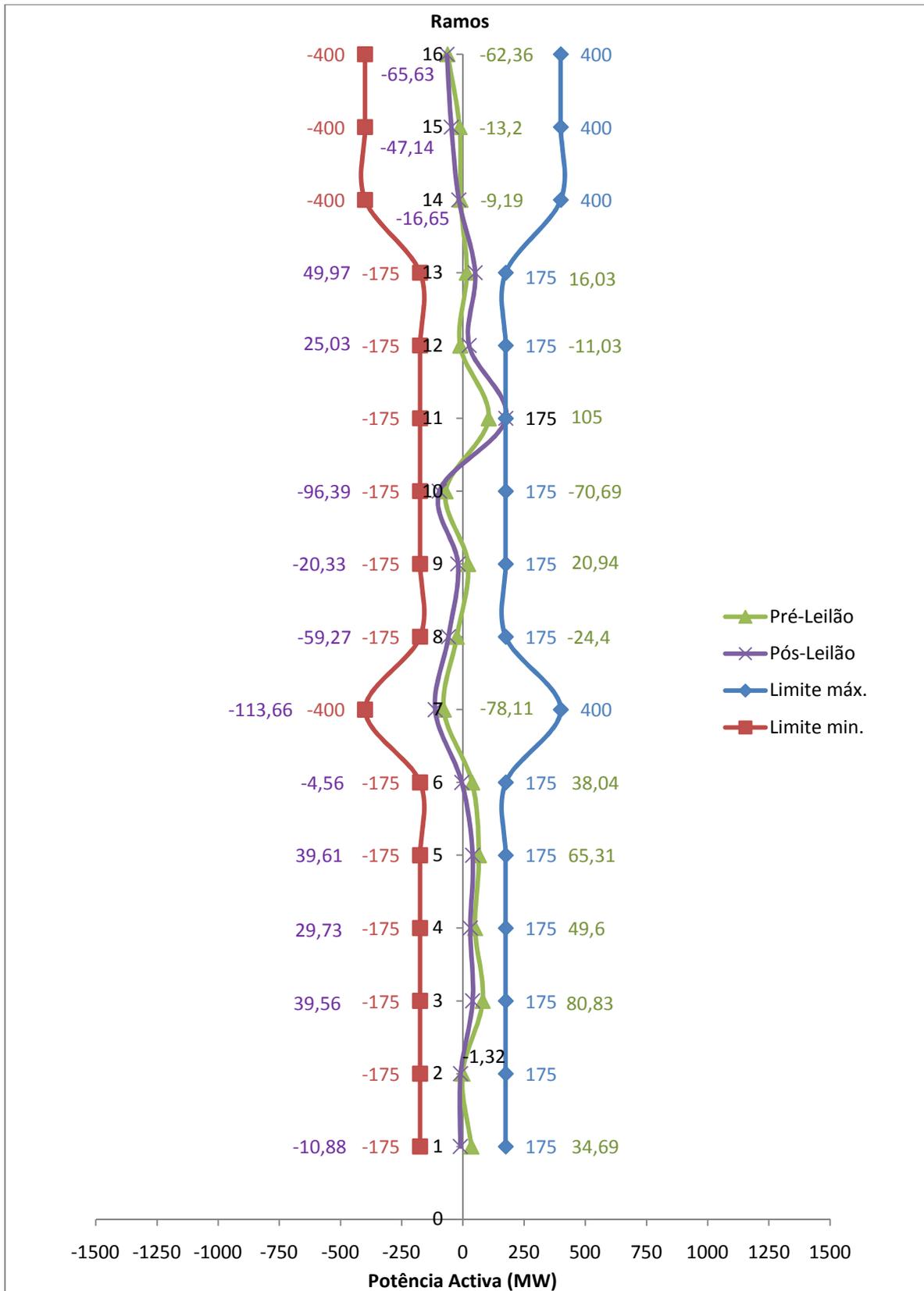


Figura 6.21 Caso 4: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão sem ocorrência de qualquer contingência

