

**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
**Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação**



## **Otimização da carteira de ativos de geração de energia elétrica de uma empresa que atua no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária**

**MARCO MIGUEL DE ALMEIDA PINTO**  
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação de Mestrado para obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Eletrotécnica – ramo de Automação

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa  
Professor João Hermínio Ninitas Lagarto

Júri:

Presidente: Professor Luís Manuel dos Santos Redondo (ISEL)  
1º Vogal - Arguente: Professor Rui José Oliveira Nóbrega Pestana (ISEL)  
2º Vogal: Professor João Hermínio Ninitas Lagarto (ISEL)

**Fevereiro 2017**



# Agradecimentos

Gostaria de agradecer aos meus orientadores, Professor Jorge de Sousa e Professor João Hermínio Ninitas Lagarto, por todo o apoio demonstrado e disponibilidade ao longo da realização desta dissertação, assim como por todo o material de estudo fornecido para a realização da mesma.

Um agradecimento em especial para a minha esposa Sandra Ramos pela paciência e apoio ao longo destes anos académicos.

E por último, agradeço a todos os colegas de curso, em especial ao Pedro Botelho, pelo apoio e companheirismo em tantas horas de estudo.



# Resumo

A liberalização do mercado de energia elétrica alterou todo o processo de compra e venda de energia elétrica, criando uma forte concorrência entre as empresas de geração. O objetivo de uma empresa de geração inserida num mercado liberalizado é a maximização do seu lucro. Neste contexto, torna-se fundamental desenvolver estratégias de otimização destas empresas de geração nos mercados de energia, por forma a maximizarem o seu lucro.

Neste sentido, o presente trabalho tem como objetivo otimizar a carteira de uma empresa de geração no mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) e no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. A carteira desta empresa de geração é constituída por: uma central térmica e uma central hídrica reversível, as quais efetuam ofertas em separado e em conjunto no mercado diário como tomadoras de preço “price-taker” e como definidoras de preço “price-maker”. Já no mercado de reserva secundária serão ofertadas como tomadoras de preço, sem poder de mercado para alterar o preço de equilíbrio. Para tal, foi desenvolvido um modelo matemático que através da curva de procura residual modela o poder de mercado da empresa de geração.

Os resultados obtidos mostram uma melhor otimização quando a empresa atua em mercado com as suas centrais otimizadas em conjunto, também se verifica neste caso que a empresa de geração aumenta o seu poder de mercado no mercado diário dado que existe uma maior variação dos preços. Em suma verificou-se que a empresa de geração aumenta o seu lucro quando otimiza as suas centrais em conjunto. Desta forma, aumenta os resultados operacionais obtidos no mercado diário e vende com a sua carteira quase a totalidade da reserva secundária.

**Palavras-Chave:** central hídrica reversível, central térmica, empresa de geração, mercado diário, mercado de reserva secundária, otimização em mercado.



# Abstract

The liberalization of the electricity market has changed the whole process of buying and selling electricity, creating a strong competition among generation companies. The objective of a generation company inserted in a liberalized market is the maximization of its profit. In this context, it becomes fundamental to develop strategies to optimize these generation companies in the energy markets, in order to maximize their profit.

In this sense, the present work aims to optimize the portfolio of a generation company in the Iberian electricity market (MIBEL) and in the secondary reserve market in an integrated way. The portfolio of this generation company consists of: a thermal power station and a pumped storage hydro plant, which offer separately and together in the day-ahead market as price taker and as price-maker. Already in the secondary reserve market will be offered as price-taker without market power to change the equilibrium price. For this, a mathematical model was developed that, through the residual demand curve models the market power of the generation company.

The results obtained show a better optimization when the company operates in the market with its power plants optimized together, it is also verified in this case that the generation company increases its power in the day-ahead market since there is a greater price variation. In short it has been found that the generation company increases its profit when it optimizes its plants together. In this way, it increases the operational results obtained in the day-ahead market and sells with its portfolio almost the entire secondary reserve.

**Keywords:** pumped storage hydro, thermal power station, generation company, day-ahead market, secondary reserve market, market optimization.



# Índice

Agradecimentos .....	iii
Resumo .....	v
Abstract.....	vii
Índice .....	ix
Índice de figuras .....	xi
Índice de tabelas .....	xiii
Lista de acrónimos.....	xv
Lista de variáveis .....	xvii
1. Introdução.....	3
1.1 Enquadramento e motivação.....	3
1.2 Objetivos e estrutura da dissertação .....	7
2. Serviços de sistema .....	13
2.1 Serviços de sistema analisados .....	13
2.1.1 Reserva de regulação primária .....	15
2.1.2 Reserva de regulação secundária.....	17
2.1.3 Reserva de regulação terciária.....	18
2.2 Mercado de serviços de sistema na Europa .....	19
2.2.1 Portugal .....	19
2.2.2 NordPool .....	21
2.2.3 Alemanha .....	25
2.2.4 Itália.....	27
2.2.5 Suíça.....	29
2.2.6 Holanda .....	31
2.2.7 Bélgica.....	33
2.3 Comparação de serviços de sistema dos países .....	35

3.	Modelo de otimização em mercado de uma empresa de geração .....	39
3.1	Curva de procura residual.....	40
3.2	Formulação matemática.....	44
4.	Casos de estudo .....	55
4.1	Dados de entrada.....	56
4.1.1	Dados do MIBEL .....	56
4.1.2	Dados da reserva secundária .....	58
4.1.3	Dados da carteira da empresa.....	59
4.2	CHR otimizada isoladamente como “price-taker” no mercado diário .....	61
4.3	CT otimizada isoladamente como “price-taker” no mercado diário .....	64
4.4	CHR otimizada isoladamente como “price-maker” no mercado diário .....	67
4.5	CT otimizada isoladamente como “price-maker” no mercado diário .....	71
4.6	Central hídrica reversível e central térmica otimizadas em conjunto.....	74
4.6.1	Central hídrica reversível .....	74
4.6.2	Central térmica .....	78
4.7	Comparativo dos resultados obtidos.....	81
4.7.1	Central hídrica reversível .....	81
4.7.2	Central térmica .....	85
4.7.3	Resultados da empresa de geração .....	89
5.	Conclusões e desenvolvimentos futuros .....	95
5.1	Conclusões.....	95
5.2	Desenvolvimentos futuros .....	100
	Referências .....	101
	Anexo I.....	105

# Índice de figuras

Figura 2.1: Esquema de ativação dos serviços de sistema a partir da frequência de rede [9].....	14
Figura 2.2: Tempo de atuação máximo de reserva de regulação primária em função do valor da perturbação [7].....	15
Figura 2.3: Potência ativa versus resposta em frequência de um gerador conectado à rede [10].....	17
Figura 2.4: Ativação da RRP, RRS e RRT com a avaria de um gerador. Adaptado de [11].....	18
Figura 2.5: Estrutura de ORTs da NordPool [12].....	21
Figura 2.6: Mapa da NordPool com as interligações [13].....	22
Figura 2.7: Mapa dos ORTs da Alemanha .....	25
Figura 2.8: Mapa das zonas de rede em Itália .....	27
Figura 2.9: Mapa de rede da Suíça. Adaptado de [24]. .....	29
Figura 2.10: Mapa de rede da Holanda [26].....	31
Figura 2.11: Mapa de rede da Bélgica. Adaptado de [29].....	33
Figura 3.1: Construção da curva de procura residual. ....	41
Figura 3.2: Influencia das ofertas da empresa de geração no preço de equilíbrio de mercado. Adaptado de [5].....	42
Figura 3.3: Variáveis de modelação das curvas de procura residual para a compra e venda de energia no MIBEL. Adaptado de [4].....	45
Figura 4.1: Preço de equilíbrio e energia do mercado diário do MIBEL– 18 a 24 de janeiro de 2016. ....	57
Figura 4.2: Preço de fecho e procura de reserva secundária – 18 a 24 de janeiro de 2016. ....	58
Figura 4.3: Processo de funcionamento de um grupo de ciclo combinado [38]. ....	60

Figura 4.4: Operação da CHR e preço do mercado diário.....	61
Figura 4.5: Operação da CHR, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário.....	63
Figura 4.6: Operação da CT e preço do mercado diário.....	64
Figura 4.7: Operação da CT, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário. ....	65
Figura 4.8: Operação da CHR, preço inicial e preço final do mercado diário. ....	67
Figura 4.9: Operação da CHR, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário.....	69
Figura 4.10: Operação da CT, preço inicial e preço final do mercado diário. ....	71
Figura 4.11: Períodos em que a CT otimizada isoladamente como “price-maker” vende reserva secundária.....	72
Figura 4.12: Operação da CHR, preço inicial e preço final do mercado diário. ....	74
Figura 4.13: Operação da CHR, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário.....	76
Figura 4.14: Operação da CT, preço inicial e preço final do mercado diário. ....	78
Figura 4.15: Operação da CT, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário. ....	80
Figura 4.16: Períodos de funcionamento da CHR isolada como “price-taker” e como “price-maker”. ....	81
Figura 4.17: Períodos de funcionamento da CHR isolada e da CHR em carteira.....	82
Figura 4.18: Períodos em que a CHR vende reserva secundária.....	83
Figura 4.19: Períodos de funcionamento da CT isolada como “price-taker” e como “price-maker”. ....	85
Figura 4.20: Períodos de funcionamento da CT isolada e da CT em carteira. ....	86
Figura 4.21: Períodos em que a CT vende reserva secundária.....	87
Figura 4.22: Períodos em que a CHR e a CT otimizadas em carteira vendem reserva secundária. ....	91

# Índice de tabelas

Tabela 4.1: Características da CHR.....	59
Tabela 4.2: Características da CT.....	60
Tabela 4.3: Resultados obtidos com a otimização da CHR isolada como “price-taker” no mercado diário.....	63
Tabela 4.4: Resultados obtidos com a otimização da CT isolada como “price-taker” no mercado diário.....	66
Tabela 4.5: Resultados obtidos com a otimização da CHR isolada como “price-maker” no mercado diário.....	69
Tabela 4.6: Resultados obtidos com a otimização da CT isolada como “price-maker” no mercado diário.....	73
Tabela 4.7: Resultados obtidos com a CHR com carteira de geração.....	76
Tabela 4.8: Resultados obtidos com a CT em carteira de geração.....	80
Tabela 4.9: Comparação entre os resultados operacionais obtido com a CHR em cada caso de estudo.....	83
Tabela 4.10: Comparação entre os resultados operacionais obtido com a CT em cada caso de estudo.....	87
Tabela 4.11: Comparação dos resultados operacionais obtidos pela empresa de geração no mercado diário, com a da CHR e da CT. ....	89



# Lista de acrónimos

AGC	Automatic Generation Control
CHR	Central Hídrica Reversível
CT	Central Térmica
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GAMS	General Algebraic Modeling System
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
NOIS list	Nordic Operational Information System
OMIE	Operador do Mercado Ibérico polo espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico polo português
ORT	Operador da Rede de Transporte
RCOM	Regulation Power Options Market
REN	Redes Energéticas Nacionais
RRP	Reserva de Regulação Primária
RRS	Reserva de Regulação Secundária
RRT	Reserva de Regulação Terciária



# Lista de variáveis

$c$	Índice do degrau da curva de procura residual para a energia comprada
$i$	Índice das unidades geradoras
$t$	Índice do período da análise
$v$	Índice do degrau da curva de procura residual para a energia vendida pela empresa
$\eta_g$	Eficiência de geração da CHR
$\eta_p$	Eficiência de bombagem da CHR
$\lambda_{c,t}$	Preço do degrau $c$ da curva de procura residual da central no período $t$ em €/MWh
$\lambda_{v,t}$	Preço do degrau $v$ da curva de procura residual da central no período $t$ em €/MWh
$\lambda_v$	Preço de equilíbrio de mercado no período $t$ em €/MWh
$\pi$	Lucro da empresa em €
$band_t^{\max}$	Quantidade de Potência de reserva secundária no período $t$ em MW
$band_{t,i}$	Potência vendida de reserva secundária pela central $i$ no período $t$ em MW
$bc_{t,c}$	Valor da energia do degrau $c$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
$bv_{t,v}$	Valor da energia do degrau $v$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
$C$	Número de degraus $c$ da curva de procura residual da central
$c_{t,i}$	Custo de produção de geração da central $i$ no período $t$ em €/MWh
DRj(p)	Curva de procura residual da empresa $j$ ao preço $p$
$E$	Energia produzida no ano anterior pelo SEN (incluídas as exportações e a energia produzida de acordo com os programas pelos grupos em participação) em MWh
$E_T$	Energia total produzida no ano anterior pelo conjunto dos sistemas que compõem o sistema síncrono interligado europeu em MWh
$I$	Número de centrais da empresa

$p_{t,H}$	Energia comprada ou vendida pela CHR no período $t$ em MWh
$p_{t,i}$	Energia vendida pela central $i$ no período $t$ em MWh
$p_{t,i}^{\max}$	Capacidade máxima de produção da central $i$ no período $t$ em MW
$p_{t,i}^{\min}$	Capacidade mínima de produção da central $i$ no período $t$ em MW
$Preç_t$	Preço da reserva secundária do período $t$ em €/MW
$q_t$	Energia vendida pela empresa no período $t$ em MWh
$q_{t,c}^{\min}$	Soma da energia de compra ofertada do degrau 1 até $c-1$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
$q_{t,v}^{\min}$	Soma da energia de venda ofertada do degrau 1 até $v-1$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
QD	Quantidade total de procura do mercado
SO $_j(p)$	Quantidade total de ofertas de venda dos concorrentes da empresa $j$ ao preço $p$
$RP_T$	Reserva mínima de regulação primária estabelecida para o conjunto do sistema europeu interligado em MW
RRP	Reserva de regulação primária exigida em MW
$T$	Número de períodos da simulação
$uv_{t,v}$	Variável binária igual a 1 se o degrau $v$ é o degrau marginal da curva de procura residual para obter a quantidade $q_t$ da empresa no período $t$
$uc_{t,c}$	Variável binária igual a 1 se o degrau $c$ é o degrau marginal da curva de procura residual para obter a quantidade $q_t$ da empresa no período $t$
$V$	Número de degraus $v$ da curva de procura residual
$W^{\max}$	Máxima capacidade de armazenamento da CHR em MWh
$W^{\min}$	Mínima capacidade de armazenamento da CHR em MWh
$W_t$	Energia armazenada na CHR no período $t$ em MWh

# Capítulo 1

## Introdução

Este capítulo apresenta um enquadramento do tema da dissertação assim como realça as motivações que levaram à realização deste trabalho. Também são enumerados os objetivos que se propõe atingir com a realização deste trabalho, e por último é feita a apresentação da sua estrutura.



# 1. Introdução

## 1.1 Enquadramento e motivação

Com a liberalização do sector elétrico na europa surgiram os mercados organizados de energia elétrica, mercados estes que são organizados em bolsas para efetuar trocas de energia geridos por entidades independentes aos agentes de mercado [1]. Os mercados de serviços de sistema estão relacionados com a aquisição de energia elétrica pelo operador de rede de transporte (ORT), para garantir a segurança e fiabilidade de operação do sistema elétrico de transporte [2] e são geridos pelos ORTs.

No caso de Portugal, as empresas de geração passaram em julho de 2007, a ter que licitar a energia das suas centrais elétricas no mercado organizado criado por Portugal e Espanha, o MIBEL, e também no mercado de serviços de sistema gerido pelo ORT português a Redes Energéticas Nacionais (REN). Estas empresas de geração ao participarem nestes mercados têm como principal objetivo maximizar o lucro das suas centrais elétricas.

O MIBEL é constituído por dois polos interligados entre si, o Operador de Mercado Ibérico (OMIP) polo português que é encarregue da gestão dos mercados a prazo. Neste mercado a prazo a negociação de energia elétrica é feita com um horizonte semanal, mensal ou mesmo anual. O segundo polo diz respeito ao Operador de Mercado Ibérico (OMIE) polo espanhol que é encarregue da gestão do mercado diário e intradiário, onde é transacionada a energia elétrica para o dia seguinte (mercado diário) ou para as horas seguintes (mercado intradiário). O mercado diário é constituído por uma única sessão diária que encerra às 11:00 (dia d), neste mercado são transacionadas as 24 horas do dia seguinte (dia d+1) e o seu resultado é publicado às 11:45 (dia d). O mercado intradiário é um mercado de ajustes e permite alterar os valores de produção ou de consumo resultantes do mercado diário, aproximando-os assim dos valores reais efetivos. O mercado

intradário é constituído por 6 sessões para diferentes horizontes de programação diária. É determinado um preço horário para estes dois mercados, mercado diário e intradiário, que resulta do cruzamento da curva da oferta e da procura, desta forma, este será o preço marginal horário para todas as ofertas casadas nesta hora de negociação.