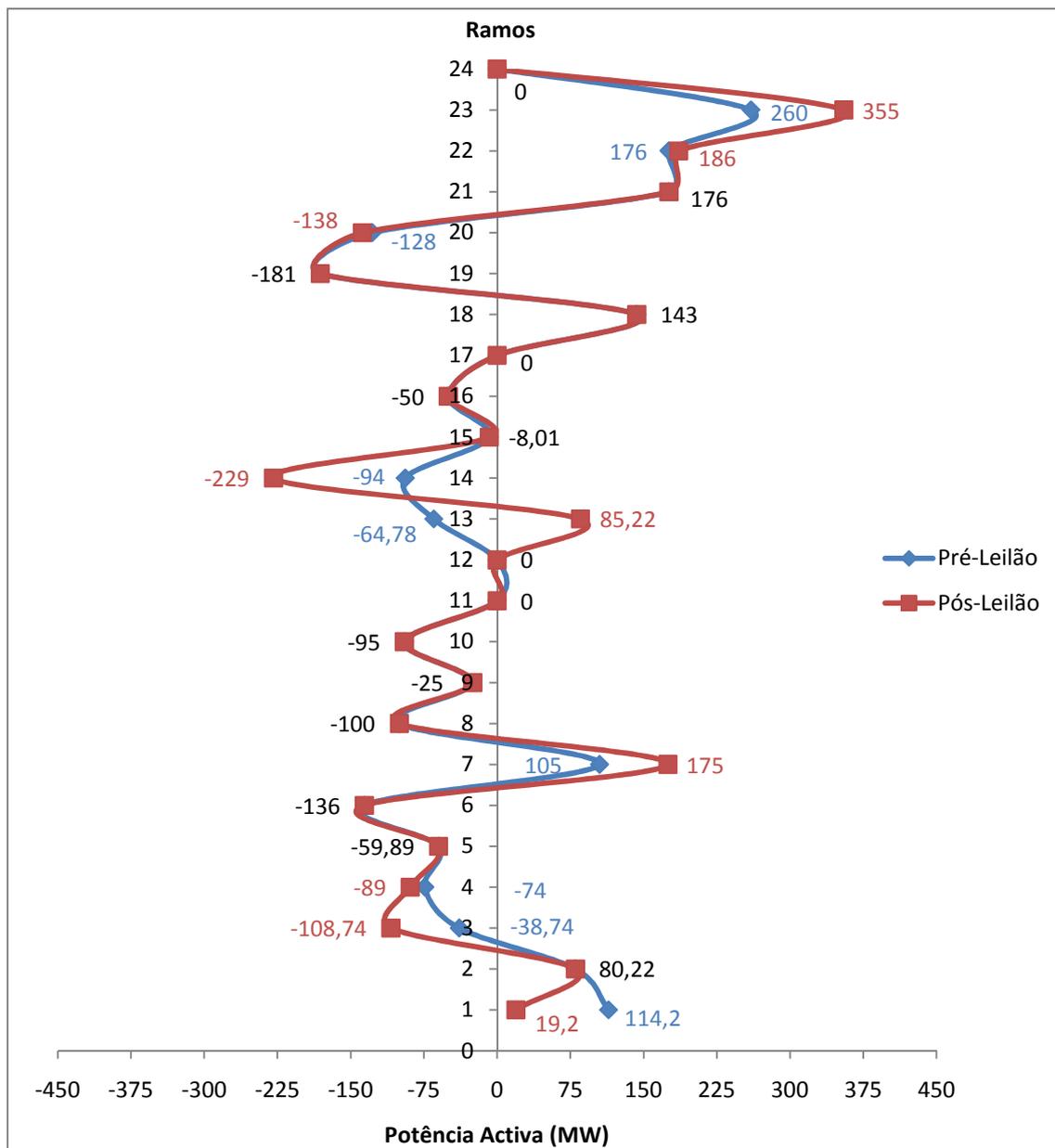


Figura 6.22 Caso 4: Potências injectadas antes e após a realização do leilão sem ocorrência de qualquer contingência

Analisando a figura 6.22 é facilmente constatável que o ramo 11, após a realização do leilão, encontra-se com a sua capacidade de transmissão esgotada. Este ramo é de extrema importância para o despacho das propostas PC1 e PC10, já que é a única interligação existente entre o barramento de injeção de ambas as propostas, barramento 7, e o restante sistema. Neste sentido é possível concluir que o despacho apresentado para as propostas relacionadas directamente com este ramo, PC1, PC10 e PV4 é o ideal de forma a maximizar os rendimentos do leilão, isto porque de forma a despachar a totalidade destas duas propostas de compra o simulador teve necessidade de recorrer a uma parcela da proposta PV4 de forma a libertar alguma da capacidade de transmissão

do ramo 11. No que respeita às restantes propostas, apenas o despacho das propostas de compra justifica-se pela elevada folga de capacidade de transmissão dos restantes ramos pelo que não existiu necessidade de reconfiguração da capacidade oferecida nas propostas de venda.

Passando agora para análise dos resultados obtidos nas restantes situações topológicas mencionadas anteriormente, exceptuando um possível cenário de falha no ramo 11 que será estudado mais adiante, verificou-se que em todas elas os resultados obtidos são coincidentes. Assim, na figura 6.23 é apresentado o despacho referente à atribuição dos diferentes FTRs em leilão e seus respectivos MCPs.

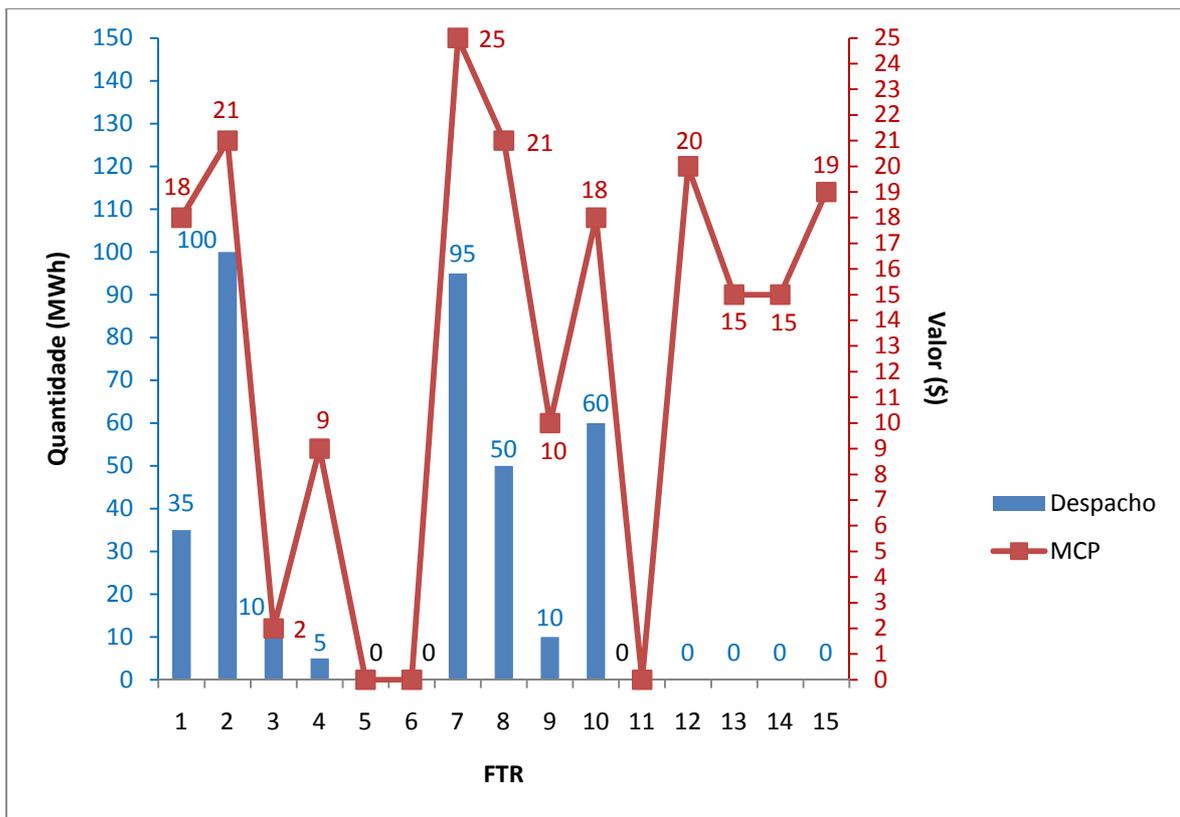


Figura 6.23 Resultado final do leilão considerando contingências

Analisando o gráfico ilustrado na figura anterior verifica-se que, contrariamente ao que seria de esperar, na possibilidade de ocorrência de um qualquer cenário de falha de um ramo estudado, os resultados óbitos mostraram uma atribuição de FTRs mais rentável para o ISO, ou seja todas as propostas de compra que efectivamente estiveram presentes em leilão foram igualmente satisfeitas na sua totalidade, no entanto não existiu necessidade de recorrer à compra de qualquer proposta de venda. De facto o ISO não sentiu necessidade de adquirir nenhum dos FTRs propostos já que nenhum dos ramos do sistema ficou congestionado com a satisfação total das propostas de compra, como se pode verificar pelos trânsitos de potência apresentados na figura 6.24.