O mercado de serviços de sistema em Portugal é gerido pela REN e não faz parte do MIBEL, é neste mercado que a REN adquire a reserva de serviços de sistema necessária para fazer face aos desequilíbrios entre geração e consumo que possam surgir em tempo real. De realçar que em Portugal a reserva de regulação primária (RRP) não faz parte do mercado de serviços de sistema, dado que a RRP é fornecida obrigatoriamente por todos os grupos geradores ligados à rede. Desta forma, os serviços de sistema remunerados em Portugal são a reserva de regulação secundária (RRS) e reserva de regulação terciária (RRT). A RRS é remunerada pela disponibilidade de potência e pela energia utilizada, deste modo, existe um único mercado diário em que o ORT adquire a totalidade de disponibilidade de potência de RRS para as 24 horas do dia seguinte (dia d+1). Este mercado realiza-se entre as 19:00 e as 19:45 (dia d) e o preço horário é determinado pela última oferta de venda a satisfazer a procura de disponibilidade de RRS, e este será o preço marginal horário para todas as ofertas casadas nesta hora de negociação. As centrais elétricas que venderam disponibilidade de RRS neste mercado, em tempo real são controladas diretamente pela REN que irá variar a sua potência a subir ou a descer dentro da banda de RRS vendida. Esta energia de RRS utilizada será remunerada ao preço marginal da RRT de cada hora. O mercado RRT realiza-se a seguir a cada mercado intradiário e desta forma existem 6 sessões de mercado de RRT. Os agentes de mercado são obrigados a ofertar toda a energia disponível, casada e não casada no mercado diário, das suas centrais elétricas nestas sessões de mercado de RRT, seguidamente o ORT irá organizar estas ofertas numa curva por ordem de mérito de preço. Sempre que em tempo real a RRS não conseguir fazer face aos desequilíbrios entre geração e consumo, o ORT irá mobilizar energia a subir ou a descer desta curva de RRT. O preço do último bloco de energia de RRT mobilizado numa determinada hora será o preço marginal horário para toda a energia de RRT mobilizado nessa hora, assim como é a este preço que será remunerada a energia de RRS utilizada nesta mesma hora.

Desde então surgiram diversos estudos que têm como objetivo a maximização do lucro de centrais elétricas em ambiente de mercado com as mais variadas abordagens. De entre elas destaca-se a abordagem determinística que considera que os dados de entrada são conhecidos, por outro lado, existe também uma abordagem probabilística onde existe uma incerteza nas previsões efetuadas. Para além disso, existem duas formas de programação em mercado das centrais elétrica, uma dessas formas é licitar as centrais elétricas como definidoras de preço “price-maker” com poder de mercado para alterar o preço de equilíbrio, e a outra forma é licitar as centrais elétricas como tomadoras de preço “price-taker” sem poder de mercado para alterar o preço de equilíbrio.

Desta forma, esta dissertação baseou-se num primeiro estudo feito por Sebastián de la Torre *et al.* [3] que fizeram uma abordagem determinística, e implementaram um algoritmo que através da curva de procura residual do mercado diário do MIBEL, maximiza o lucro de uma empresa de geração constituída por diversas centrais térmicas. Essa empresa de geração tem poder de mercado, e ao licitar a sua energia no mercado diário vai definir o preço de equilíbrio, num horizonte de otimização diário. Este estudo verificou que a empresa de geração faz uso do seu poder de mercado para maximizar o seu lucro.

Posteriormente Jorge A. M. Sousa *et al.* [4] desenvolveram este estudo que maximiza o lucro de uma empresa de geração no mercado diário do MIBEL, o qual foi estendido para licitar também reserva secundária no mercado de reserva secundária, para o período de uma semana para ambos os mercados. Para análise deste modelo desenvolvido foi considerado que a empresa de geração é constituída por uma única central hídrica reversível (CHR) com bombagem variável. Desta forma, o modelo desenvolvido otimizou a empresa de geração para vender energia de geração, e por outro lado para comprar energia de bombagem no mercado diário. Assim como otimizou a venda de reserva secundária quando a CHR realiza geração ou quando realiza bombagem. Foram analisados 4 cenários distintos: no primeiro cenário a empresa de geração foi otimizada no mercado diário como “price-taker”, no segundo cenário a empresa de geração foi otimizada em simultâneo no mercado diário e no mercado de reserva secundária como “price-taker”, no terceiro cenário a empresa de geração foi otimizada em simultâneo no mercado diário como “price-taker” e no mercado de reserva secundária com o “price-

maker” e por ultimo a empresa de geração foi otimizada em simultâneo no mercado diário e no mercado de reserva secundária como “price-maker”. Os resultados obtidos neste estudo mostraram que o modelo desenvolvido pode ser aplicado com sucesso na otimização de uma empresa de geração, no mercado diário e no mercado de reserva secundária em simultâneo. Os resultados também mostraram que nos cenários em que a empresa de geração atua em mercado como “price-maker” os lucros diminuem em ambos os mercados, assim como também diminui a energia transacionada e a reserva secundária vendida.

Um segundo estudo foi desenvolvido por Jorge A. M. Sousa et al. [5] que estendeu o modelo já existente para otimizar uma empresa de geração desta feita constituída pela mesma CHR e também por uma central térmica (CT). Deste modo, foi possível analisar a otimização da empresa de geração no mercado diário e no mercado de reserva secundária quando esta aumenta a sua carteira de geração. Para tal, foram analisados 6 cenários: no primeiro cenário a empresa de geração foi otimizada no mercado diário e no mercado de reserva secundária como “price-taker” possuindo só a CT na sua carteira, no segundo cenário a empresa de geração foi otimizada no mercado diário e no mercado de reserva secundária como “price-taker” possuindo só a CHR na sua carteira, no terceiro cenário a empresa de geração foi otimizada no mercado diário e no mercado de reserva secundária como “price-taker” possuindo a CT e a CHR na sua carteira, o quarto, quinto e sexto cenários são similares aos três primeiros mas a empresa de geração foi otimizada nos dois mercados como “price-maker”. Os resultados mostraram que a CT faz apenas arbitragem entre mercados, enquanto que a CHR faz arbitragem entre mercados e entre horas. Além disso, para a otimização da empresa como “price-taker” os resultados mostram que a composição da carteira não afeta a programação da CHR e da CT, enquanto que na otimização como “price-maker” a carteira de geração da empresa maximiza o lucro da mesma.

Pelo que, foi a partir deste ponto que surgiu a motivação para adaptar e desenvolver este modelo, para realizar a otimização da carteira de ativos de geração de energia elétrica de uma empresa que atua no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária. Para tal, aumentou-se a carteira da empresa de geração que passou a ser constituída por uma CT com mais potência instalada e uma CHR de diferentes características, sendo esta

nova carteira de geração especificada no decorrer desta dissertação. A empresa de geração será otimizada no mercado diário como “price-taker” e como “price-maker”, enquanto que no mercado de reserva secundária será unicamente otimizada como “price-taker”. O período de otimização da empresa de geração será para uma semana, isto porque os dias da semana não são todos iguais e têm perfis de preço e de consumo diferentes uns dos outros. Desta forma consegue-se ter um perfil de preços mais diversificado e logo uma análise de resultados mais fiável.

## 1.2 Objetivos e estrutura da dissertação

O principal objetivo da presente dissertação é a otimização da carteira de ativos de geração de energia elétrica de uma empresa que atua no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. Para isso, as centrais elétricas pertencentes à carteira da empresa de geração serão operadas isoladamente e em conjunto. Carteira essa que é constituído por: uma CT e uma CHR. Assim sendo, estas duas centrais elétricas irão ser operadas no mercado diário do MIBEL numa primeira fase como “price-taker”, e posteriormente como “price-maker”. A empresa de geração irá vender energia de geração com a CT e a CHR, assim como também irá comprar energia de bombagem para a CHR no mercado diário do MIBEL.

Em relação ao mercado de reserva secundária, a empresa de geração irá vender reserva secundária com a CT e com a CHR como “price-taker”, desta forma, as suas centrais participam neste mercado sem capacidade de influenciar o preço. Foi assumida uma abordagem “price-taker” para o mercado de reserva secundária, devido à limitação de preço imposta pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) [6], limitação esta que será especificada no decorrer desta dissertação.

Por forma a alcançar estes objetivos, foi desenvolvido um modelo matemático de otimização da empresa de geração no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária de uma forma integrada, com a finalidade de maximizar o lucro desta empresa no período temporal de uma semana. Assim sendo, o modelo matemático irá realizar uma

abordagem determinística do problema, e para isso a sua implementação foi feita na plataforma informática General Algebraic Modeling System (GAMS). Esta plataforma informática utiliza as curvas de procura residual do mercado diário, que irão modelar o poder de mercado da empresa de geração no mercado diário. As curvas de procura residual foram construídas com recurso ao software de programação VBA Excel.

Para a otimização da empresa de geração no mercado de reserva secundária, foram utilizados os preços finais e a procura horária de reserva secundária para a semana em análise, valores estes que são publicados pela REN.

A presente dissertação encontra-se estruturada em 5 capítulos, seguidamente definidos:

O capítulo 1 faz o enquadramento e descreve as motivações que levaram à realização desta dissertação, assim como, também descreve os objetivos que se pretendem alcançar.

O capítulo 2 faz uma descrição sobre os serviços de sistema, e faz uma abordagem sobre o mercado de serviços de sistema de alguns países da Europa, comparando-os e realçando as principais diferenças entre eles.

No capítulo 3 será explicitado o modelo desenvolvido, será descrita a curva de procura residual, assim como, será feita a descrição uma forma sucinta da formulação matemática do modelo.

No capítulo 4 são apresentados os dados de entrada do modelo, e seguidamente serão descritos 5 casos de estudo. No primeiro caso de estudo a empresa de geração vai otimizar a CHR isoladamente no mercado diário como “price-taker” e no mercado de reserva secundária. No segundo caso de estudo a empresa de geração vai otimizar a CT isoladamente no mercado diário como “price-taker” e no mercado de reserva secundária. No terceiro caso de estudo a empresa de geração vai otimizar a CHR isoladamente no mercado diário como “price-maker” e no mercado de reserva secundária. No quarto caso de estudo a empresa de geração vai otimizar a CT isoladamente no mercado diário como “price-maker” e no mercado de reserva secundária. No quinto caso de estudo a empresa de geração vai otimizar as duas centrais, a CT e a CHR, em conjunto, mais uma vez no

mercado diário como “price-maker” e no mercado de reserva secundária. E por último os resultados obtidos em cada caso de estudo serão analisados e comparados entre si.

No capítulo 5 serão apresentadas as conclusões do estudo efetuado, assim como algumas sugestões de desenvolvimentos futuros.



# Capítulo 2

## Serviços de sistema

O presente capítulo irá descrever de uma forma sucinta os serviços de sistema, assim como irá descrever de que forma estes serviços de sistema são adquiridos e remunerados, em alguns países da Europa. Fazendo assim, uma abordagem dos mercados de serviços de sistema na Europa.



## 2. Serviços de sistema

### 2.1 Serviços de sistema analisados

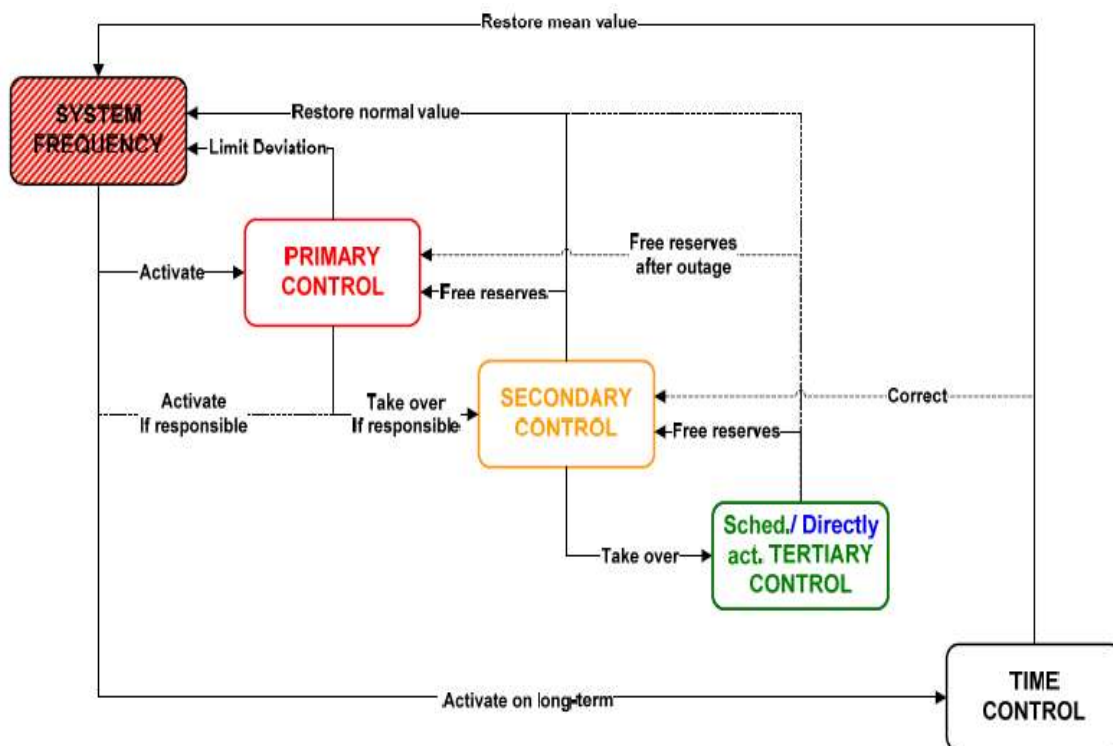
Os serviços de sistema são necessários para garantir valores aceitáveis de qualidade de serviço, estabilidade e segurança no fornecimento de energia elétrica [7]. A gestão dos serviços de sistema é da responsabilidade do ORT de cada país, e poderão existir mais do que um ORT por país.

Fazem parte dos serviços de sistema: a regulação de tensão, a regulação primária de frequência, manutenção de estabilidade, reserva secundária, reserva de regulação, compensação síncrona, compensação estática, interruptibilidade rápida, arranque autónomo e telearranque. Todos eles são divididos em dois grupos, serviços de sistema obrigatórios que não são passíveis de qualquer remuneração e serviços de sistema complementares que são passíveis de remuneração.

Existem diferenças significativas a nível europeu na gestão dos serviços de sistema, no que diz respeito à forma como são adquiridos, na remuneração, no número de zonas de regulação e ORTs por país. Pelo que, este capítulo visa dar ênfase às diferenças entre alguns países da Europa, e desta forma serão alvo deste estudo os seguintes países ou zonas de mercado: Portugal, Nordpool, Alemanha, Itália, Suíça, Holanda e Bélgica. Este estudo vai incidir essencialmente em três grupos de serviços de sistema, RRP, RRS e RRT.

Estes três grupos de serviços de sistema são obrigatórios e impostos pela European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), que representa 42 ORT,s de 35 países da Europa, e tem como objetivo promover a cooperação entre todos os ORT,s, e por outro lado apoiar a implementação da política energética da União Europeia. Também é a ENTSO-E que define os valores e os critérios mínimos para cada um dos serviços de sistema, no entanto, cabe aos ORTs de cada país garantir a aquisição dessa reserva mínima estipulada pela ENTSO-E [8].

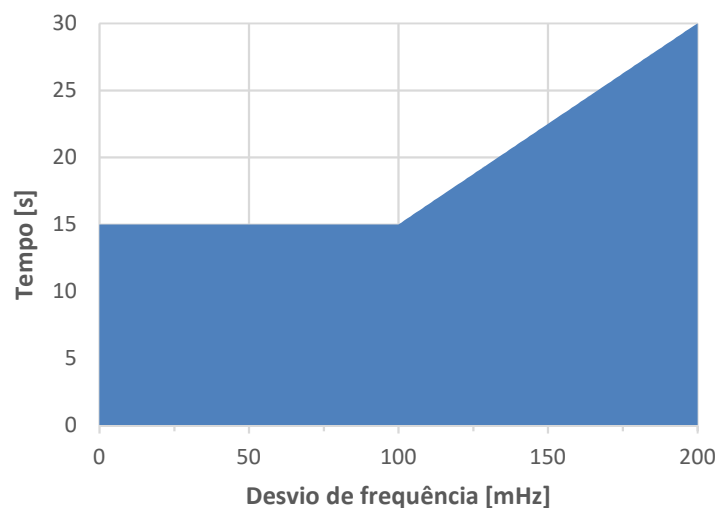
Estes três serviços de sistema têm por finalidade eliminar perturbações de frequência de rede, e desta forma, na ocorrência de uma perturbação de frequência os serviços de sistema são ativos sequencialmente. A RRP será ativa em primeiro lugar, em segundo lugar será ativa a RRS e destina-se a repor os valores normais de RRP e por último será ativa a RRT e destina-se a repor os valores normais de RRP e de RRS. A ativação dos serviços de sistema processa-se desta forma sequencial até que a frequência de rede atinja o seu valor nominal, e também que a RRP assim como a RRS voltem ao seu valor normal, como podemos verificar na figura 2.1.



**Figura 2.1:** Esquema de ativação dos serviços de sistema a partir da frequência de rede [9].

## 2.1.1 Reserva de regulação primária

A RRP consiste na margem de variação de potência de todos os reguladores de velocidade das turbinas em serviço, que atuam de forma automática nos dois sentidos por forma a corrigir os desequilíbrios instantâneos entre geração e consumo, quando se dá um desvio de frequência. Os grupos geradores devem permitir uma RRP de pelo menos 5% da potência nominal em torno de cada ponto de funcionamento estável, e o seu estatismo deve estar ajustado entre o intervalo de 4% a 6%. A variação de potência deverá realizar-se em 15 segundos para desvios de frequência inferiores a 100 mHz e perturbações inferiores a 1500 MW, e em seguida deverá atuar linearmente entre 15 a 30 segundos para desvios de frequência entre 100 e 200 mHz e para perturbações compreendidas entre 1500 MW e 3000 MW, como se pode verificar no gráfico da figura 2.2. Além disso, a insensibilidade dos seus reguladores deve ser inferior a  $\pm 10$  mHz e a banda morta voluntária nula [7].