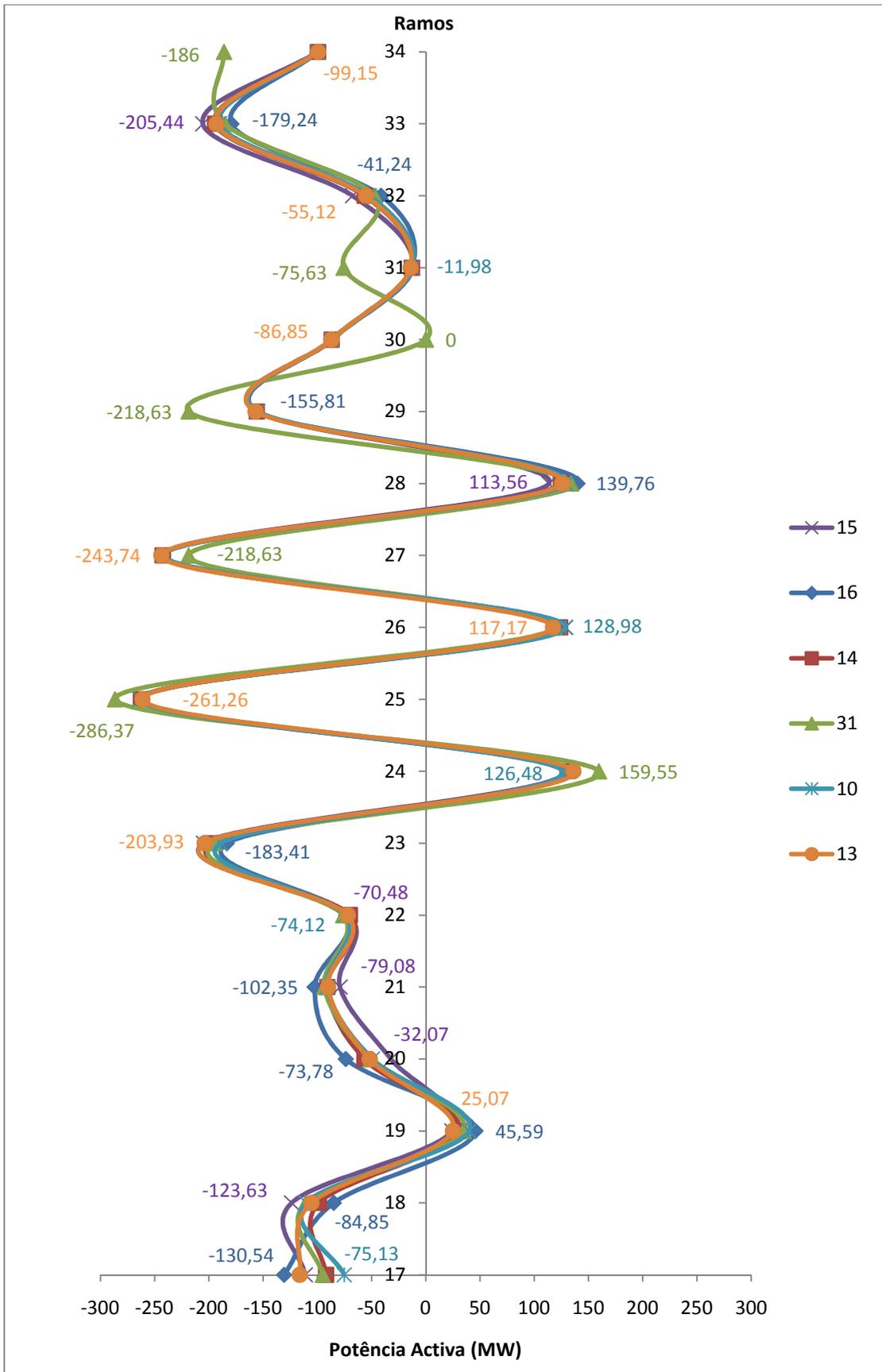


Figura 6.24 Caso 4: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão considerando contingências (continua)

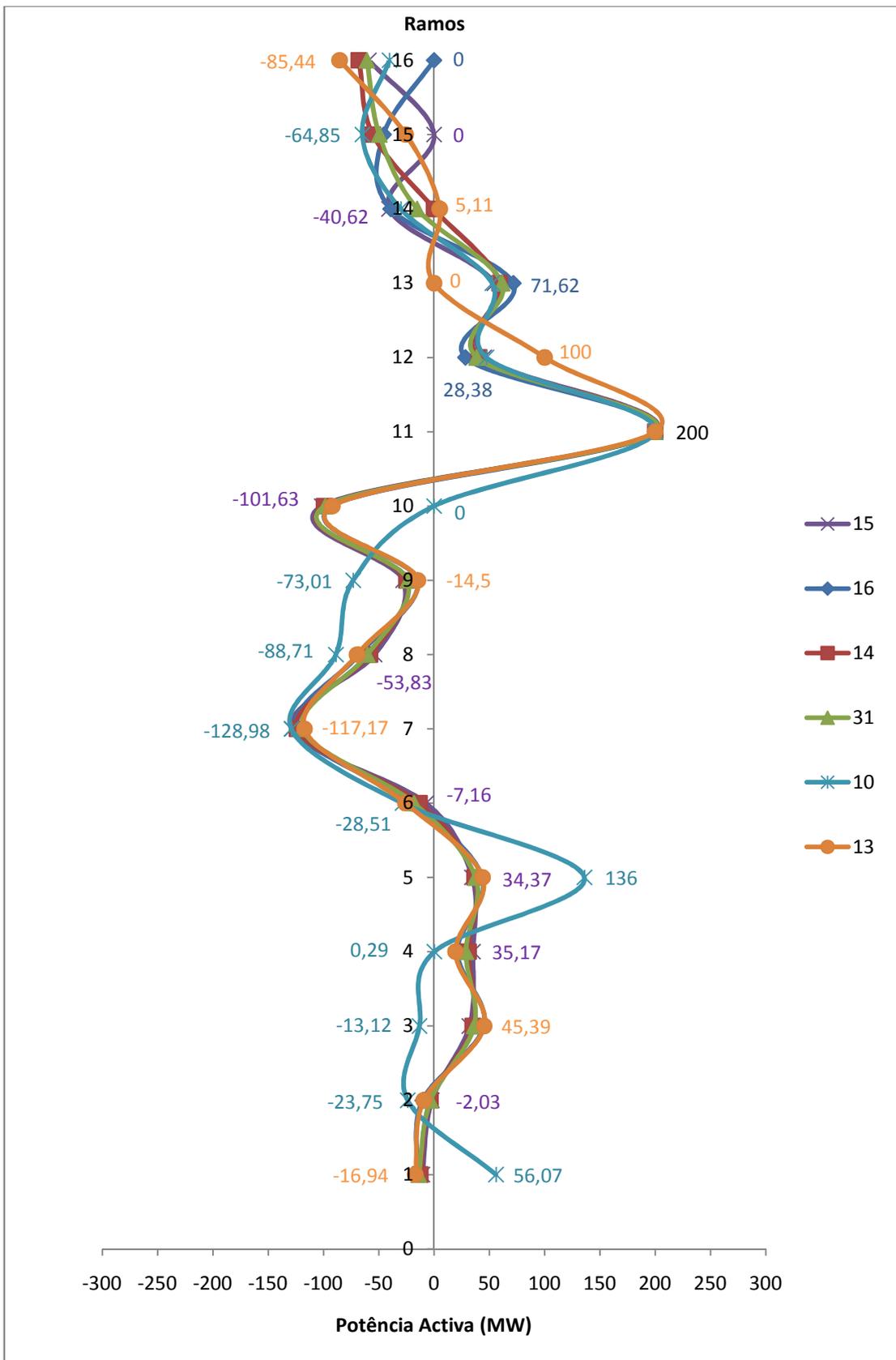


Figura 6.24 Caso 4: Trânsitos de potência verificados antes e após a realização do leilão considerando contingências

Fazendo uma comparação entre as figuras 6.21 e 6.24 constata-se que apesar de nos casos em que são consideradas as saídas de um ramo de serviço, a capacidade de transmissão total da rede eléctrica aumenta, fruto do aumento de 20% na capacidade de transmissão momentânea dos ramos referente ao seu funcionamento temporário em sobrecarga. Este aumento de capacidade de transmissão reflecte-se nomeadamente no ramo 11, ramo este que, na situação topológica sem ocorrência de qualquer falha, mostrou estar no seu limite nominal de capacidade de transmissão, que deste modo consegue satisfazer o aumento de trânsito de potências solicitado e consequentemente as potências injectadas nos barramentos circundantes, razão pela qual não existiu a necessidade de se recorrer à aquisição de nenhum dos FTRs disponibilizados para venda.

Nas figuras 6.25 e 6.26 apresentam-se os resultados projectados para os vários cenários previstos neste último caso.

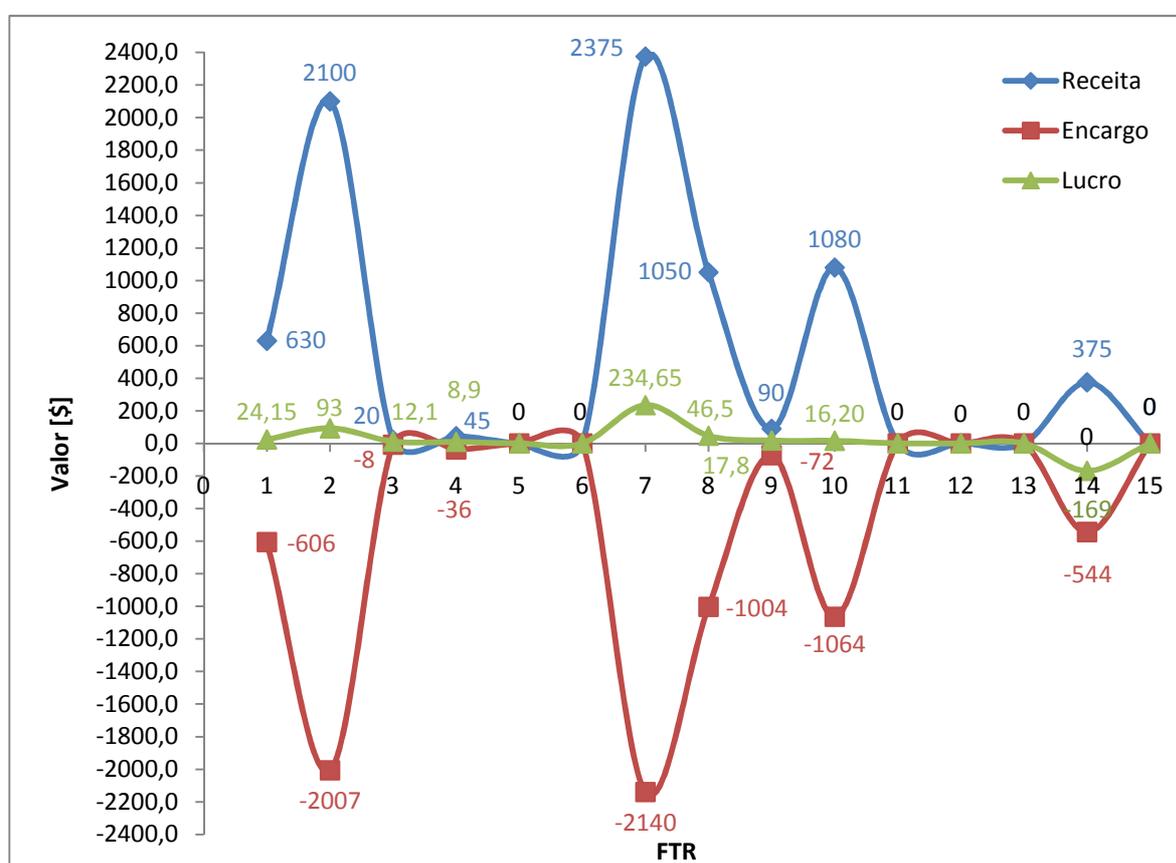


Figura 6.25 Caso 4: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão não considerando a ocorrência de contingências