**Figura 2.2:** Tempo de atuação máximo de reserva de regulação primária em função do valor da perturbação [7].

As necessidades de RRP têm que respeitar as datas e os critérios de regulação de interligação europeu estabelecidos pela ENTSO-E, critérios estes que estabelecem que em situação não perturbada, uma perda súbita de 3000 MW de geração deve ser compensada unicamente mediante a ação da RRP. Deve também cumprir para a variação de frequência os seguintes parâmetros: os desvios de frequência em regime transitório deverão ser inferiores a 800 mHz, sem que sejam ativos os primeiros escalões de deslastre de carga por frequência, e por outro lado, os desvios de frequência em regime quase-estacionário deverão ser inferiores a 180 mHz, considerando um efeito autorregulador da carga de 1%/Hz, e para além disso uma perda súbita de carga de 3000 MW não deverá provocar um aumento superior a 180 mHz na frequência [7].

A RRP é definida anualmente para os sistemas interligados, que terão de colaborar entre si na partilha da mesma, desta forma para cada sistema nacional a RRP exigida é calculada pela seguinte expressão:

$$RRP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \quad (3.1)$$

Onde:

RRP – Potência de reserva de regulação primária na área/país a que se refere em MW

E – Energia gerada na área/país a que se refere em MWh

$E_T$  – Energia gerada em todo o sistema síncrono da ENTSO-E em MWh

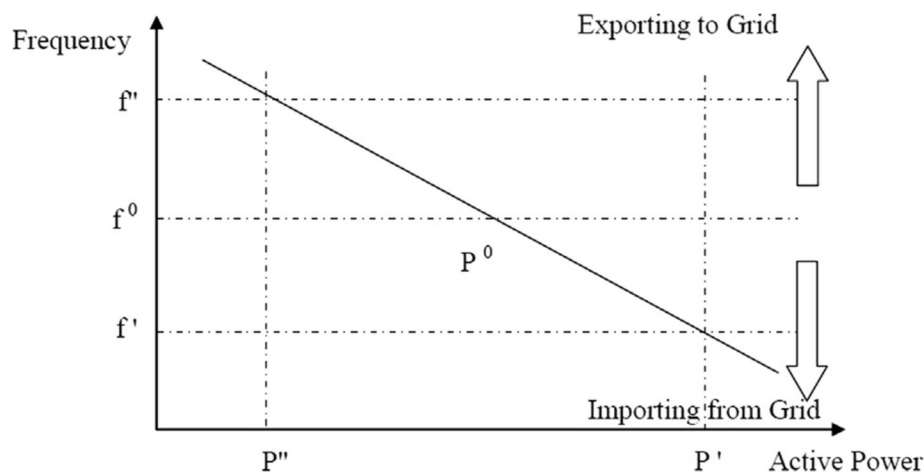
$RP_T$  – Potência de reserva de regulação primária em todo o sistema síncrono da ENTSO-E em MW (3000MW)

Para o conjunto do sistema europeu interligado, a reserva mínima de regulação primária estabelecida  $RP_T$ , deve ser ativada na sua totalidade perante desvios quase-estacionários de frequências iguais ou superiores a 200 mHz.

## 2.1.2 Reserva de regulação secundária

Entende-se por RRS a margem de variação da potência em que o regulador secundário pode atuar automaticamente a subir ou a descer, num tempo inferior a cinco minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante, multiplicada por 1,5 [7].

A RRS é utilizada quando uma perturbação de frequência na rede é de tal ordem elevada, que a RRP não consegue colocar a frequência no seu valor nominal. Para resolução destas perturbações os ORTs adquirem junto dos agentes de mercado centrais elétricas certificadas com capacidade de disponibilizar RRS, e estas centrais elétricas ficam ligadas ao automatic generation control (AGC), para desta forma serem diretamente controladas pelos ORTs. Por outro lado, estas centrais elétricas têm que ter capacidade de resposta para reagirem a uma perturbação de frequência, e desse modo terão que variar a sua potência em menos de 30 segundos e terminar a sua variação no final de 5 minutos [7]. Na figura 2.3 está representada a variação de potência de um gerador em função da alteração da frequência.

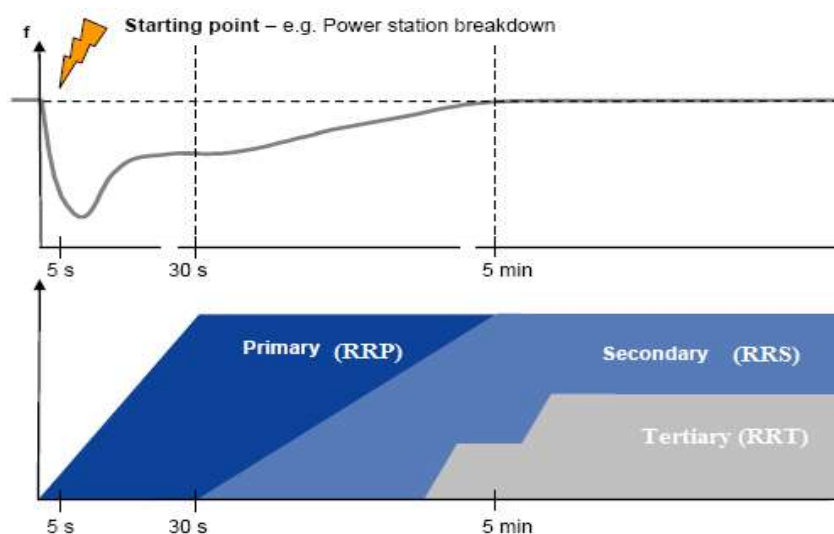


**Figura 2.3:** Potência ativa versus resposta em frequência de um gerador conectado à rede [10].

Para cumprimento dos requisitos de RRS, os ORTs seguem os critérios recomendados pela ENTSO-E, a qual recomenda também que, no caso da quantidade de RRS a subir não ser suficiente para cobrir a perda máxima de produção associada a uma falha simples, então terá que se prever também uma RRT rápida para assegurar a diferença.

### 2.1.3 Reserva de regulação terciária

Entende-se por RRT a mobilização manual por parte dos ORTs de potência adicional a subir ou a descer. Quando a RRS não é suficiente para estabelecer o equilíbrio entre geração e consumo, ou seja, quando a RRS se encontra no seu limite superior ou inferior existe a necessidade de repor este equilíbrio com a mobilização de RRT. Desta forma, os ORTs mobilizarão apenas a quantidade de potência necessária a subir ou a descer suficiente para repor os níveis de RRS necessários contratados pelos ORTs. Os desequilíbrios entre geração e consumo que obrigam a mobilização de RRT, devem-se essencialmente a diferenças de previsão de consumo, saídas/disparos de emergência de grupos geradores e variações consideráveis da geração eólica. Na figura 2.4 estão representadas a RRP, RRS e a RRT quanto surge uma anomalia de funcionamento de um gerador.



**Figura 2.4:** Ativação da RRP, RRS e RRT com a avaria de um gerador. Adaptado de [11].

## 2.2 Mercado de serviços de sistema na Europa

Este ponto visa analisar as diferenças do mercado de serviços de sistemas de um grupo de países da Europa: Portugal, Nordpool, Alemanha, Itália, Suíça, Holanda e Bélgica. A análise incidirá no modo de procura em mercado, na remuneração, no número de zonas de regulação e ORTs por país.

### 2.2.1 Portugal

Em Portugal existe um único ORT, a REN, e a rede é constituída por 16 áreas de regulação que são designadas por áreas de balanço, 10 áreas de balanço hídrico e 6 áreas de balanço térmico [7], uma área de balanço corresponde a um conjunto de unidades físicas relativas a produção ou a bombagem, pertencentes a um mesmo agente de mercado e que se encontram ligadas numa área de rede, para as quais se agregam os desvios à programação.

A RRP é um serviço de sistema de carácter obrigatório e não remunerado fornecido por todos os geradores em serviço. No caso de ser tecnicamente impossível esses geradores prestarem RRP, deverá ser contratado diretamente pelos titulares das instalações a outras entidades que o possam prestar, além do que, esse contrato deverá ser comunicado ao ORT que validará o serviço prestado. As necessidades de RRP são publicadas a cada ano pelo ORT, de acordo com as datas e critérios de regulação do sistema de interligação europeu estabelecidos pela ENTSO-E [7].

A RRS é um serviço de sistema remunerado, onde existe um pagamento pela disponibilidade da mesma. Esta RRS é constituída por 1/3 de RRS a descer e por 2/3 de RRS a subir, deste modo a RRS a descer é sempre metade da RRS a subir. Pelo que a RRS é fixa em torno do ponto de funcionamento dos grupos geradores, e tem que respeitar o mínimo técnico destes geradores para a RRS a descer, assim como o máximo de funcionamento dos grupos geradores para o caso da RRS a subir.

A contratação de RRS tem lugar em uma única secção de mercado diária., e as necessidades de procura de RRS que irão ser a base deste mercado, são determinadas pelo ORT para cada período horário do dia seguinte ao da sessão de mercado. Estas necessidades de RRS são calculadas em função da evolução temporal previsível do consumo, e da probabilidade esperada de falha dos grupos geradores ligados. Assim como, a magnitude dos escalões horários de potência inerentes à programação das unidades físicas [7]. Ter-se-á também em consideração os critérios e recomendações da ENTSO-E. As necessidades de RRS são publicadas pelo ORT e ficam disponíveis para todos os agentes de mercado, até às 13:00 horas do próprio dia da sessão de mercado.

O mercado de RRS realiza-se entre as 19:00 horas e as 19:45 horas do dia de realização do mercado, e é neste mercado de RRS onde o ORT irá contratar toda a RRS para o dia seguinte da sessão de mercado. Para este mercado de RRS as ofertas são obrigatórias para todas as unidades físicas dos agentes de mercado que se encontrem disponíveis e habilitadas para o fornecimento desse serviço. O mercado de RRS é um mercado marginal, em que o preço é calculado para as 24 horas do dia seguinte da sessão de mercado individualmente hora a hora. O preço marginal de uma determinada hora, é igual ao preço de venda da última oferta a satisfazer as necessidades de RRS, este preço de fecho horário será o preço que irão receber todas as ofertas casadas nessa hora [7].

No entanto a valorização dos preços de RRS é limitada pela ERSE segundo três pontos. O primeiro ponto consiste no menor preço entre as áreas portuguesa e espanhola do MIBEL. Dessa forma, para a obtenção do menor preço é calculada a média de cada período horário trimestral da RRS auferido pelos agentes de mercado. O segundo ponto diz respeito ao apuramento da média trimestral horária do preço do serviço em Espanha, dado que as observações horárias verificadas em Espanha, não podem ultrapassar em 20% (vinte por cento) o custo marginal estimado de produção de uma central de ciclo combinado a gás natural. Este custo marginal é publicado mensalmente pela ERSE. E por último, o terceiro ponto refere-se às valorizações afetas ao preço marginal de banda de regulação, que serão revistas trimestralmente de acordo com o preço marginal ajustado da RRS. Este preço marginal resulta da aplicação do mecanismo de ajustamento estabelecido nos pontos anteriores [6].

A RRT é um serviço de sistema remunerado, para o qual todos os agentes de mercado são obrigados a ofertar toda a potência disponível das suas unidades físicas, e estas ofertas de RRT têm lugar a seguir à saída dos resultados de mercado de cada uma das seis sessões do mercado intradiário OMIE. O ORT organiza todas as ofertas realizadas pelos agentes de mercado numa curva de mérito, em que as ofertas a subir são organizadas por ordem crescente, e por outro lado organiza as ofertas a descer por ordem decrescente. Quando o ORT tem necessidade de RRT a subir mobiliza a oferta de preço mais baixo da curva a subir, e contrariamente mobiliza a oferta de preço mais alto da curva a descer quando tem necessidade de RRT a descer.

Os agentes de mercado são remunerados pelo preço marginal horário da última oferta de RRT mobilizada na curva, e dessa forma toda a energia mobilizada em uma determinada hora será paga ao preço do último bloco mobilizado.

## 2.2.2 NordPool

A NordPool Spot é propriedade dos ORTs nórdicos e bálticos, é constituído por 7 países com um ORT em cada um deles como ilustrado na Figura 2.5.

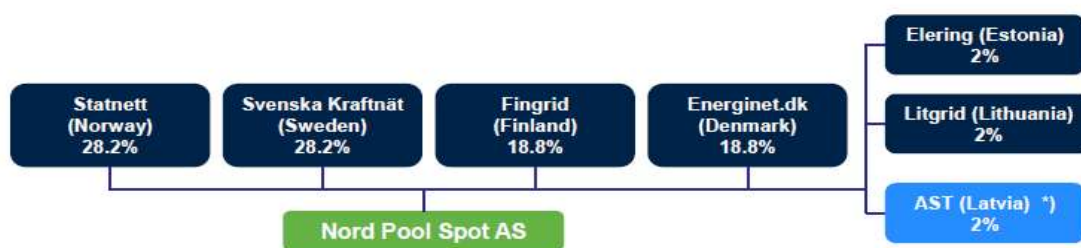


Figura 2.5: Estrutura de ORTs da NordPool [12].

A rede de transporte elétrica na NordPool é constituída por 15 áreas de regulação [12], Noruega com 5 áreas de regulação, Suécia com 4 áreas de regulação, Dinamarca com 2 área de regulação e Finlândia, Estónia, Lituânia, Letónia com uma área de regulação em cada um dos países, como podemos verificar na Figura 2.6 com as respetivas



ofertas adicionais, ou por outro lado poderão também celebrar contratos bilaterais de longo prazo com agentes de mercado. Em contrapartida, os agentes de mercado que realizam estes contratos bilaterais recebem um pagamento de disponibilidade, mas são obrigados a ofertar um determinado volume de potência no mercado de serviços de sistema. Estes contratos diferem de país para país, por exemplo o ORT da Dinamarca Oriental realiza contratos de longo prazo e também leilões diários, estes últimos em menos quantidade, para garantir a disponibilidade de reserva [14].

O ORT norueguês opera um mercado opcional Regulation Power Options Market (RCOM) para garantir recursos suficientes. O RCOM serve como um catalisador para o mercado de serviços de sistema nórdico, e está disponível para geração e demanda. No RCOM são feitas ofertas numa base semanal, mas num horizonte anual. O preço e a quantidade para a semana seguinte são publicados no web site do ORT norueguês nas quintas-feiras às 14:00 da semana anterior. Desta forma, é através do RCOM que o ORT adquire flexibilidade de reserva que será utilizada no mercado de serviços de sistema, por sua vez o ORT paga pela disponibilidade de reserva contratada. O principal objetivo é que haja pelo menos 2000 MW disponíveis para o mercado de serviços de sistema em qualquer hora, caso seja necessário. Por exemplo, em períodos de baixa demanda e baixas importações essa quantidade está disponível, mas não é utilizada, mas em período de inverno, de novembro a março, todos os 2000 MW podem ter que ser adquiridos através do RCOM. Os agentes de mercado cujas ofertas sejam aceites no RCOM, são obrigados a ofertar no mercado de serviços de sistema pelo período acordado, mas não há limite imposto sobre o preço [14].

O ORT da Finlândia utiliza principalmente turbinas a gás que serão utilizadas como reservas de sistema ativas manualmente. O ORT possui diretamente a maior parte dessa capacidade (615 MW), mas cerca de 204 MW de capacidade é contratada. Por outro lado, também são feitos contratos com empresas de transformação de madeira, indústrias químicas e metalúrgicas para carga interruptiva de 425 MW [14].

Devido às diferenças entre países no que diz respeito à aquisição de serviços de sistema, os próximos pontos referentes a RRP, RRS e RRT só se referem à Noruega e à Suécia

por serem os responsáveis de equilíbrio de rede e por terem mercados de serviços de sistema iguais.

A RRP é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelos ORT' através de leilões e contratos bilaterais de curto e longo prazo com os agentes de mercado. Os agentes de mercado são obrigados a disponibilizar a quantidade de potência para o período contratado, sendo remunerados por essa disponibilidade de serviço a 'pay-as-bid'. Recebem também uma remuneração pela energia utilizada, que será o preço marginal horário da última licitação mobilizada [15] [16].

A RRS processa-se nos mesmo moldes da RRP, quer na aquisição que na remuneração.

A RRT é um serviço de sistema remunerado e de mobilização manual, constituído pela NOIS list [12] que possui ofertas de curto prazo, longo prazo e ofertas que não preenchem os requisitos do mercado nórdico de serviços de sistema. Estas últimas são utilizadas para resolução de congestionamentos, ou por outro lado quando há escassez de ofertas. A NOIS list também possui ofertas de reserva de perturbação, assim como de picos de consumo. Todas estas ofertas terão que ser enviadas pelos agentes de mercado para os respetivos ORTs pelo menos até 45 minutos antes da hora operacional [15] [16].

A NOIS list organiza as ofertas por ordem de preço, e quando necessário são mobilizadas por ordem de mérito. Os agentes de mercado são remunerados pelo preço marginal horário da última licitação mobilizada da NOIS list, e conseqüentemente toda a energia que for mobilizada em uma determinada hora será paga ao preço do último bloco mobilizado. No entanto quando é necessário mobilizar ofertas fora da ordem de mérito, devido a restrições de zona, essas ofertas são remuneradas a 'pay-as-bid' e ficam fora do cálculo do preço marginal horário.

Para garantirem ofertas suficientes na NOIS list, os ORTs adquirem parte desta disponibilidade de potência através de leilões e contratos bilaterais de curto e longo prazo, e pagam por essa disponibilidade de potência a 'pay-as-bid'.

### 2.2.3 Alemanha

Na Alemanha existem 4 ORTs: a TenneT, 50hertz, Amprion e Transnet BW como podemos verificar na Figura 2.7, todos eles cooperam entre si na otimização dos serviços de sistema [17]. Um exemplo dessa cooperação é o facto de quando uma zona de rede tem excedente de geração e uma outra zona de rede tem défice de geração, ou vice-versa, os ORTs dessas duas zonas trocam esse excedente. Desta forma ficam as duas zonas de rede equilibradas, deixam de ter necessidade de mobilizarem serviços de sistema nas duas zonas, minimizando assim o sobrecusto do sistema. Esta troca de excedentes de geração entre ORTs funciona como uma conta corrente, se um ORT fica credor de energia será compensado, quando precisar, por um outro ORT se este último estiver com excesso de geração.