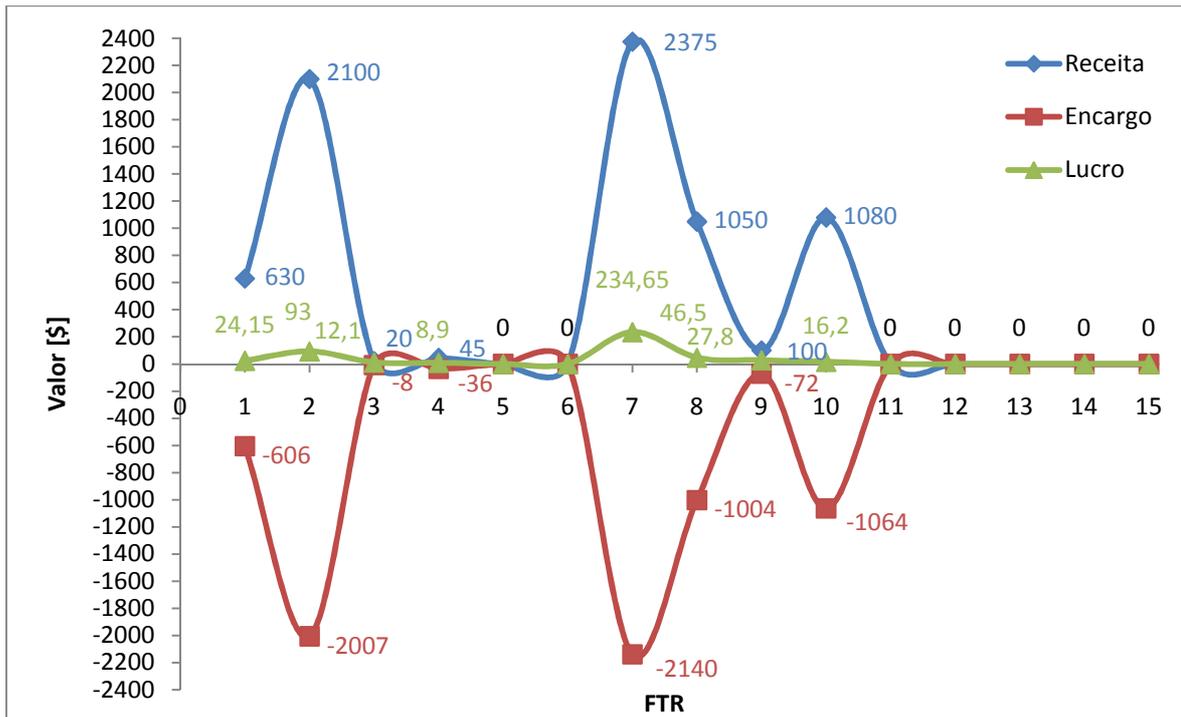


Figura 6.26 Caso 4: Receita, encargo e lucro obtidos pela realização do leilão considerando contingências.

Como se pode conferir pelos gráficos anteriormente expostos, em ambos os casos os objectivos para os quais esta ferramenta foi proposta são cumpridos, ou seja nos dois casos o ISO obtém receitas positivas. Para o cenário onde não ocorre qualquer falha em nenhum ramo o lucro previsto é de \$452.31, enquanto para o cenário de ocorrência de uma falha num determinado ramo o lucro previsto cifra-se em \$463.30. Esta discrepância de valores, como já foi referido anteriormente, é explicada pelo aumento momentâneo da capacidade, em cerca de 20%, dos ramos constituintes do sistema, devido ao seu funcionamento em regime de sobrecarga. Este aumento de capacidade momentânea faz com que a capacidade global do sistema aumente reflectindo-se, obviamente, no aumento da capacidade dos FTRs que podem co-habitar no sistema e conseqüentemente num aumento dos lucros por parte do ISO.

Por último é feita uma referência para o cenário onde se verifica uma ocorrência de uma falha no ramo 11. Na ocorrência deste cenário verifica-se que os FTRs já contratualizados (caso base) são impossíveis de satisfazer, isto porque a falha deste ramo leva a ocorrência de uma ilha eléctrica no sistema, razão pela qual o simulador não encontra nenhuma solução possível.

7. CONCLUSÕES

Ao longo deste trabalho foram vários os temas discutidos, assim como: o problema do risco associado à volatilidade dos preços de energia, resultado da utilização de algumas das técnicas de gestão do congestionamento da transmissão; as ferramentas utilizadas na atenuação desse mesmo risco; e as diferentes formas como essas mesmas ferramentas se encontram ao dispor dos diversos agentes de mercado.

Dadas as características do presente trabalho, a vasta abrangência das temáticas e os horizontes temporais envolvidos, as sinergias foram focalizadas no desenvolvimento, e respectivo teste, de uma ferramenta computacional denominada de SIM_AuctFTR, que permite a resolução de um problema de leilão de FTRs, para um determinado período temporal, em ambiente de mercado.

Após a implementação do SIM_AuctFTR foi possível simular quatro leilões em outros tantos cenários de estudo. Os quatro casos de estudo apresentados foram idealizados de forma a se validar os resultados obtidos pelo simulador (caso de estudo 1), analisar o comportamento do simulador perante uma rede com algumas limitações de capacidade de transmissão devido a alguma sobrelotação de FTRs já atribuídos (caso de estudo 2) e outra rede que apresenta uma vasta capacidade de transmissão disponível para atribuição em leilão (caso de estudo 3). Com o último caso de estudo foi pretendido testar o comportamento do simulador perante os dados de fiabilidade da rede disponibilizados.

Numa primeira análise aos resultados obtidos, com especial incidência para os resultados financeiros obtidos para cada um dos leilões simulados, verifica-se que a atribuição dos FTRs, propostos a leilão, é realizada tendo em conta a adequação da receita provenientes destes direitos, de modo a se cobrir as despesas que esses FTRs possam representar para ISO, chegando mesmo nos quatro casos a obter-se um excedente financeiro. A obtenção destes valores deveu-se à forma como a filtragem das propostas e a atribuição dos MCPs foi realizada, ou seja, ao usar como critério de aceitação das propostas o facto de estas não representarem um futuro prejuízo para ISO, faz com que apenas tenhamos em jogo, no leilão, as propostas realmente interessantes do ponto de vista financeiro. Relativamente à formação do MCP o critério utilizado baseou-se no valor mais alto ou baixo das ofertas aceites, sejam elas de venda ou compra respectivamente. Desta forma mais uma vez é garantido que o preço adoptado não implicará qualquer tipo de prejuízo para o ISO ao invés de alguns modelos apresentados, tomando por exemplo [ALOMOUSH9 9] onde se

verifica que o MCP atribuído aos FTRs referentes às PV é superior ao seu respectivo *payoff*, o que representará um prejuízo para ISO contrariando, desta forma, a filosofia da adequação da receita.

É possível observar tanto pela formulação do problema como pelos resultados obtidos na simulação dos diferentes cenários, que a metodologia desenvolvida procura obter uma maximização das receitas financeiras provenientes da alocação dos diversos FTRs submetidos a leilão. Pelas atribuições de FTRs aferidos nos diversos cenários estudados, ao longo do presente trabalho, verifica-se uma tendência por um critério baseado numa satisfação prioritária das propostas de compra até a verificação da atribuição total da capacidade de transmissão disponível na rede de transmissão em causa. Caso se verifique o ponto anterior, o simulador começará então a satisfazer as propostas de venda, mantendo sempre o compromisso de maximização das receitas contrabalançando com a necessidade de satisfação de todas as propostas. O compromisso entre a combinação destes dois factores com as restrições técnicas inerentes ao sistema, produzirá a solução ideal para o problema do leilão.

Destaque ainda para a valência referente à simulação de estados que dota o SIM_AuctFTR da capacidade de prever vários possíveis cenários topológicos, possibilitando a reconfiguração dos diversos FTRs atribuídos consoante uma possível falha e conseqüente saída de serviço de uma determinada linha de transmissão. No caso de estudo 4 foi perceptível uma situação curiosa relativamente à diferenciação da distribuição dos FTRs consoante a situação topológica, verificando-se que aquando da falha de um determinado ramo, a distribuição total destes direitos superava a atribuição em cenário topológico dito normal. Este caso, como já foi explicado, deve-se à possibilidade de funcionamento temporário, em regime de sobrecarga, dos diversos ramos do sistema, quando se verifica uma situação de contingência ‘*n-1*’.