**Figura 2.7:** Mapa dos ORTs da Alemanha [18].

O mercado de serviços de sistema na Alemanha está organizado de uma forma transparente e conjunta, existe um único mercado de serviços de sistema comum a todos os ORTs que é suportado por uma plataforma na internet [19]. É através desta plataforma que são publicadas as necessidades de RRP, RRS e RRT, assim como é onde são feitas as ofertas de reserva por parte dos agentes de mercado.

A RRP é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelos ORTs através de um leilão semanal, que se realiza todas as terças feiras às 15:00 horas e onde se contrata toda a RRP para a semana seguinte [19]. As necessidades de RRP para todos os ORTs são atualizadas uma vez por ano, e a capacidade contratada para o ano de 2014 foi de 628 MW. O total desta capacidade contratada divide-se em: 568 MW adquiridos aos agentes de mercado na Alemanha e os restantes 60 MW foram adquiridos aos ORTs da Suíça e da Holanda, estes últimos estão qualificados e participam no mercado de RRP Alemão. O ORT Suíço contribui com 25 MW e o Holandês com 35 MW. A contratação das necessidades é feita segundo uma ordem de mérito de preço, e só é remunerada a capacidade a ‘pay-as-bid’. Não existe remuneração pela energia utilizada [20].

A RRS é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelos ORTs através de um leilão semanal, que se realiza todas as quartas feiras às 15:00 horas e onde se contrata toda a RRS para a semana seguinte [19]. As necessidades de RRS para todos os ORTs são atualizadas trimestralmente, e a capacidade contratada para o primeiro trimestre do ano de 2014 foi de 2042 MW de RRS a subir, e de 1969 MW de RRS a decer. Embora as reservas de RRS sejam contratadas numa base semanal, estas dividem-se diariamente em dois períodos horários, primeiro período chamado de ‘peak’ (das 08:00 às 20:00 horas), e um segundo período chamado de ‘off-peak’ (restante período do dia e em especial feriados e fins de semana). A aquisição das necessidades de RRS é feita segundo uma ordem de mérito de preço e são remuneradas tanto a disponibilidade de capacidade como a energia utilizada a ‘pay-as-bid’ [20].

A RRT é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelos ORTs através de um leilão diário, que se realiza todos os dias às 10:00 horas e onde se contrata toda a RRT para o dia seguinte [20]. As necessidades de RRT para todos os ORTs são atualizadas trimestralmente, e a capacidade contratada para o primeiro trimestre do ano de 2014 foi de 2472 MW de RRT a subir, e de 2838 MW de RRT a decer. A RRT divide-se em seis períodos de quatro horas cada. A contratação das necessidades é feita segundo uma ordem de mérito de preço, e são remuneradas tanto a disponibilidade de capacidade como a energia utilizada a ‘pay-as-bid’ [20].

## 2.2.4 Itália

Na Itália existe um único ORT, a Terna e a rede é constituída por seis zonas como podemos verificar na Figura 2.8. O mercado de serviços de sistema assim como o mercado spot é suportado por uma única plataforma na internet [21], é nesta plataforma que os agentes de mercado fazem as ofertas de serviços de sistema, que no caso italiano são obrigatórias para toda a potência disponível [22]. O mercado elétrico italiano caracteriza-se por ser um mercado físico muito complexo, onde existem muitos congestionamentos físicos de transporte de energia entre zonas de rede [23]. É devido a estes problemas físicos na rede de transporte, que existem quatro sessões diárias de mercado de restrições de rede, no entanto apesar de existirem quatro sessões os agentes de mercado só poderão ofertar na primeira sessão. As restantes três sessões utilizam as ofertas realizadas na primeira sessão, e servem para resolver restrições de rede que ocorram no final de cada mercado intradiário. A energia mobilizada pelo ORT nas restrições de rede é paga a ‘pay-as-bid’, e não existe remuneração pela capacidade disponibilidade [21].



**Figura 2.8:** Mapa das zonas de rede em Itália [23].

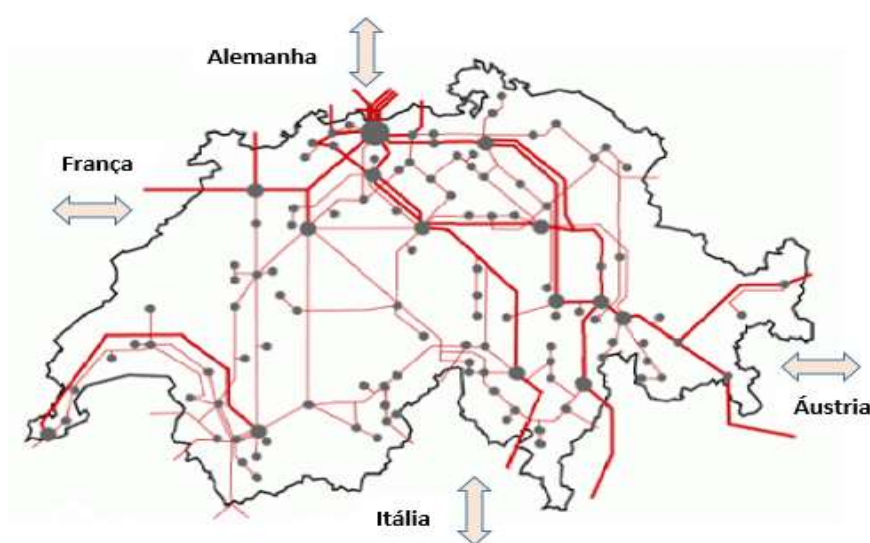
A RRP é um serviço de sistema não remunerado, e de carácter obrigatório para todos os geradores ligados à rede elétrica, que tenham capacidade técnica para fornecer a RRP, assim sendo não faz parte do mercado de serviços de sistema [22].

A RRS é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT através de cinco sessões de mercado de serviços de sistema, que se iniciam todas às 22:30 no dia anterior ao dia da negociação, e fecham uma hora e meia antes da hora de cada intradiário. O ORT também aceita ofertas de venda de RRS em tempo real. A energia mobilizada pelo ORT é remunerada a 'pay-as-bid', e não existe remuneração pela capacidade disponível [22].

A RRT processa-se nos mesmos moldes da RRS, tanto no modo de aquisição assim como na forma de remuneração.

## 2.2.5 Suíça

Na Suíça existe um único ORT, a SWISSGRID e a rede é constituída por uma única zona de regulação, como está representado na figura 2.9. O mercado de serviços de sistema na Suíça é constituído por RRP, RRS e RRT e a gestão deste mercado é da responsabilidade do ORT, no que diz respeito à publicação das necessidades de serviços de sistema, assim como à receção das ofertas feitas pelos agentes de mercado e à gestão das mesmas.



**Figura 2.9:** Mapa de rede da Suíça. Adaptado de [24].

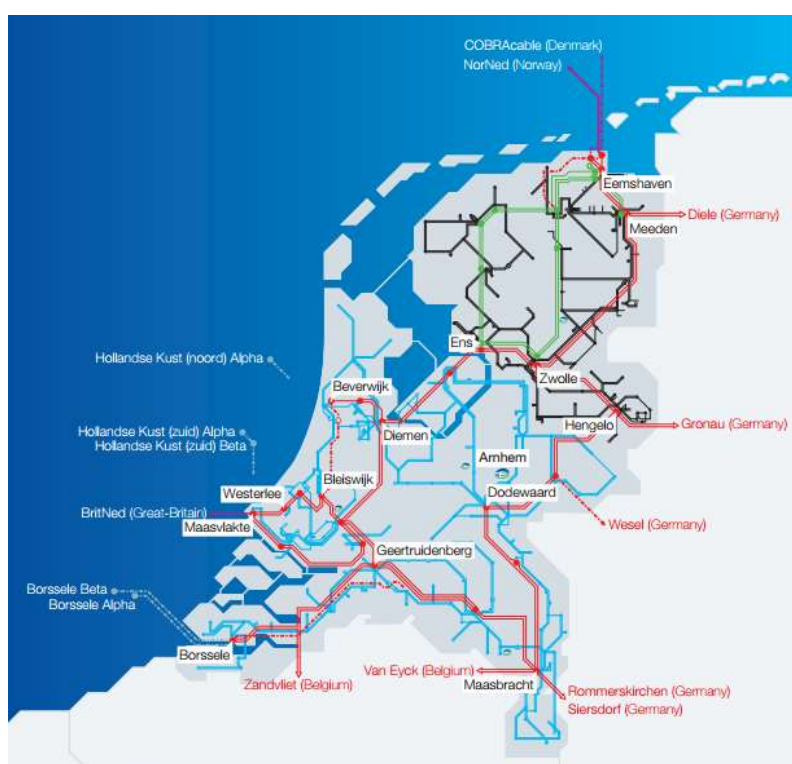
A RRP é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT através de um leilão semanal onde se contrata toda a RRP para a semana seguinte. As necessidades de RRP são atualizadas uma vez por ano e respeitam as especificações da ENTSO-E. A capacidade contratada é cerca de 74 MW. Este volume é adquirido diretamente aos agentes de mercado suíços e também aos ORTs da França, Alemanha, Áustria e Holanda que participam neste mercado de RRP. As capacidades máximas de participação de cada ORT são respetivamente de 25 MW para o ORT francês, 90 MW para cada ORT da Áustria e Holanda e de 173 MW para o ORT da Alemanha. A contratação das necessidades de RRP é feita segundo uma ordem de mérito de preço, e só é remunerada a capacidade a ‘pay-as-bid’, não existe remuneração pela energia utilizada [25].

A RRS é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT através de um leilão semanal onde se contrata toda a RRS para a semana seguinte. A capacidade contratada é cerca de 400 MW, e este volume é adquirido diretamente aos agentes de mercado suíços. A aquisição das necessidades de RRS é feita segundo uma ordem de mérito de preço, e é remunerada a ‘pay-as-bid’. Existe também o pagamento de um valor pela energia utilizada, que poderá ser mais ou menos 20% do valor do preço da RRS horário, dependendo se o sentido da RRS está a subir ou a descer [25].

A RRT é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT num leilão semanal ou através de seis sessões diárias. As necessidades de RRT são cerca de 450 MW de RRT a subir e cerca 300 MW de RRT a descer. Os agentes de mercado são obrigados a fazer ofertas para as necessidades mínimas publicadas, no entanto poderão também fazer ofertas voluntárias. A contratação das necessidades mínimas é feita segundo uma ordem de mérito de preço, e são remuneradas tanto a disponibilidade de capacidade como a energia utilizada a ‘pay-as-bid’. A restante capacidade ofertada voluntariamente, se for mobilizada recebe apenas remuneração pela energia utilizada a ‘pay-as-bid’ [25].

## 2.2.6 Holanda

Na Holanda existe um único ORT, a TENNET que também opera uma parte substancial da rede na Alemanha. A sua rede é constituída por uma única zona de regulação, como está representado na figura 2.10, e o mercado de serviços de sistema é constituído por RRP, RRS e RRT. A gestão deste mercado é da responsabilidade do ORT, no que diz respeito à publicação das necessidades de serviços de sistema, assim como à receção das ofertas feitas pelos agentes de mercado e à gestão das mesmas.



**Figura 2.10:** Mapa de rede da Holanda [26].

A RRP é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT através de um leilão semanal onde os ORTs da Alemanha também participam. Uma parte das necessidades, cerca de 67 MW é adquirida aos ORTs alemães e os restantes 29 MW é adquirida aos agentes de mercado holandeses. A contratação das necessidades é feita segundo uma ordem de mérito de preço, e só é remunerada a capacidade a ‘pay-as-bid’, não existe remuneração pela energia utilizada [27].

A RRS é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT através de um leilão anual e diário. Os agentes de mercado, produtores e consumidores, com potência superior a 60 MW são obrigados a ofertar a sua potência disponível. A disponibilidade de RRS contratada no leilão anual terá que ser ofertada no leilão diário. Os restantes agentes de mercado com potências inferiores, têm a opção de ofertar ou não em cada um dos leilões. A aquisição das necessidades de RRS é feita segundo uma ordem de mérito de preço, sendo a remuneração da disponibilidade de capacidade feita a ‘pay-as-bid’. Existe também uma remuneração pela energia utilizada, que será o preço marginal horário da última licitação mobilizada [27].

A RRT é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT através de um leilão anual e diário, em que a contratação e a remuneração se processam nos mesmos moldes da RRS [27].

## 2.2.7 Bélgica

Na Bélgica existe um único ORT, a ELIA e a sua rede é constituída por uma única zona de regulação, como está representado na figura 2.11, e o mercado de serviços de sistema é constituído por RRP, RRS e RRT. A gestão deste mercado é da responsabilidade do ORT no que diz respeito à publicação das necessidades de serviços de sistema, assim como à receção das licitações feitas pelos agentes de mercado e à gestão das mesmas. As necessidades de serviços de sistema são publicadas uma vez por ano para o ano subsequente, e são constituídos por dois períodos diários: o primeiro chamado de ‘peak’ (das 08:00 às 20:00 horas), e um segundo período chamado de ‘off-peak’ (restante período do dia e em especial feriados e fins de semana). Não existe uma obrigatoriedade por parte dos agentes de mercado em participar no mercado de serviços de sistema, mas impera o bom senso por parte de todos os agentes de mercado na realização de um volume de ofertas suficiente. No caso de não existirem ofertas suficientes, o ORT tem sempre a possibilidade de convocar uma sessão adicional de mercado, que obrigue os agentes de mercado a realizarem ofertas suficientes [28].



Figura 2.11: Mapa de rede da Bélgica. Adaptado de [29].

A RRP é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT através de um leilão semanal. As necessidades de RRP para o ano de 2017 são de 68 MW para um período de 30 segundos, e são adquiridos numa primeira fase junto dos agentes de mercado do próprio país. No entanto, se forem insuficientes então numa segunda fase são adquiridos numa plataforma regional entre países [19][28]. A contratação das necessidades é feita segundo uma ordem de mérito de preço, e só é remunerada a capacidade a ‘pay-as-bid’, não existe remuneração pela energia utilizada [30].

A RRS é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT através de um leilão semanal e diário. As necessidades para o ano de 2017 são de 144 MW para um período de 15 minutos, e a RRS contratada no leilão semanal terá que ser ofertada no leilão diário. Os restantes agentes de mercado que ficaram de fora do leilão semanal têm a opção de ofertar, ou não ofertar em cada um dos leilões diários [30]. A aquisição das necessidades de RRS é feita segundo uma ordem de mérito de preço, e são remuneradas tanto a disponibilidade de capacidade assim como a energia utilizada a ‘pay-as-bid’ [28]. No entanto, existe um teto máximo de remuneração que é estipulado pelo governo do país [31].

A RRT é um serviço de sistema remunerado, adquirido diretamente pelo ORT num leilão mensal e diário junto dos produtores e grandes clientes industriais. As necessidades para o ano de 2017 são de 780 MW para um período de 15 minutos, e a RRT contratada no leilão semanal terá que ser ofertada no leilão diário. Os restantes agentes de mercado que ficaram de fora do leilão mensal têm a opção de ofertar, ou não ofertar em cada um dos leilões diários [30]. A aquisição das necessidades de RRT é feita segundo uma ordem de mérito de preço, e são remuneradas tanto a disponibilidade de capacidade assim como a energia utilizada a ‘pay-as-bid’ [28]. No entanto existe um teto máximo de remuneração que é estipulado pelo governo do país [32].

## 2.3 Comparação de serviços de sistema dos países

Na Tabela 2.1 encontra se, resumidamente, as diferenças de serviços de sistema entre países.

**Tabela 2.1:** Comparação de serviços de sistema dos países.

Mercado	Método de procura	Remuneração	
		Disponibilidade	Utilização
Portugal	(RRS, RRT) Diário	(RRS) Preço marginal (RRT) Não remunerado	(RRS, RRT) Preço marginal
Nordpool	(RRP, RRS, RRT) Leilões e contratos bilaterais de curto e longo prazo	(RRP, RRS, RRT) Pay-as-bid	(RRS, RRT) Preço marginal
Alemanha	(RRP, RRS) Leilões semanais (RRT) Diários	(RRP, RRS, RRT) Pay-as-bid (RRP) Utilização não remunerada	
Itália	(RRS, RRT) Diário	Não remunerado	(RRS, RRT) Pay-as-bid
Suíça	(RRP, RRS) Leilões semanais (RRT) Leilões semanais e diário	(RRP, RRS, RRT) Pay-as-bid	(RRT) Pay-as-bid (RRS) cap +/- 20 % preço marginal
Holanda	(RRP) Leilões semanais (RRS, RRT) Leilões anuais e diário	(RRP, RRS, RRT) Pay-as-bid	(RRS, RRT) Preço marginal
Bélgica	(RRP) Leilões semanais (RRS) Leilões semanais e diários (RRT) Leilões mensais e diários	(RRP, RRS, RRT) Pay-as-bid (RRP) Utilização não remunerada	

No que diz respeito ao método de procura e à remuneração tanto da disponibilidade de serviço assim como à energia utilizada, de um modo geral todos os ORTs adquirem as suas reservas de serviços de sistema em leilões de curto e longo prazo. Já em relação à remuneração difere de país para país, assim sendo existe um pagamento de disponibilidade de RRP, RRS e RRT ‘pay-as-bid’ em todos os países, com exceção da Itália. No caso da Itália não existe qualquer pagamento de disponibilidade para qualquer um dos serviços de sistema. Em relação ao pagamento da utilização de energia, os países dividem-se entre duas formas de pagamento o ‘pay-as-bid’ e o preço marginal. Também se verifica que não existe pagamento de utilização de energia de RRP em nenhum dos países analisados.