Pelo exposto anteriormente pode-se afirmar que a metodologia apresentada nesta dissertação pode ser uma boa ajuda na gestão dos FTRs de um determinado SEE de modo a se realizar uma boa gestão de taxas de congestionamento e restrições de linhas.

Como complemento ao presente trabalho foi realizada uma publicação [ERMIDA10], apresentada no âmbito da 7^a Conferência Internacional sobre o tema “Mercado Energético Europeu” (EEM).

7.1. PERSPECTIVAS FUTURAS

A temática na qual se baseia o presente trabalho é uma área algo recente no âmbito dos mercados de energia, existindo neste domínio um vasto leque de áreas onde poderão ser realizados desenvolvimentos significativos. Neste sentido, a presente dissertação abre perspectivas de

investigação e desenvolvimento, quer de alguns temas nela abordados, quer de temas com ela relacionados, sendo de destacar os seguintes:

- Dotar a ferramenta desenvolvida de capacidade de simulação de um leilão onde sejam oferecidos simultaneamente FTRs obrigações e opções. Viabilizando esta ferramenta para mercados onde estes FTRs sejam utilizados. Eventualmente seria igualmente interessante incluir neste leilão a opção de leiloar FGR, visto que estes direitos têm sido alvo, na actualidade, de diversos estudos de forma a avaliar a sua integração nestes mercados;
- Adoptar o modelo desenvolvido a um leilão multi-período que permitirá no mesmo leilão uma atribuição de direitos com diferentes horizontes temporais e prazos de validade;
- Simular formas diferentes de formulação do preço de fecho do leilão assim como optar por uma função objectivo que privilegie questões técnicas ao invés de questões económicas. Desta forma poderá ser possível analisar comportamentos e estratégias adoptadas pelos agentes de mercado, bem como fazer uma comparação dos resultados obtidos identificando a melhor opção a tomar. No caso concreto da questão da função objectivo deverá ter-se sempre em conta a questão da adequação das receitas, o que de alguma forma poderá inviabilizar a opção anteriormente proposta;
- Um aspecto actualmente muito em voga e de extrema importância na abordagem à temática dos leilões, no âmbito do mercado energético, é a questão da manipulação de mercado exercido pelas grandes companhias que, em norma, actuam nestes sectores. Neste sentido seria interessante dotar este simulador de algum tipo de valência nesta área específica, nomeadamente recorrendo ao divulgadíssimo “índice de *Lerner*”.

Por último, numa alteração mais profunda ao simulador aqui apresentado, será interessante proceder a alteração do modelo utilizado para a descrição das condições de operação da rede. Assim, deverá ser desenvolvida uma formulação aproximada que permita incluir o efeito das potências reactivas, do módulo das tensões e eventualmente as perdas marginais.

Referências Documentais

- [ALDERETE05] ALDERETE, Guillermo Bautista - *Alternative Models to Analyze Market Power and Financial Transmission Rights in Electricity Markets*. University of Waterloo, 2005.
- [ALMOUSH99] ALOMOUSH, M.I.; SHAHIDEHPOUR, S.M. - *Generalized model for fixed transmission rights auction*, 1999.
- [ALSAÇO99] ALSAÇO.; BRIGHT, J.M.; BRIGNONE, S.; PRAIS, M.; SILVA, C.; STOTT, B.; VEMPATI, N. - *The Rights to Fight Price Volatility*, 1999.
- [ARROYO05] ARROYO, J.; GALIANA, F. – *Energy and Reserve Pricing in Security and Network-Constrained Electricity Markets*, 2005.
- [BAUTISTA03] BAUTISTA, G.; QUINTANA, V. H. - *Congestion Management and Market Power in Electricity Markets. Technical Report ECE-6*, 2003.
- [BAUTISTA04] BAUTISTA, Guilenno; QUINTANA, Victor H.; AGUADO, José A. - *Interaction of Market Power and Financial Transmission Rights in Power Networks*, 2004.
- [BISKAS06] BISKAS, P. N.; ZIOGOS, N. P.; BAKIRTZIS, A. G. - *Analysis of amonthly auction for financial transmission rights and flow-gate rights*, 2006.
- [CALIFORNIA ISO10] CALIFORNIA ISO - *Business Praticce Manual for Congestion Revenue Rights*, 2010.
- [CALIFORNIA ISO09] CALIFORNIA ISO - *Training for the 2009 Annual FTR Auction*, 2009.
- [CHAO00] CHAO, Hung-po; PECK, Stephen; OREN, Shmuel; WILSON, Robert - *Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management*, 2000.
- [CHRISTIE00] CHRISTIE, R. D.; WOLLENBERG B.F. and WANGENSTEEN - *Transmission Management in the Deregulated Environment*, 2000.
- [DAVID01] DAVID, A. K. and WEN, F. - *Market Power in Electricity Supply*, 2001.
- [DELAUNOY02] DELAUNOY, Roberto Méndez - *Terificación de Congestión y Derechos de Transmisión en Mercados Eléctricos*. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 2002.
- [ERMIDA10] ERMIDA, P.; FERREIRA, J.; VALE, Z.; SOUSA, T. - *Auction of Financial Transmission Rights in Electricity Market Environment*; Instituto Politécnico do Porto, 2010.
- [FERREIRA06-1] FERREIRA, Judite; VALE, Zita; CARDOSO, José; JOÃO, Manuel - *Locational Marginal Price Simulator*, ICKEDS'06, Abril 2006, Lisboa.
- [FERREIRA06-2] FERREIRA, Judite; VALE, Zita; CARDOSO, José - *Firm Transmission Rights Simulator*, na sessão especial intitulada “New Solutions in Energy generation and Transaction” intitulada na conferência Internacional - Power Systems - PE'06, Setembro 2006, Lisboa.
- [FERREIRA07] FERREIRA, Maria Judite Madureira da Silva - *Tarifação da Transmissão e Gestão do Congestionamento em Sistemas Eléctricos Liberalizados*. Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, 2007.

- [FERREIRA09] FERREIRA, Judite; VALE, Zita; PUGA, Ricardo - *Nodal Price Simulation in Competitive Electricity Markets*, na EEM 09- 6th International Conference on the European Electricity Market, 27 - 29 May 2009, Leuven, Belgium.
- [FERREIRA10] FERREIRA, Judite; RAMOS,Sérgio; VALE, Zita and SOARES, J. P. - *Data Mining Contributions to Characterize Locational Marginal Prices*, IEEE PES General Meeting 2010, Minneapolis, Minnesota USA, Jul., 2010.
- [GRIBIK05] GRIBIK, Paul R.; SHIRMOHAMMADI Dariush; GRAVES, Joseph S.; KRITIKSON, James G. - *Transmission Rights and Transmission Expansions*, 2005.
- [HOGAN02] HOGAN, William W. - *Financial Transmission Right Formulations*, 2002.
- [HUI09] HUI, Xu; YI, Tang; QIU-LAN, Wan - *Implementation of AC Optimal Power Flow Based Financial Transmission Right Auction under Static Security Constraints*, 2009.
- [KRISTIANSEN06] KRISTIANSEN, Tarjei - *Allocation of long-term financial transmission rights for transmission expansion*, 2006.
- [KRISTIANSEN-01] KRISTIANSEN, Tarjei - *Financial Transmission Rights – Experiences and Prospects*.
- [KRISTIANSEN-02] KRISTIANSEN, Tarjei - *Markets for Financial Transmission Rights*.
- [KUMAR05] KUMAR, Ashwani; SRIVASTAVA, S.C.; SINGH, S.N. - *Congestion management in competitive power market: A bibliographical survey*, 2005.
- [LI04] LI, T.; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, Z. - *Bidding strategy for FTR obligations in transmission markets*, 2004.
- [LI05-01] LI, Tao; SHAHIDEHPOUR, Mohammad - *Risk-Constrained FTR Bidding Strategy in Transmission Markets*, 2005.
- [LI05-02] LI, Wenyuan - *Risk Assessment of Power Systems, Models, Methods, and Applications*, 2005.
- [LODO00] LODO, Luís Manuel Martins Vieira - *Determinação de Índices de Fiabilidade em Sistemas Eléctricos Utilizando o Método de Monte Carlo*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2000.
- [LYONS00] LYONS, Karen; FRASER, Hamish; PARMESANO, Hethie - *An Introduction to Financial Transmission Rights*, 2000.
- [MA02] MA, Xingwang; SUN, David I.; OTT, Andy - *Implementation of the PJM Financial Transmission Rights Auction Market System*, 2002.
- [MÉNDEZ04] MÉNDEZ, Roberto; RUDNICK, Hugh - *Congestion Management and Transmission Rights in Centralized Electric Markets*, 2004.
- [NEW ENGLAND ISO09] NEW ENGLAND ISO - *Market Rule 1 – Standard Market Design*, 2009.
- [NEW YORK ISO07] NEW YORK ISO - *Transmission Congestion Contracts Manual*, 2007.
- [PARMESHWARAN09] PARMESHWARAN, Vijay; MUTHURAMAN, Kumar - *FTR-option formulation and pricing*, 2009.
- [PEREIRA04] PEREIRA, Luís Afonso - *Congestionamento das linhas de transporte de energia eléctrica e aquisição de direitos de transmissão: uma proposta de modelização para o mercado ibérico*. Faculdade de Economia da Universidade do Porto, 2004.
- [PJM08] PJM - *Long Term FTR Market Training*, 2008.
- [PJM09] PJM - *Manual 06: Financial Transmission Rights*, 2009.

- [PJM05-01] PJM - *Workshop on PJM ARR and FTR Market 2009/2010*, 2005.
- [PJM05-02] PJM - *Monthly Balance of Planning Period FTR Auction*, 2005.
- [QI04] QI, L. and HUANG, W. - *The Impact of Contract for Difference on the Market Power in the Restructured Zhejiang Electricity Market*, 2004.
- [REN05] REN (Rede Eléctrica Nacional) - *Plano de Investimento da Rede Nacional de Transporte 2006-2011*, 2005.
- [SARKAR08-01] SARKAR, V.; KHAPARDE, S. A. - *A Comprehensive Assessment of the Evolution of Financial Transmission Rights*, 2008.
- [SARKAR08-02] SARKAR, V.; KHAPARDE, S. A. - *Implementation of LMP-FTR Mechanism in an AC-DC System*, 2008.
- [SARKAR08-03] SARKAR, V.; KHAPARDE, S. A. - *Introduction to Multidimensional Financial Transmission Rights*, 2008.
- [SHAHIDEHPOUR02] SHAHIDEHPOUR, Mohammad; YAMIN, Hatim; LI, Zuyi - *Market Operations in Electric Power Systems - Forecasting, Scheduling, and Risk Management*, 2002.
- [SILVA08] SILVA, João Odilon Freitas e - *Alocação de custos de congestionamento em redes de transmissão de energia eléctrica baseada no princípio usuário-pagador*. Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, 2008.
- [SÓRIA08] SÓRIA, Rodrigo Vieira - *Uma Proposta para Mitigação do Risco de Congestionamento da Transmissão em Sistemas Hidrotérmicos*. Universidade Federal de Santa Catarina, 2008.
- [SOUSA97] SOUSA, António Augusto Varjão Teixeira de - *Estudos de fiabilidade Utilizando o Método de Simulação de Monte Carlo Integrando Informação Expressa sob a forma de números imprecisos*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 1997.
- [STOFT02] STOFT, S. - *Power System Economics*, New York: Wiley, 2002.
- [TANG08] TANG, Yi; XU, Hui; WAN, Qiulan - *Research on the Application of Financial Transmission Right in Congestion Management*, 2008.
- [TORRES04] TORRES, Pedro Miguel Casalou - *Metodologias de Resolução de Congestionamentos: Rede Ibérica de Transporte de Electricidade*. Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa, 2004.
- [YANG06] YANG, Dan; HALLAM, Ame; CHEN, Yanni; WANG, Xiaoming; YANG, Fan - *Optimal Bidding Strategy for Financial Transmission Right*, 2006.
- [ZIOGOS06-01] ZIOGOS, N. P.; TELLIDOU, A. C.; GOUNTIS, V. P.; BAKIRTZIS, A. G. - *A Reinforcement Learning Algorithm for Market Participants in FTR Auctions*, 2006.
- [ZIOGOS06-02] ZIOGOS, N. P.; BAKIRTZIS, A. G. - *Analysis of a yearly multi-round, multi-period, multi-product transmission rights auction*, 2006.
- [WEB01] <http://pscal.ece.gatech.edu/testsys/>
- [WEB02] <http://wolfweb.unr.edu/~cevrenosglu/misc/viz/bus118/bus118.jpg>