# Capítulo 3

## Modelo de otimização de uma empresa de geração em mercado

O presente capítulo descreve o modelo implementado que fará a otimização da carteira de uma empresa de geração. Esta otimização será feita para o mercado diário assim como para o mercado de reserva secundário de uma forma integrada.



### **3. Modelo de otimização em mercado de uma empresa de geração**

Por forma a resolver os casos de estudo, foi criado um algoritmo de otimização adaptado do algoritmo desenvolvido por Sebastián de la Torre *et al* [3], que posteriormente foi adaptado por Jorge A. M. Sousa et al. [4] [5] com dois estudos mais recentes. O modelo desenvolvido e adaptado por estes últimos autores, faz a otimização de uma empresa geradora no mercado diário do MIBEL segundo a representação da curva de procura residual, e também participa no mercado de reserva secundária. No entanto, este trabalho partiu da base deste modelo já existente, e adaptou-o por forma aumentar a carteira da empresa de geração, carteira esta que será constituída por uma CT com mais potência instalada e por uma CHR de diferentes características. A empresa de geração será otimizada no mercado diário vendendo energia de geração e comprando energia de bombagem, e ao mesmo tempo irá participar também no mercado de reserva secundária.

O algoritmo é constituído por quatro fases, a construção da curva de procura residual para uma semana a analisar, a formulação matemática do modelo, os dados de entrada que são constituídos pelos dados da reserva secundária assim como pelas características da CHR e CT, e por último a resolução do problema. Para a resolução do problema foi utilizado o modelo matemático desenvolvido, no qual foram realizadas as simulações referentes a cada caso de estudo.

### 3.1 Curva de procura residual

A curva de procura residual pode ser aplicada a qualquer empresa que comercialize os seus produtos num mercado liberalizado. As curvas de procura residual servem para modelar o poder de mercado de uma empresa, e neste sentido se uma determina empresa conseguir calcular a curva de procura residual do mercado em que está inserido, consegue desta forma exercer poder de mercado para alterar os preços. Assim sendo as curvas de procura residual ajudam a maximizar o lucro das empresas [33].

Para o cálculo da curva de procura residual de uma empresa, é necessário subtrair da procura total do mercado as ofertas de venda de todas as empresas concorrentes dessa empresa, e esta diferença é feita para cada nível de preço da procura da oferta agregada das empresas concorrentes. Desta forma, para o cálculo da curva de procura residual é necessário ter um conhecimento prévio da procura do mercado em que se está inserido, assim como o conhecimento de todas as ofertas dos participantes desse mercado. Assim sendo, o cálculo da curva de procura residual de uma determinada empresa é dado pela seguinte expressão [33]:

$$DR_j(p) = QD(p) - SO_j(p) \quad (3.1)$$

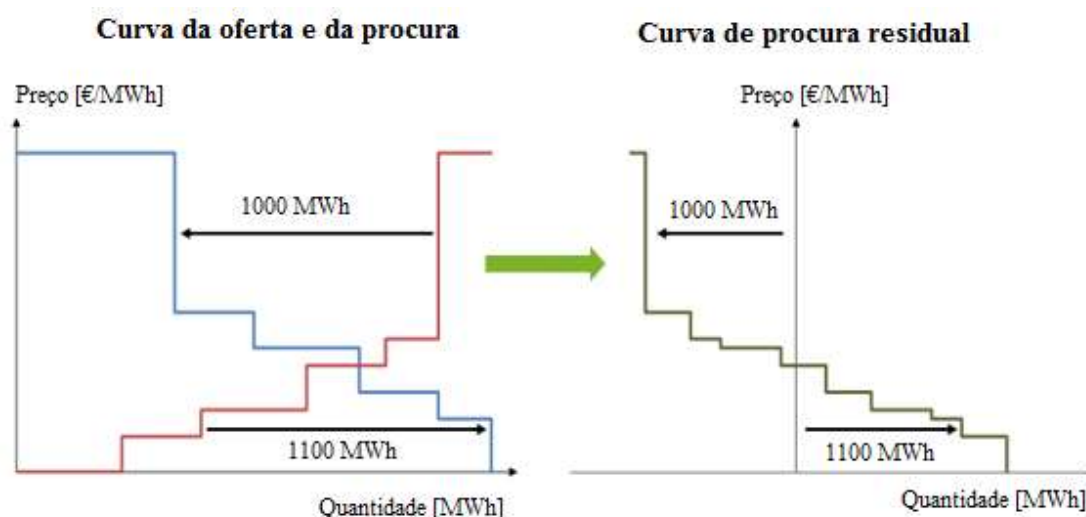
Onde:

$DR_j(p)$  – Curva de procura residual da empresa  $j$  em função do preço  $p$

$QD(p)$  – Quantidade total de procura do mercado em função do preço  $p$

$SO_j(p)$  – Quantidade total de ofertas de venda dos concorrentes da empresa  $j$  em função do preço  $p$

Para a resolução dos casos de estudo, foram construídas as curvas de procura residual a partir das ofertas retiradas do operador do mercado ibérico de energia (OMIE), pelo que, estas ofertas são previamente conhecidas. Foram retiradas do OMIE todas as ofertas de venda e compra, ofertas essas que são realizadas pelos agentes de mercado em blocos de energia de diversos valores e a vários preços numa base horária, atualmente o preço máximo do MIBEL é de 180,3 €/MWh e mínimo é de 0 €/MWh. As curvas da oferta e da procura ao serem organizadas por ordem de preço, apresentam um comportamento em escada, em que cada patamar dessa escada representa uma quantidade de energia para um mesmo preço. Na figura 3.1 está ilustrado o modo de construção da curva de procura residual.

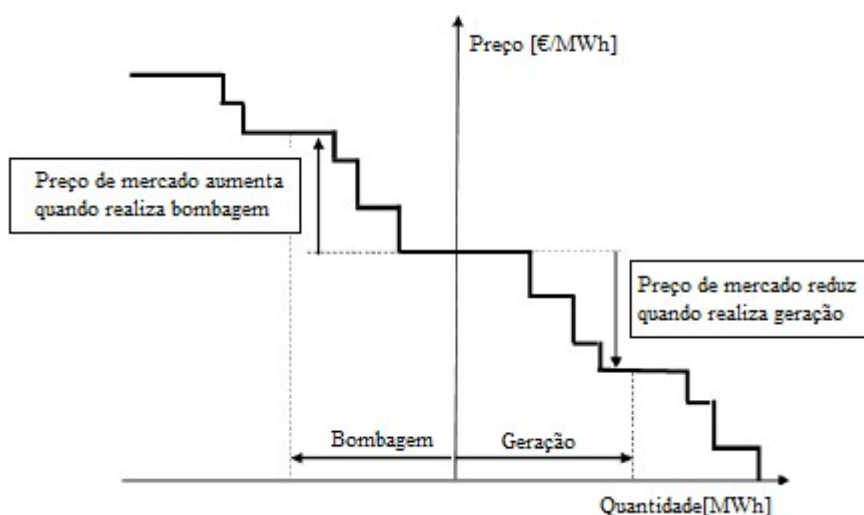


**Figura 3.1:** Construção da curva de procura residual.

Para a construção das curvas de procura residual, foram organizadas horariamente, todas as ofertas de procura por ordem decrescente de preço, e seguidamente foram subtraídas das ofertas de procura todas as ofertas de venda das empresas concorrentes da empresa de geração em análise. Deste modo, antes de serem construídas as curvas de procura residual, foram retiradas todas as ofertas de mercado da empresa de geração, e só então se realizou a construção das curvas de procura residual. Esta diferença foi feita para cada nível de preço das ofertas de procura de mercado.

Como se pode verificar no exemplo da figura 3.1, na curva de procura residual há esquerda do preço de equilíbrio temos toda a energia que poderá ser comprada pela empresa de geração, e por outro lado, à direita do preço de equilíbrio temos toda a energia que poderá ser vendida pela empresa de geração.

A curva de procura residual representa o preço de equilíbrio em função da quantidade de energia elétrica ofertada por uma empresa de geração, desta forma, temos que ter em atenção que a quantidade de energia e o preço a que essa energia irá ser ofertada pela empresa de geração influenciará o preço de equilíbrio [34]. Na figura 3.2 está representada a influencia das ofertas da empresa de geração no preço de equilíbrio de mercado.



**Figura 3.2:** Influencia das ofertas da empresa de geração no preço de equilíbrio de mercado.

Adaptado de [5].

A empresa de geração ao realizar ofertas de venda, irá fazer deslocar o ponto de equilíbrio de mercado para a direita ao longo da curva de procura residual, e desta forma, quando maior for o volume de energia vendida pela empresa mais se deslocará o ponto de equilíbrio de mercado para a direita, e consequentemente o preço de equilíbrio de mercado irá reduzir gradualmente. Por outro lado, quando a empresa de geração realiza

ofertas de compra, irá fazer deslocar o ponto de equilíbrio de mercado para a esquerda ao longo da curva de procura residual, e desta forma, quando maior for o volume de energia comprada pela empresa mais se deslocará o ponto de equilíbrio de mercado para a esquerda, e conseqüentemente o preço de equilíbrio de mercado irá aumentar gradualmente.

A construção da curva de procura residual é horária, e como o intervalo do nosso estudo diz respeito a uma semana iremos ter 168 curvas de procura residual. Para a construção das curvas de procura residual foram utilizadas todas as ofertas de compra e de venda retiradas do site do OMIE. Estas ofertas dizem respeito ao período de análise compreendido entre a hora 1 de dia 18 de janeiro de 2016 e a hora 24 de dia 24 de janeiro de 2016.

Assim sendo, como o nosso caso de estudo diz respeito à otimização em mercado da carteira de uma empresa de geração constituído por centrais elétricas, antes da construção das curvas de procura residual foram eliminadas as ofertas dessas centrais elétricas. Para esse fim e para a construção das curvas de procura residual foi utilizado o software de programação VBA Excel. Estas curvas de procura residual são a base e um dado de entrada para a formulação do nosso modelo matemático.

## 3.2 Formulação matemática

O modelo matemático que vai ser explicitado tem por objetivo rentabilizar o lucro máximo da carteira de uma empresa inserida num mercado liberalizado, a partir do modelo base que foi desenvolvido por Sebastián de la Torre *et al* [3], e posteriormente adaptado e desenvolvido por Jorge A. M. Sousa *et al.* [4] [5]. Este trabalho partiu da base deste modelo já existente, e adaptou-o para que no caso presente otimize uma carteira alargada da empresa de geração, carteira essa que é constituída por uma CT com uma potência instalada superior, e por uma CHR de diferentes características. A empresa de geração irá vender energia com a sua carteira e comprar energia de bombagem com a CHR no mercado diário MIBEL, e por outro lado também irá participar no mercado de reserva secundária. Para esse efeito foi utilizada a linguagem de programação GAMS, este pacote de otimização foi desenvolvido por B. Murtaugh e M. Saunders e resolve problemas lineares e não lineares [35], o código de programação desenvolvido para os dois tipos de otimização “price-taker” e “price-maker” encontra-se no anexo I.

Para o caso do mercado diário do MIBEL o modelo desenvolvido otimiza a empresa de geração única e exclusivamente no mercado diário, excluindo-se assim a sua otimização nos mercados intradiários. Deste modo, o modelo matemático faz a modelação do poder de mercado da empresa de geração através da curva de procura residual, e desta forma, a empresa de geração assume poder de mercado para influenciar os preços de equilíbrio de mercado, atuando assim em mercado como “price-maker” quer quando vende energia quer quando compra energia. Este modelo matemático desenvolvido para otimizar a empresa de geração no mercado diário como “price-maker” foi utilizado no terceiro, quarto e quinto caso de estudo. Para o primeiro e segundo caso de estudo este modelo matemático desenvolvido foi alterado, para que dessa forma otimize a empresa de geração no mercado diário como “price-taker”.

No caso do mercado de reserva secundária, o modelo desenvolvido otimiza a empresa de geração única e exclusivamente no mercado de disponibilidade de potência de RRS, excluindo-se assim a otimização da energia de RRS utilizada em tempo real. Deste modo o modelo assume que a empresa de geração se comporta como “price-taker”, para todos



Sujeito a:

$$p_{t,i}^{\min} \leq p_{t,i} - \frac{1}{3} band_{t,i} \quad (3.3)$$

$$p_{t,i} + \frac{2}{3} band_{t,i} \leq p_{t,i}^{\max} \quad (3.4)$$

$$q_t = \sum_{i=1}^I p_{t,i} \quad (3.5)$$

$$q_t = \sum_{v=1}^V (bv_{t,v} + uv_{t,v} q_{t,v}^{\min}) + \sum_{c=1}^C (bc_{t,c} + uc_{t,c} q_{t,c}^{\min}) \quad (3.6)$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^I band_{t,i} \leq band_t^{\max} \quad (3.7)$$

$$\sum_{v=1}^V uv_{t,v} + \sum_{c=1}^C uc_{t,c} = 1 \quad (3.8)$$

$$0 \leq bv_{t,v} \leq uv_{t,v} bv_{t,v}^{\max} \quad (3.9)$$

$$- uc_{t,c} bc_{t,c}^{\max} \leq bc_{t,c} \leq 0 \quad (3.10)$$

$$W_t = \begin{cases} W_{t-1} - \eta_p p_{t,H'} & \text{if } p_{t,H'} < 0 \\ W_{t-1} - \frac{p_{t,H'}}{\eta_g} & \text{if } p_{t,H'} > 0 \end{cases} \quad (3.11)$$

$$W^{\min} \leq W_t \quad (3.12)$$

$$W_t \leq W^{\max} \quad (3.13)$$

$$W_{t=1} = W_{t=T} \quad (3.14)$$

Na qual:

$p_{t,i}$	Energia vendida pela central $i$ no período $t$ em MWh
$t$	Índice do período da análise
$i$	Índice das unidades geradoras
$bv_{t,v}$	Valor da energia do degrau $v$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
$v$	Índice do degrau da curva de procura residual para a energia vendida pela empresa
$uv_{t,v}$	Variável binária igual a 1 se o degrau $v$ é o degrau marginal da curva de procura residual para obter a quantidade $qt$ da empresa no período $t$
$bc_{t,c}$	Valor da energia do degrau $c$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
$c$	Índice do degrau da curva de procura residual para a energia comprada pela empresa
$uc_{t,c}$	Variável binária igual a 1 se o degrau $c$ é o degrau marginal da curva de procura residual para obter a quantidade $qt$ da empresa no período $t$
$band_{t,i}$	Potência vendida de regulação secundária pela central $i$ no período $t$ em MW
$\pi$	Lucro da empresa em €
$T$	Numero de períodos da simulação
$V$	Numero de degraus $v$ da curva de procura residual
$\lambda v_{t,v}$	Preço do degrau $v$ da curva de procura residual da empresa no período $t$ em €/MWh
$q_{t,v}^{\min}$	Soma da energia de venda ofertada do degrau 1 até $v-1$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
$C$	Numero de degraus $c$ da curva de procura residual da empresa

$\lambda_{t,c}$	Preço do degrau $c$ da curva de procura residual da empresa no período $t$ em €/MWh
$q_{t,c}^{\min}$	Soma da energia de compra ofertada do degrau 1 até $c-1$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
$I$	Numero de centrais da empresa
$Preç_t$	Preço da reserva secundária do período $t$ em €/MW
$C_{t,i}$	Custo de produção de geração da central $i$ no período $t$ em €/MWh
$p_{t,i}^{\min}$	Capacidade mínima de produção da central $i$ no período $t$ em MW
$P_{t,i}^{\max}$	Capacidade máxima de produção da central $i$ no período $t$ em MW
$q_t$	Energia vendida pela empresa no período $t$ em MWh
$band_t^{\max}$	Quantidade de potência de reserva secundária no período $t$ em MW
$bv_{t,v}^{\max}$	Valor máximo de energia do degrau $v$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
$bc_{t,c}^{\max}$	Valor máximo de energia do degrau $c$ da curva de procura residual no período $t$ em MWh
$Wt$	Energia armazenada na CHR no período $t$ em MWh
$\eta_p$	Eficiência de bombagem da CHR
$p_{t,H}$	Energia comprada ou vendida pela CHR no período $t$ MWh
$\eta_g$	Eficiência de geração da CHR
$W^{\min}$	Mínima capacidade de armazenamento da CHR em MWh
$W^{\max}$	Máxima capacidade de armazenamento da CHR em MWh

A equação expressa em (3.2) representa o lucro obtido pela empresa com a sua carteira de geração no período T de programação. Este lucro é obtido somando as receitas totais da carteira da empresa adquiridas através da venda de geração no mercado diário e de RRS, e subtraindo dessas receitas as despesas totais da carteira. Despesas essas que englobam a compra de energia para realizar bombeamento e custos de geração da CT. O primeiro e o último termo da equação, dizem respeito ao modelo original desenvolvido por Sebastián de la Torre et al [3]. O primeiro termo refere-se ao somatório das receitas

obtidas com as vendas de energia no mercado diário por todas as centrais da empresa, em que  $\lambda_{v,t}$  é o preço marginal do patamar ativo da curva de procura residual para o período  $t$ , que multiplica pela soma das quantidades de energia vendida dos degraus da curva até ao patamar ativo  $q_{t,v}^{\min}$ , mais a quantidade de energia vendida no patamar ativo  $b_{v,t}$ .  $uv_{t,v}$  é a variável binária que impõe que apenas um único patamar da curva de procura residual está ativo. O último termo da equação (3.2) refere-se ao somatório dos custos de produção das centrais térmicas. Enquanto que o segundo e terceiro termos da equação (3.2) foram acrescentados pelo trabalho desenvolvido na presente dissertação. O segundo termo refere-se ao somatório dos custos obtidos com a compra de energia no mercado diário para a realização de bombagem com a CHR, em que  $\lambda_{c,t}$  é o preço marginal do patamar ativo da curva de procura residual para o período  $t$ , que multiplica pela soma das quantidades de energia comprada dos degraus da curva até ao patamar ativo  $q_{t,c}^{\min}$ , mais a quantidade de energia comprada no patamar ativo  $b_{c,t}$ .  $uc_{t,c}$  é a variável binária que impõe que apenas um único patamar da curva de procura residual está ativo. De referir que a energia comprada tem um valor negativo. O terceiro termo da equação (3.2) refere-se ao somatório das receitas obtidas com a venda de RRS em todas as centrais elétricas da empresa, em que  $Preç$  é o preço horário da RRS que multiplica por  $band_{t,i}$  que é a quantidade de RRS vendida pelas centrais elétricas nessa hora.