Bibliografia

- ARCE, José; WILSON, Scott - *Managing Congestion Risk in Electricity Markets*, 2004.
- BABAYIGIT, Cihan; ROCHA, Patricio; DAS, Tapas K. - *A Two-Tier Matrix Game Approach for Obtaining Joint Bidding Strategies in FTR and Energy Markets*.
- BALDICK, Ross - *Border flow rights and contracts for differences of differences: Models for Electric Transmission Property Rights*, 2007.
- BALDICK, Ross - *Border flow rights and Contracts for differences of differences: Models for Transmission Property Rights*, 2005.
- BENJAMIN, Richard - *A further inquiry into FTR properties*, 2009.
- BOWRING, Joseph; CRAMTON, Peter; STOFT, Steven - *An Auction to Procure Capacity in a Load Pocket*, Joseph Bowring.
- BYKHOVSKY, Alex; JAMES, Douglas A.; HANSON, Charity A. - *The Introduction of Option Financial Transmission Rights into the New England Market*, 2005.
- DAVIS, Nathaniel J. - *Revisions to Credit Requirements for FTR Auction*, 2008.
- DENG, S. J.; OREN, S. S. - *Electricity derivatives and risk management*, 2006.
- DENG, Shi-Jie; OREN, Shmuel; MELIOPOULOS, Sakis - *The Inherent Inefficiency of the Point-to-Point Congestion Revenue Right Auction*, 2004.
- DENG, Shi-Jie; OREN, Shmuel; MELIOPOULOS, Sakis - *The inherent inefficiency of simultaneously feasible financial transmission rights auctions*, 2010.
- DUTHALER, Christof; FINGER, Matthias - *Evolution of Transmission Rights in the European Electricity Market*, 2009.
- DUTHALER, Christof; FINGER, Matthias - *Financial Transmission Rights in Europe's Electricity Market*, 2008.
- EFET (European Federation of Energy Traders) - *Dual Purpose Transmission Rights*, 2008.
- ENTSO (European Transmission System Operators) - *Transmission Risk Hedging Products: Solutions for the Market and Consequences for the TSOs*, 2006.
- EVANS, Lewis; MEADE, Richard - *Economic Analysis of Financial Transmission Rights (FTRs) With Specific Reference to the Transpower Proposal for New Zealand*, 2001.
- FERREIRA, J.; VALE, Z.; CARDOSO, J. - *Congestion Management and Bilateral Contracts Effects in the Transmission Rights*, WSEAS Transactions on Power Systems, Vol.1, pp 1329-1336, 2006.
- GARCIA, Reinaldo C.; CONTRERAS, Javier; CORREIA, Pedro F.; MUNÓZ, José I. - *Transmission assets investment timing using net present value curves*, 2009.
- HAO, Shangyou; SHIRMOHAMMADI, Dariush - *Congestion Management with Ex Ante Pricing for Decentralized Electricity Markets*, 2002.
- HARVEY, Scott M.; HOGAN, William W. - *Loss Hedging Financial Transmission Rights*, 2002.
- HOGAN, William W. - *A Concurrent Auction Model for Transmission Congestion Contracts*, 1997.

- HOGAN, William W. - *Financial Transmission Right Incentives: Applications Beyond Hedging*, 2002.
- HOGAN, William W. - *Flowgates Rights and Wrongs*, 2000.
- HOGAN, William W.; POPE, Susan L. - *TCC Obligations and Options*, 2001.
- HOGAN, William W. - *Transmission Market Design*, 2003.
- HUA, Ke; XIE, Kai; GUO, Zhizhong - *Point-to-Point FTR Obligations Auction Based on AC-OPF by Interior Point Methods*, 2006.
- KRISTIANSEN, Tarjei; ROSELLÓN, Juan - *A Merchant Mechanism for Electricity Transmission Expansion*.
- KRISTIANSEN, Tarjei - *Markets Emphasizing Transmission*. Norwegian University of Science and Rechnology, 2004.
- KRISTIANSEN, Tarjei - *Merchant Transmission Expansion Based on Financial Transmission Rights*, 2005.
- KRISTIANSEN, Tarjei - *Provision of financial transmission rights including assessment of maximum volumes of obligations and options*, 2006.
- KOCKAR, Ivana; GALIANA, Francisco D.; KIRSCHEN, Daniel S. - *Pay-as-Bid Auctions for a Firm Bilateral Status*, 2005.
- LESIEUTRE, Bernard C.; HISKENS, Ian A. - *Convexity of the Set of Feasible Injections and Revenue Adequacy in FTR Markets*, 2005.
- LIU, Minghai; GROSS, George - *Congestion rents and FTR evaluations in mixed-pool-bilateral systems*, 2008.
- LIU, Minghai; GROSS, George - *Electrical Power and Energy Systems*, 2008.
- MA, Xingwang; SUN, David I.; ROSENWALD, Gary W.; OTT, Andy L. - *Advanced Financial Transmission Rights in the PJM Market*, 2003.
- MIDWEST ISO - *ARR/FTR Market Update: ATC Customer Meeting*, 2009.
- MIDWEST ISO - *Financial Transmission Rights: FTR Market Participant User's Manual*, 2008.
- MIDWEST ISO - *FTR Auction walkthrough*, 2009.
- NEW ENGLAND ISO - *Market Rule 1 Accounting: Manual M-28*, 2009.
- O'NEILL, Richard P.; HELMAN, Udi; HOBBS, Benjamin F.; STEWART William R.; ROTHKOPF, Michael H. - *A Joint Energy And Transmission Rights Auction: Proposal and Properties*.
- OREN, S.; HEDMAN, K.; O'NEIL, R. - *Optimal Transmission Switching: When Economic Efficiency and FTR Markets Collide*, Economics of Energy Markets Conference, France, 2010.
- ORFANOIANNI, Tina; GROSS, George - *A General Formulation for LMP Evaluation*, 2007.
- OTT, Andy - *Fixed Transmission Right Auction*, 1999.
- PAIVA, José Pedro Sucena - *Redes de Energia Eléctrica : uma Análise Sistemática*, Lisboa: IST Press, 2005.
- PETERS, Lon L. - *The Impact of FERC Orders on the Value of Bidders in PJM*, 2009.
- PHILPOTT, Andy; PRITCHARD, Geoffrey - *Financial transmission rights in convex pool markets*, 2003.

- PRAÇA, I.; PINTO, T.; VALE, Z.; RAMOS, C. - *Multi-Agent Based Electricity market simulator with vpp: conceptual and implementation issues*, 2009.
- PRITCHARD, Geoffrey; PHILPOTT, Andy - *On financial transmission rights and market power*, 2004.
- ROSELLÓN, Juan - *Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion*, 2003.
- ROSENBERG, Dr. Michael - *CRR/FTR risks have their rewards*, 2008.
- RUFF, Larry E. - *Flowgates, Contingency-Constrained Dispatch, and Transmission Rights*, 2001.
- SARKAR, V.; KHAPARDE, S. A. - *A Robust Mathematical Framework for Managing Simultaneous Feasibility Condition in Financial Transmission Rights Auction*, 2006.
- SHEBLÉ, Gerald B. - *Computational Auction Mechanisms for Restructured Power Industry*, Boston: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- SILVA, João Odilon Freitas; CUERVO, Pablo - *A Used-Based Allocation Model for Revenue Adequacy in Congested Networks with Financial Transmission Rights Markets*, 2006.
- SINGH, Harry - *Markets for Transmission Rights*, 2003.
- WOOD, Allen J.; WOLLENBERG, Bruce F. - *Power Generation Operation and Control*, Second edition, Wiley Interscience, New York, 1996.
- www.FinancialTransmissionRights.com
- <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>