As inequações (3.3) e (3.4) também foram acrescentadas neste presente trabalho e representam as restrições mínimas e máximas de geração das centrais para o cumprimento do serviço de RRS. Como já foi abordado no ponto 2.1.1 a RRS total vendida por uma central é constituída por 1/3 de banda a descer e 2/3 de banda a subir. Desta forma, uma central quando vende RRS tem que garantir que no seu ponto de funcionamento, a banda a descer não ultrapassa o mínimo de funcionamento do grupo gerador, e por outro lado a banda a subir não ultrapassa o máximo de funcionamento do grupo gerador. Por exemplo, a equação (3.4) impõe uma restrição para que a central possa subir a potência que está vendida em 2/3 da capacidade de RRS vendida sem ultrapassar a potência máxima da central.

A equação (3.5) representa a energia líquida total de compra e de venda.

A equação (3.6) representa a diferença entre a energia de geração e a energia de bombagem, de todas as centrais da empresa em função das variáveis,  $bv_{t,v}$ ,  $uv_{t,v}$ ,  $bc_{t,c}$ ,  $uc_{t,c}$ . Desta forma, para a realização do cálculo é somada toda a energia vendida de geração das centrais da empresa, e quando a empresa compra energia para executar bombagem essa energia aparece com sinal negativo que subtrai ao total de energia vendida. O segundo termo desta equação referente às compras de energia de bombagem no mercado diário também foi acrescentada neste presente trabalho.

A inequação (3.7) também foi acrescentada neste presente trabalho e coloca uma restrição de venda de RRS para cada uma das centrais da carteira, em que o seu valor tem que ser positivo e inferior ao valor máximo de RRS solicitado pelo ORT.

A equação (3.8) impõe que apenas uma das variáveis binárias  $uv_{t,v}$  e  $uc_{t,c}$  seja 1, assim fica garantido que só um degrau da curva de procura residual é o degrau marginal. O segundo termo desta equação referente à compra de energia no mercado diário também foi acrescentada neste presente trabalho.

A inequação (3.9) impõe que a energia do degrau marginal de venda é positiva e inferior ao total de energia do degrau.

A inequação (3.10) também foi acrescentada neste presente trabalho e impõe que a energia do degrau marginal de compra é negativa e superior ao total de energia do degrau.

A inequação (3.11) também foi acrescentada neste presente trabalho e representa a energia armazenada na CHR no período  $t$ , assim a energia da CHR é igual à energia no período  $t-1$  mais a energia bombada pela CHR no período  $t$ . Quando  $p_{t,H}$  é inferior a zero significa que a CHR está a bombar. Por outro lado, a energia da CHR é igual à energia no período  $t-1$  menos a energia gerada pela CHR no período  $t$ . Quando  $p_{t,H}$  é superior a zero significa que a CHR está a gerar.

As inequações (3.12) e (3.13) também foram acrescentadas neste presente trabalho e representam os limites inferior e superior da energia armazenada na CHR.

A equação (3.14) também foi acrescentada neste presente trabalho e impõe que a energia armazenada no início do período de simulação seja igual à energia armazenada no final do período de simulação.

Para a otimização da empresa de geração no mercado diário do MIBEL como “price-taker”, foi necessário alterar o modelo matemático explicitado em (3.2). Desta forma, foram eliminadas desse modelo as seguintes equações: (3.2), (3.5), (3.6), (3.8) e inequações (3.9) e (3.10). Sendo substituídas pela equação (3.15).

Assim sendo, o modelo para calcular o lucro da empresa de geração otimizada como “price-taker” no mercado diário do MIBEL, segue a seguinte formulação matemática:

$$\max_{p_{t,i}; band_{t,i}} \pi = \sum_{t=1}^T \left[ \lambda v_t \sum_{i=1}^I p_{t,i} + \sum_{i=1}^I (Prec_t \times band_{t,i}) - \sum_{i=1}^I c_{t,i} \right] \quad (3.15)$$

Na qual:

$\lambda v_t$  Preço de equilíbrio de mercado no período  $t$  em €/MWh

A equação expressa em (3.15) representa o lucro obtido pela empresa com a sua carteira de geração no período T de programação. Este lucro é obtido somando as receitas totais da carteira da empresa adquiridas através da venda de geração no mercado diário e de RRS, e subtraindo dessas receitas as despesas totais da carteira. Despesas essas que englobam a compra de energia para executar bombagem e custos de geração da CT. O primeiro termo representa a receita obtida pela venda da energia gerada pelas centrais da empresa no mercado diário. Desta forma, neste primeiro termo quando a empresa de geração compra energia de bombagem, essa energia é negativa e é subtraída do valor total de energia transacionado. O segundo termo entre parênteses representa a venda total de RRS pelas centrais da empresa, e o terceiro termo representa o custo total de geração.



# Capítulo 4

## Casos de estudo

Neste capítulo são apresentados os dados de entrada do modelo assim como são apresentados os cinco casos de estudo para diferentes carteiras e para diferentes comportamentos no mercado diário da empresa de geração. No mercado de reserva secundária considera-se o comportamento da empresa como “price-taker”. Também são apresentados os resultados obtidos para cada um dos casos de estudo.



## 4. Casos de estudo

O presente estudo pretende realizar a otimização da carteira de uma empresa no mercado diário do MIBEL, assim como a sua participação no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. Para isso vamos considerar que a empresa detém na sua carteira de geração duas centrais com um volume considerável de geração, uma central hídrica reversível CHR e uma central térmica CT. A empresa irá ofertar a energia destas duas centrais no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. No caso da CHR, a empresa irá fazer ofertas de venda de energia de geração assim como ofertas de compra de energia para a realização de bombagem.

Para esse efeito foram analisados cinco casos de estudo separadamente, no primeiro caso de estudo a empresa irá apenas licitar a CHR isoladamente no mercado diário como “price-taker” e no mercado de reserva secundária como “price-taker”. No segundo caso de estudo a empresa irá apenas licitar a CT isoladamente no mercado diário como “price-taker” e no mercado de reserva secundária como “price-taker”. No terceiro caso de estudo a empresa irá apenas licitar a CHR isoladamente no mercado diário como “price-maker” e no mercado de reserva secundária como “price-taker”. No quarto caso de estudo a empresa irá apenas licitar a CT isoladamente no mercado diário como “price-maker” e no mercado de reserva secundária como “price-taker”. No quinto caso de estudo a empresa irá licitar as duas centrais, a CHR e a CT, em conjunto no mercado diário como “price-maker” e no mercado de reserva secundária como “price-taker”. O objetivo será, em primeiro lugar analisar o comportamento da empresa de geração quanto otimiza isoladamente as suas centrais em mercado como “price-taker” e como “price-maker”, e posteriormente analisar as diferenças quando a empresa otimiza em mercado as suas centrais isoladamente ou em carteira. Podemos assim desta forma analisar as diferenças de operação em mercado de uma empresa de geração com diferentes níveis de carteira de geração, e com diferentes comportamentos em mercado.

A base temporal que foi tida em conta para a otimização destes três casos em estudo foi de uma semana, porque segundo Kanakasabapathy e Swarup[36] é economicamente mais vantajoso planear a operação de uma CHR num horizonte de uma semana do que para apenas um dia, pois permite uma melhor exploração da capacidade de armazenamento do seu reservatório superior.

## 4.1 Dados de entrada

Para o modelo calcular o perfil ótimo de geração da carteira da empresa é necessário alimentá-lo com os dados de entrada. Estes dados de entrada dizem respeito: aos dados referentes ao mercado diário do MIBEL que foram retirados da OMIE, referentes à semana em análise, aos dados referentes à reserva secundária retirados da REN e aos dados referentes às características da CHR e da CT da empresa de geração.

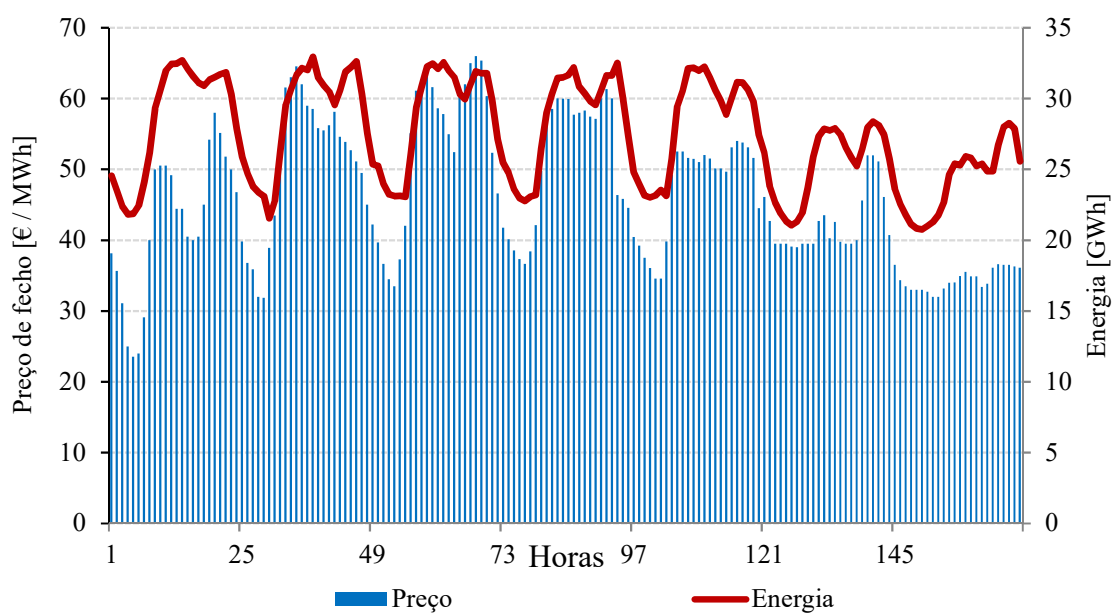
### 4.1.1 Dados do MIBEL

Para a construção das curvas de procura residual, foram utilizados os dados conhecidos *a priori* retirados da OMIE, dados estes que dizem respeito a todas as ofertas de compra e de venda realizadas no mercado diário do MIBEL para a semana a analisar. Estas ofertas de compra e de venda são constituídas por blocos de energia de diversos valores, e cada bloco é ofertado a um preço compreendido entre 0 €/MWh e 180,3 €/MWh. Estes blocos de energia são ofertados em MWh com o máximo de uma décima, e os preços são colocados em cêntimos de euro por KWh com o máximo de três décimas [37].

Assim sendo, como já foi referido no ponto 3.1.1 estes dados foram organizados sobre a forma de curvas de procura residual, depois de eliminadas as ofertas da empresa de geração. Estas curvas de procura residual depois de devidamente formatadas são um dos dados de entrada do nosso modelo matemático.

A semana que foi analisada está compreendida entre a hora 1 de 18 de janeiro de 2016 e a hora vinte e quatro de dia 24 de janeiro de 2016.

Na figura 4.1 encontram-se os dados referentes ao preço de equilíbrio horário e à energia casada, da semana em análise. Os dados da figura 4.1 dão uma perspetiva semanal do MIBEL.

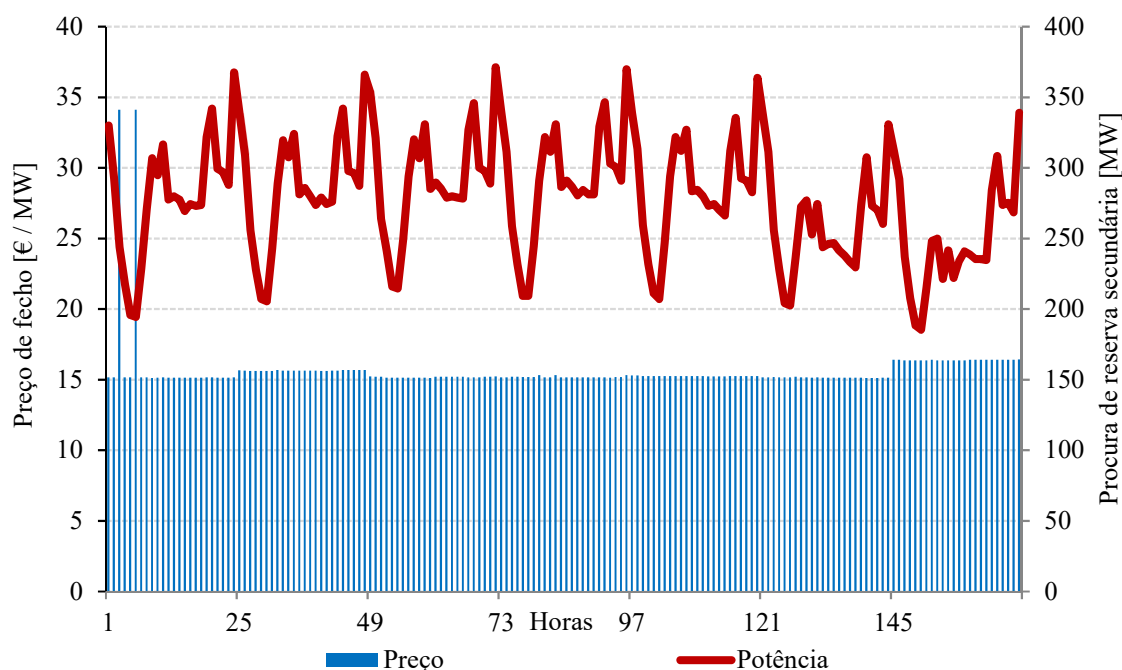


**Figura 4.1:** Preço de equilíbrio e energia do mercado diário do MIBEL– 18 a 24 de janeiro de 2016.

## 4.1.2 Dados da reserva secundária

Os dados referentes à reserva secundária foram retirados do site da REN, dados estes que dizem respeito ao preço de equilíbrio horário, assim como à quantidade de RRS horária solicitada pelo ORT para a semana em análise. A soma total da procura de RRS é de 46,7 GW para a semana em análise, compreendida entre a hora 1 de 18 de janeiro de 2016 e a hora 24 de dia 24 de janeiro de 2016. Estes dados depois de devidamente formatados são um dos dados de entrada do nosso modelo matemático.

Na figura 4.2 encontram-se os dados referentes ao preço final horário e a procura de RRS, para a semana em análise. Esta figura dá uma perspetiva da evolução da procura de RRS, assim como a evolução dos preços de equilíbrio para a semana em análise. De realçar, que a evolução do preço de fecho é praticamente constante ao longo da semana. Isto é devido à limitação de preço imposto pela ERSE [6], que faz com que os agentes de mercado ofertem a RRS ao preço de equilíbrio de mercado do mercado de RRS de Espanha.



**Figura 4.2:** Preço de fecho e procura de reserva secundária – 18 a 24 de janeiro de 2016.

### 4.1.3 Dados da carteira da empresa

A carteira da empresa é constituída por duas centrais uma CHR e uma CT. Para a análise da central CHR foi escolhida a central do Alqueva que possui 460 MW de potência máxima e 120 MW de potência mínima de geração. Em bombagem, à central do Alqueva foi imposta a potência máxima igual à potência mínima de -460 MW, dado que em bombagem a central tem um ponto de funcionamento fixo e não um intervalo de variação de potência, e o seu rendimento em geração é de 90% e em bombagem é de 80%.

Foi atribuído um valor exemplificativo de energia armazenada na albufeira do Alqueva que é meramente para efeitos de simulação, que em nada tem que ver com o armazenamento real de energia na albufeira do Alqueva. Também foi colocada uma restrição no modelo matemático para o armazenamento de energia do reservatório do Alqueva, e desta forma, a energia armazenada no final da simulação será de 15000 MWh que é igual à energia inicial armazenada, assim sendo toda a energia que for bombada pela CHR tem que ser turbinada até ao final do período de simulação. Na tabela 4.1 estão expressos os valores com as características da CHR que vão ser os dados de entrada no nosso modelo.

**Tabela 4.1:** Características da CHR.

CHR	Geração		Bombagem		Energia armazenada		Rendimento	
	Mínimo [MW]	Máximo [MW]	Mínimo [MW]	Máximo [MW]	Mínimo [MWh]	Máximo [MWh]	Geração [%]	Bombagem [%]
	120	460	460	460	0	19000	90	80

Para a análise da central CT foi escolhida a central de Lares constituída por dois grupos geradores de ciclo combinado, que utiliza como combustível o gás natural. Genericamente um grupo de ciclo combinado é constituído por duas turbinas, uma a gás e uma a vapor de água, acopladas pelo mesmo veio. No interior da turbina a gás é realizada a queima do gás natural previamente misturado com ar comprimido, seguidamente os gases resultantes da queima são conduzidos a uma caldeira de recuperação, onde são utilizados para produzir vapor de água. O vapor de água será utilizado para acionar a turbina a vapor. As duas turbinas acopladas acionam o gerador elétrico. Na figura 4.3 está representado o processo de funcionamento de um grupo de ciclo combinado.

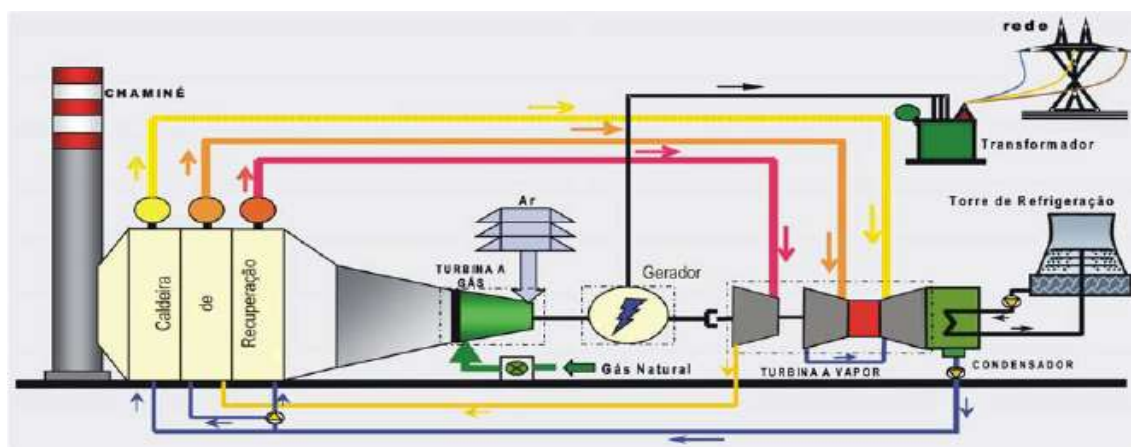


Figura 4.3: Processo de funcionamento de um grupo de ciclo combinado [38].

Cada grupo gerador da central de Lares tem 425 MW de potência máxima e 160 MW de potência mínima, a potência máxima da central é de 850 MW e a sua potência mínima é de 160 MW. Na tabela 4.2 estão expressas as características de geração assim como os custos de produção da CT, que por sua vez vão ser os dados de entrada no nosso modelo.

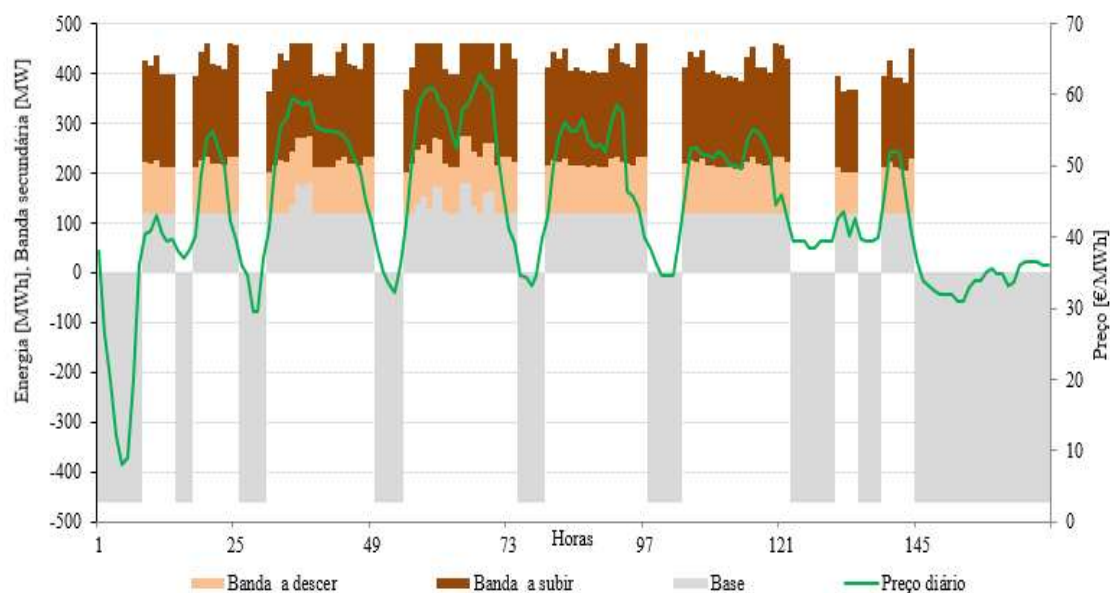
Tabela 4.2: Características da CT.

CT	Geração		Custos [€/MWh]
	Mínimo [MW]	Máximo [MW]	
GR.1	160	425	44
GR.2	160	425	44

## 4.2 CHR otimizada isoladamente como “price-taker” no mercado diário

A presente secção tem por objetivo realizar a otimização isolada da CHR no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. Assim sendo, neste primeiro caso de estudo assume-se que a empresa de geração é constituída unicamente pela CHR. Para a realização da otimização vai ser utilizado o modelo matemático explicitado no ponto 3.1.2, e desta forma, a CHR irá ser ofertada no mercado diário como “price-taker” e no mercado de reserva secundária como “price-taker”.

Na figura 4.4 estão representados os resultados obtidos na otimização isolada da CHR como “price-taker” no mercado diário. Estes resultados dizem respeito à energia transacionada no mercado diário, reserva secundária vendida e ao preço do diário. Verifica-se uma mudança de estado entre geração e bombagem em função do nível de preços de mercado.



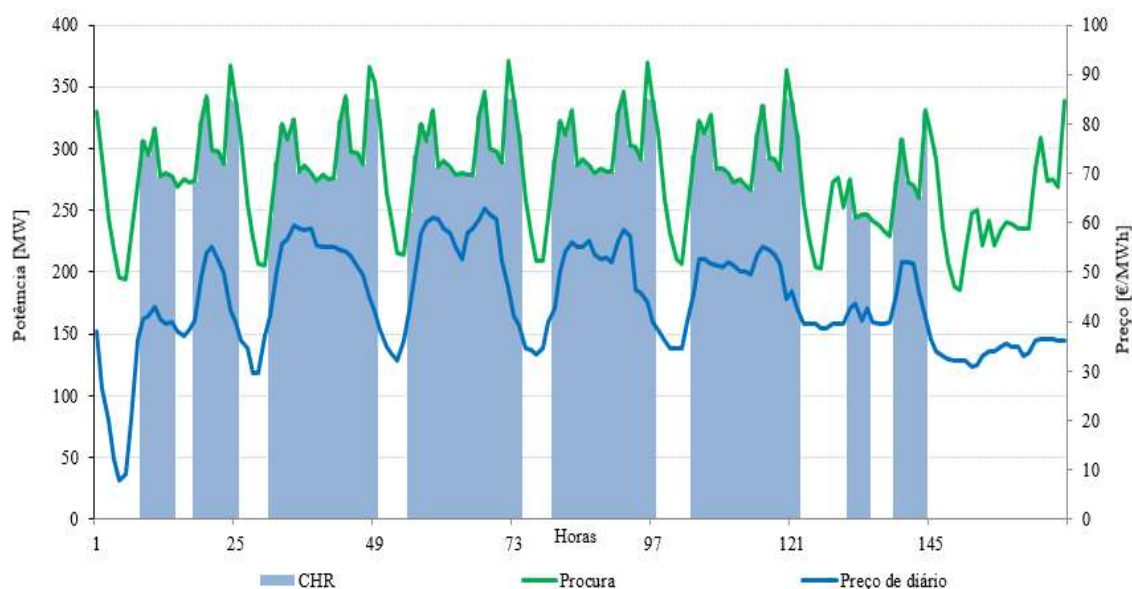
**Figura 4.4:** Operação da CHR e preço do mercado diário.

Na figura 4.4 verifica-se que quando os preços do mercado diário são baixos a empresa de geração compra energia para realizar bombagem com a CHR, e por outro lado, quando os preços do mercado diário são elevados a empresa de geração vende energia para realizar geração com a CHR. Tipicamente os CHR realiza bombagem durante a noite e nos fins-de-semana, quando os preços são mais reduzidos, e realiza geração durante o dia nas horas de maior consumo de energia elétrica quando os preços são mais elevados.

Como a operação de bombagem implica um custo associado à compra de energia elétrica para a realização da mesma, e o nível do reservatório da CHR no final da simulação foi imposto igual ao nível inicial, desta forma a CHR só realizará a bombagem necessária para ser gerada e a um preço economicamente rentável durante o período da simulação. Verifica-se nesta simulação que a otimização é feita em pleno durante as 168 horas da simulação, pois a CHR está sempre em funcionamento em bombagem ou em geração. Ao analisar as curvas de perfil de preços representadas na figura 4.4, verifica-se que devido à otimização da CHR como “price-taker” não existe uma alteração do preço final do mercado diário.

Verifica-se também que a CHR sempre que realiza geração vende reserva secundária, por outro lado para as horas em que a CHR realiza bombagem não vende reserva secundária, pelo simples facto de que a central em bombagem tecnicamente não tem a possibilidade de realizar RRS. Desta forma, o modelo só vende RRS quando a CHR realiza geração, aumentando a sua rentabilidade com as receitas adicionais de RRS.

Na figura 4.5 estão representados os períodos em que a CHR vende reserva secundária. Verifica-se que a CHR vende reserva secundária nas horas de ponta da semana, e como já foi referido, sempre que vende energia no mercado diário.



**Figura 4.5:** Operação da CHR, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário.

Na tabela 4.3 estão representados os resultados operacionais obtidos pela empresa com a otimização isolada da CHR como “price-taker”.

**Tabela 4.3:** Resultados obtidos com a otimização da CHR isolada como “price-taker” no mercado diário.

Cenários	Mercado diário						Reserva secundária		Total Resultado operacional diário + secundária [k€]
	Energia			Resultado operacional			Potência	Resultado operacional	
	Bombagem [GWh]	Geração [GWh]	Total [GWh]	Bombagem [k€]	Geração [k€]	Total [k€]	[GW]	[k€]	
CHR isolada price-taker	-31,28	22,52	-8,76	-1063,45	1149,91	86,46	29,84	455,45	541,91

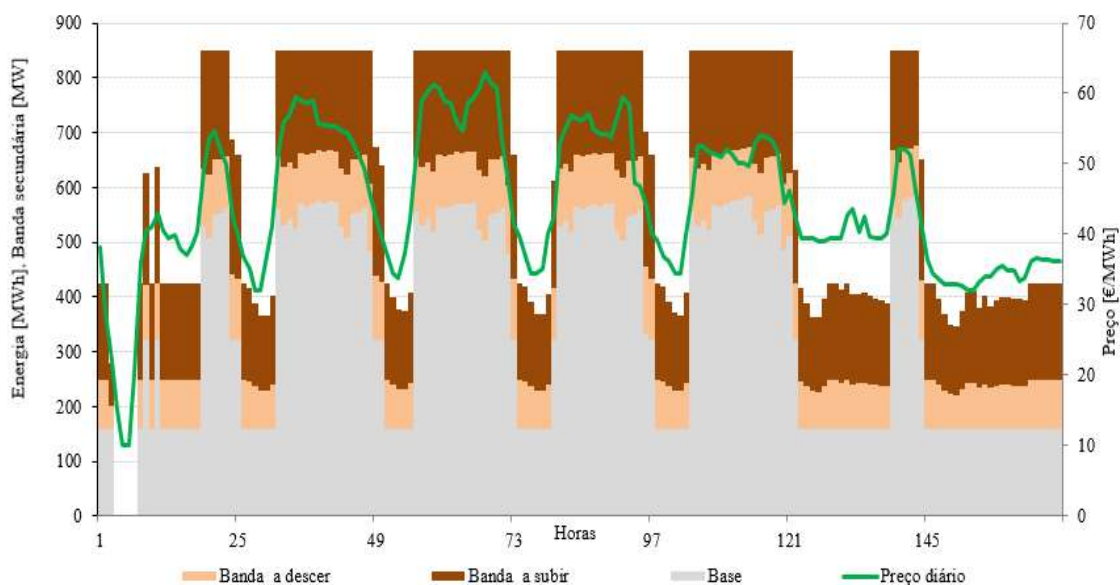
Verifica-se que o resultado operacional obtido com a reserva secundária é superior ao resultado operacional obtido no mercado diário, isto porque no mercado diário a empresa

de geração tem custos com a compra de energia de bombagem, o que origina um menor resultado operacional no mercado diário. Também se verifica que a empresa de geração compra mais energia de bombagem do que vende energia de geração no mercado diário, devido ao rendimento do ciclo de bombagem/geração que é inferior a 1.

### 4.3 CT otimizada isoladamente como “price-taker” no mercado diário

A presente secção tem por objetivo realizar a otimização isolada da CT no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. Desta forma, neste segundo caso de estudo assume-se que a empresa de geração é constituída unicamente pela CT. Para esse efeito vai ser utilizado o modelo matemático explicitado no ponto 3.1.2, que irá ofertar no mercado diário a CT como “price-taker”, e no mercado de reserva secundária irá ser ofertada como “price-taker”.

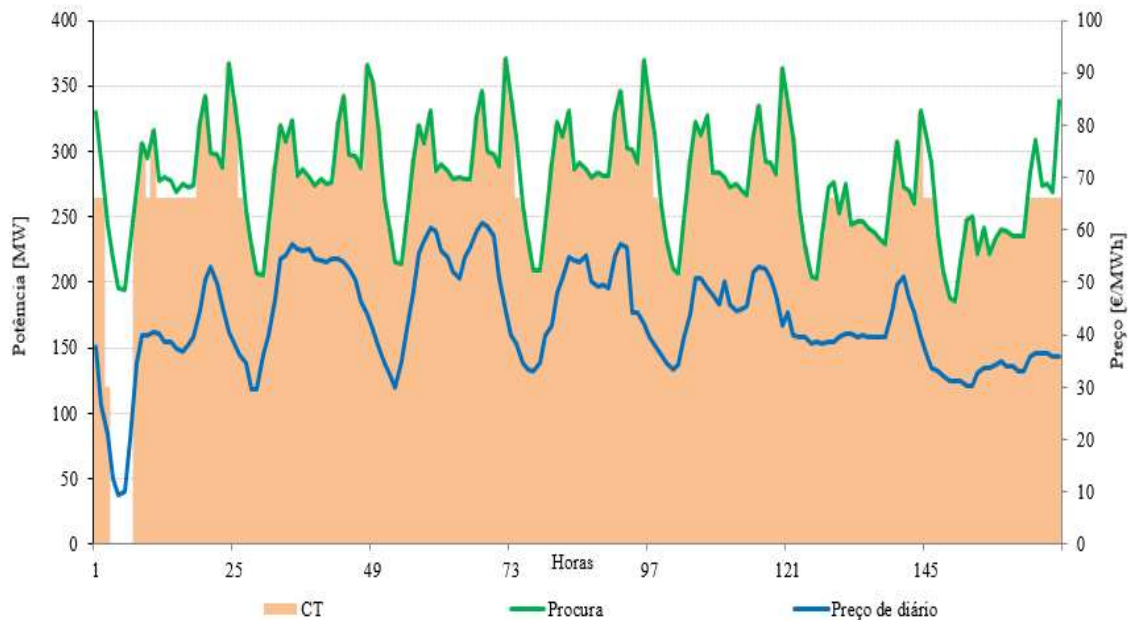
Na figura 4.6 está representada a energia vendida no mercado diário, a reserva secundária vendida e os preços do diário.



**Figura 4.6:** Operação da CT e preço do mercado diário.

Verifica-se na figura 4.6 que a empresa de geração vende energia no mercado diário nos dois grupos da CT. Vende a energia de um grupo para todo o período da simulação, com exceção das primeiras horas da semana em que faz uma paragem de grupo. Nas restantes horas este grupo vende o máximo da sua capacidade menos a RRS a subir nas horas de ponta, e vende a sua capacidade mínima mais a RRS a descer nas horas de vazio. No segundo grupo a CT vende o máximo da sua capacidade menos a RRS a subir nas horas de ponta, nas horas de vazio o grupo para e não vende a sua energia. Estas diferenças de operação são devidas aos custos de produção da CT. Desta forma, a empresa de geração vende a capacidade máxima da CT quando o preço do mercado diário é superior ao custo de produção, e por outro lado vende o mínimo da capacidade da CT quando o preço do mercado diário é inferior ao custo de produção.

Verifica-se também que sempre que a empresa de geração vende energia no mercado diário, vende também reserva secundária, como se pode verificar na figura 4.7. Isto para qualquer um dos grupos geradores.



**Figura 4.7:** Operação da CT, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário.

Na tabela 4.4 estão representados os resultados operacionais obtidos pela empresa com a otimização isolada da CT como price taker. Verifica-se que o resultado operacional obtido no mercado de reserva secundária é superior ao resultado operacional obtido no mercado diário. Devido aos custos de produção da CT o resultado operacional no mercado diário é inferior.

Assim como, se verifica que a empresa de geração vende quase a totalidade de reserva secundária. Vendeu 45,19 GW de reserva secundária, quando a procura total de reserva secundária para a semana em análise é de 46,70 GW.

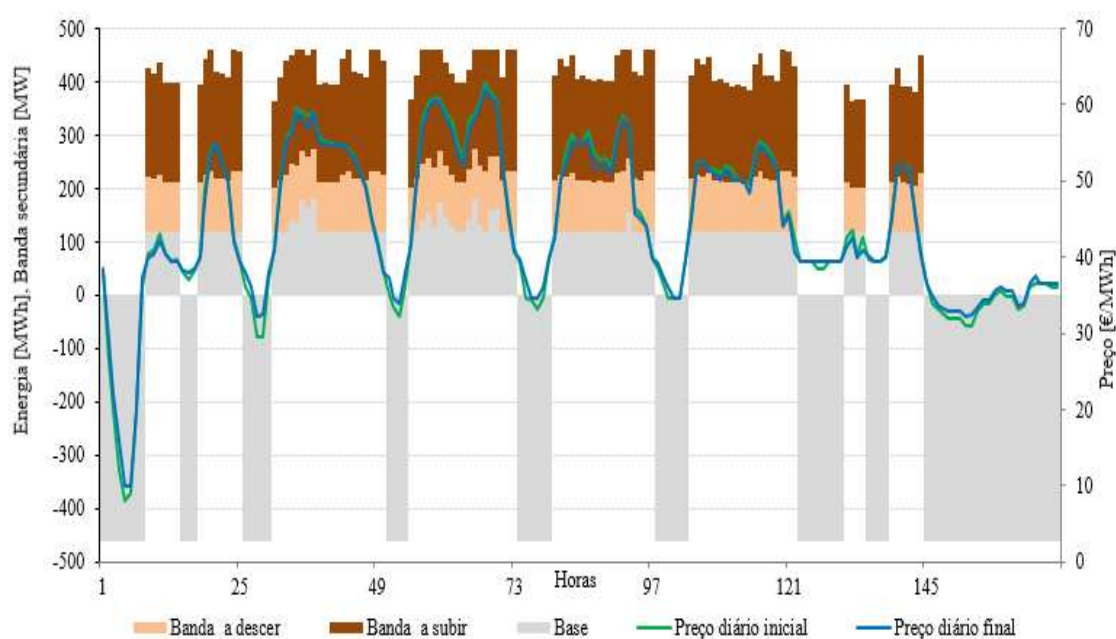
**Tabela 4.4:** Resultados obtidos com a otimização da CT isolada como “price-taker” no mercado diário.

Cenários	Mercado diário		Reserva secundária		Total Resultado operacional diário + secundária [k€]
	Energia	Resultado operacional	Potência	Resultado operacional	
	[GWh]	[k€]	[GW]	[k€]	
CT isolada price-taker	73,24	356,68	45,19	697,84	1054,52

## 4.4 CHR otimizada isoladamente como “price-maker” no mercado diário

A presente secção tem por objetivo realizar a otimização isolada da CHR no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. Assim sendo, neste terceiro caso de estudo assume-se que a empresa de geração é constituída unicamente pela CHR. Para a realização da otimização vai ser utilizado o modelo matemático explicitado no ponto 3.1.2, desta forma a CHR irá ser ofertada no mercado diário como “price-maker”, e no mercado de reserva secundária como “price-taker”.

Na figura 4.8 está representada a energia transacionada no mercado diário, a reserva secundária vendida e o preço inicial e final do mercado diário. O preço inicial do mercado diário diz respeito ao preço de mercado antes da otimização da CHR, e o preço final do mercado diário diz respeito ao preço depois da otimização da CHR como “price-maker”. Verifica a mudança de estado entre geração e bombagem em função do nível de preços de mercado.



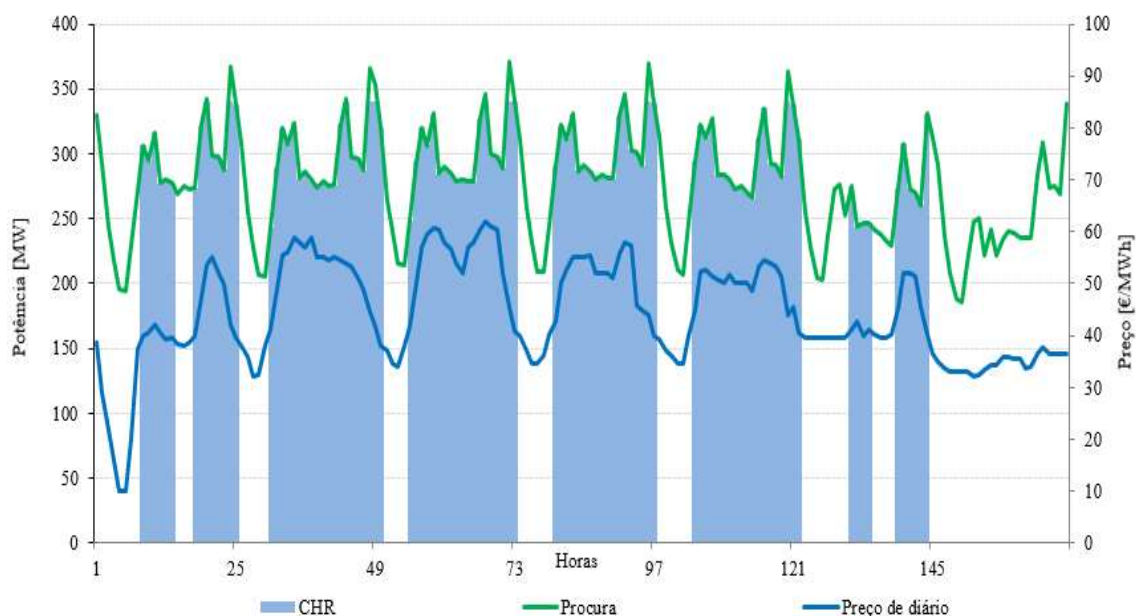
**Figura 4.8:** Operação da CHR, preço inicial e preço final do mercado diário.

Analogamente ao sucedido no primeiro caso de estudo, quando a CHR foi otimizada no mercado diário como “price-taker”, verifica-se que quando os preços do mercado diário são baixos a empresa de geração compra energia para realizar bombagem com a CHR, e por outro lado, quando os preços do mercado diário são elevados a empresa de geração vende energia para realizar geração com a CHR. Tipicamente os CHR realiza bombagem durante a noite e nos fins-de-semana, quando os preços são mais reduzidos, e realiza geração durante o dia nas horas de maior consumo de energia elétrica quando os preços são mais elevados.

Ao analisar as curvas de perfil de preços representadas na figura 4.8, verifica-se que devido ao poder de mercado da empresa de geração existe uma alteração do preço do mercado diário. Assim quando a CHR vende energia o preço final do mercado diário é mais baixo, devido ao ponto de funcionamento da CHR se deslocar ao longo da curva de procura residual, para a direita do preço inicial de equilíbrio de mercado, como se pode confirmar na figura 3.2 e já exposto no ponto 3.1.1. Em sentido oposto quando a CHR compra energia para bombagem o preço final de mercado diário é mais elevado, devido ao ponto de funcionamento da CHR se deslocar ao longo da curva de procura residual, para a esquerda do preço inicial de equilíbrio de mercado, como se pode confirmar na figura 3.2 e já exposto no ponto 3.1.1.

Verifica-se também que a CHR sempre que realiza geração vende reserva secundária, e para as horas em que a CHR realiza bombagem não vende reserva secundário, pelo simples facto de que a central tecnicamente não tem a possibilidade de realizar RRS. Desta forma, o modelo só vende RRS quando a CHR realiza geração, aumentando a sua rentabilidade com as receitas adicionais de RRS.

Na figura 4.9 estão representados os períodos em que a CHR vende reserva secundária. Verifica-se que a CHR vende reserva secundária nas horas de ponta da semana, e como já foi referido, sempre que vende energia no mercado diário.



**Figura 4.9:** Operação da CHR, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário.

Na tabela 4.5 estão representados os resultados operacionais obtidos pela empresa com a otimização isolada da CHR como “price-maker”.

**Tabela 4.5:** Resultados obtidos com a otimização da CHR isolada como “price-maker” no mercado diário.

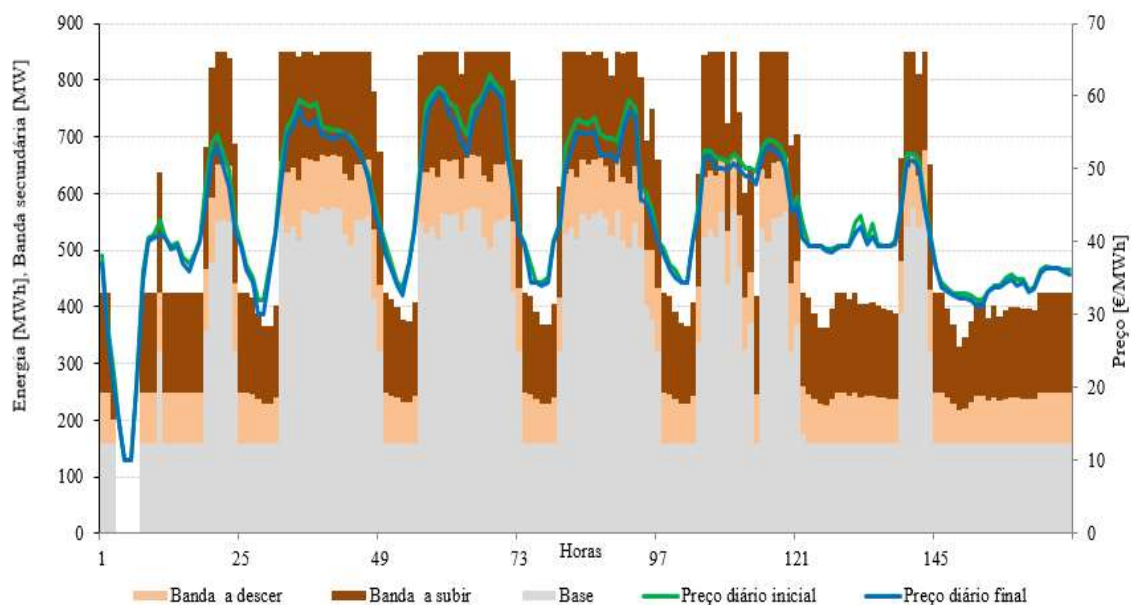
Cenários	Mercado diário						Reserva secundária		Total Resultado operacional diário + secundária [k€]
	Energia			Resultado operacional			Potência	Resultado operacional	
	Bombagem [GWh]	Geração [GWh]	Total [GWh]	Bombagem [k€]	Geração [k€]	Total [k€]	[GW]	[k€]	
CHR isolada price-maker	-31,28	22,52	-8,76	-1091,05	1137,39	46,34	29,84	455,45	501,79

Verifica-se na tabela 4.5 que o resultado operacional obtido com a reserva secundária é superior ao resultado operacional obtido no mercado diário. À semelhança do que sucedia no primeiro caso de estudo em que a CHR foi otimizada no mercado diário como “price-taker”, o resultado operacional no mercado diário foi inferior devido aos custos com a compra de energia para a realização de bombagem.

## 4.5 CT otimizada isoladamente como “price-maker” no mercado diário

A presente secção tem por objetivo realizar a otimização isolada da CT no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. Desta forma, neste quarto caso de estudo assume-se que a empresa de geração é constituída unicamente pela CT. Para esse efeito vai ser utilizado o modelo matemático explicitado no ponto 3.1.2, que irá ofertar no mercado diário a CT como “price-maker”, e no mercado de reserva secundária irá ser ofertada como “price-taker”.

Na figura 4.10 está representada a energia transacionada no mercado diário, a reserva secundária vendida e o preço inicial e final do mercado diário.

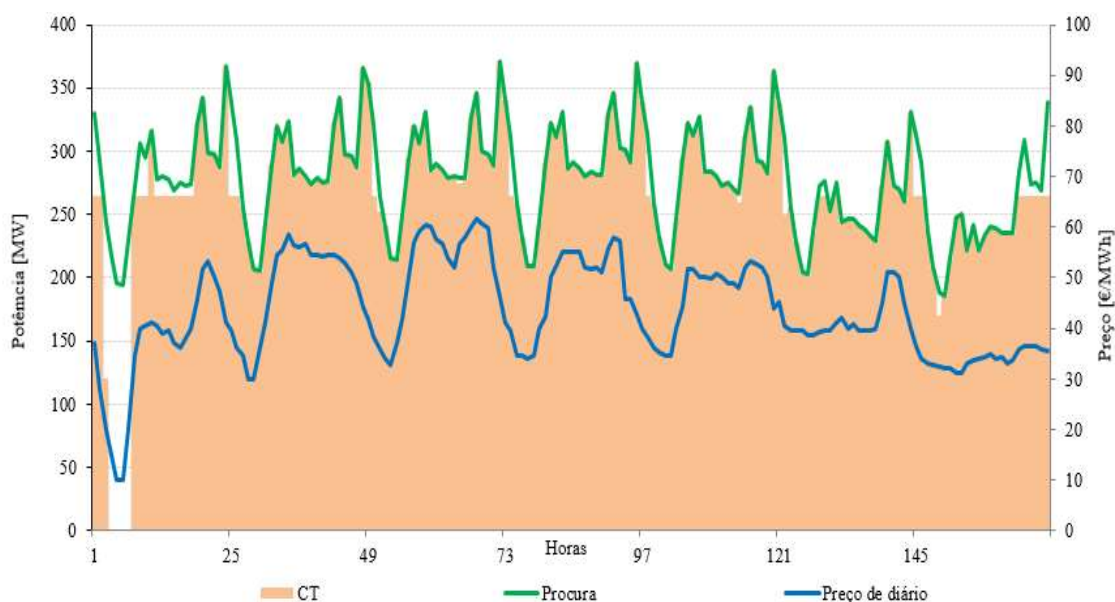


**Figura 4.10:** Operação da CT, preço inicial e preço final do mercado diário.

Ao analisar as curvas de perfil de preços representadas na figura 4.10, verifica-se que devido ao poder de mercado da CT existe uma alteração do preço do mercado diário. Assim quando a CT vende energia o preço final do mercado diário é mais baixo, devido ao ponto de funcionamento da CT se deslocar ao longo da curva de procura residual, para a direita do preço inicial de equilíbrio de mercado. Como se pode confirmar na figura 3.2 e já exposto no ponto 3.1.1.

À semelhança do sucedido no segundo caso de estudo em que a CT foi otimizada isoladamente como “price-taker” no mercado diário, a CT tem o mesmo comportamento e vende energia no mercado diário nos dois grupos. Vende a energia de um grupo para todo o período da simulação, com exceção das primeiras horas da semana em que faz uma paragem de grupo. Nas restantes horas este grupo vende o máximo da sua capacidade menos a RRS a subir nas horas de ponta, e vende a sua capacidade mínima mais a RRS a descer nas horas de vazão. No segundo grupo a CT vende o máximo da sua capacidade menos a RRS a subir nas horas de ponta, nas horas de vazão o grupo para e não vende a sua energia.

Verifica-se também que sempre que a CT vende energia no mercado diário, vende também reserva secundária, como se pode verificar na figura 4.11. Isto para qualquer um dos grupos geradores. No entanto, comparativamente ao sucedido no segundo caso de estudo em que a CT foi otimizada isoladamente como “price-taker” no mercado diário, a CT não vende a sua capacidade máxima em todas as horas de ponta. Isto porque a otimização da CT é feita como “price-maker” no mercado diário, e quando mais energia vende no mercado diário mais o preço final do diário irá reduzir. Desta forma, a CT não vende a sua capacidade máxima em algumas horas de ponta pois o preço final do diário iria ficar a baixo do custo de produção.



**Figura 4.11:** Períodos em que a CT otimizada isoladamente como “price-maker” vende reserva secundária.

Na tabela 4.6 estão representados os resultados operacionais obtidos pela empresa com a otimização isolada da CT como “price-maker” no mercado diário. Verifica-se que o resultado operacional obtido no mercado de reserva secundária é superior ao resultado operacional obtido no mercado diário. Isto é devido ao custo de produção da CT que originam um resultado inferior no mercado diário.

Assim como, se verifica que a CT vende quase a totalidade de reserva secundária. Vendeu 44,90 GW de reserva secundária, quando a procura total de reserva secundária para a semana em análise é de 46,70 GW.

**Tabela 4.6:** Resultados obtidos com a otimização da CT isolada como “price-maker” no mercado diário.

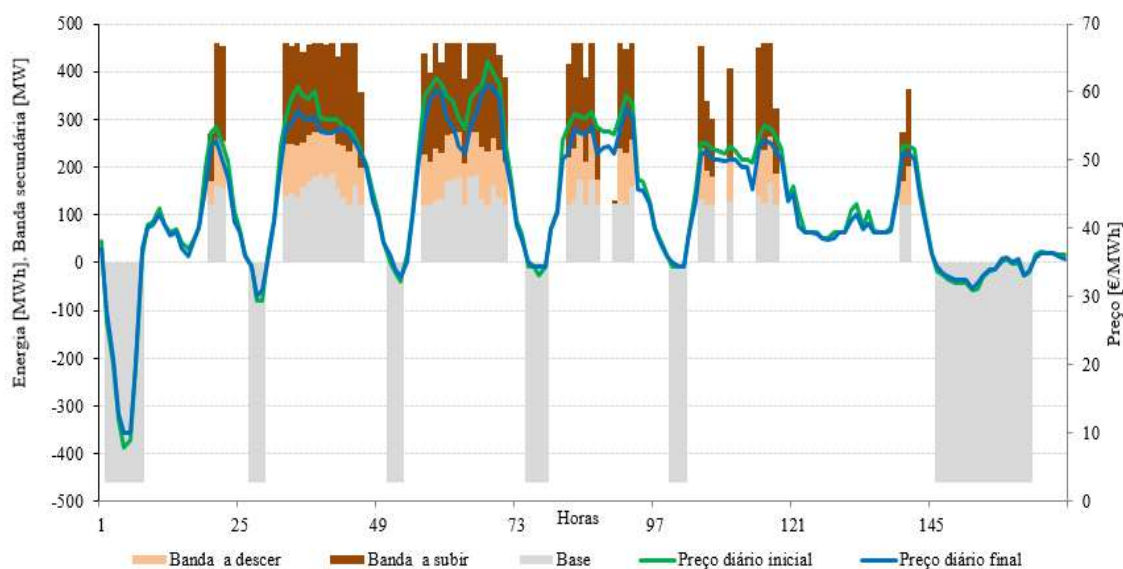
Cenários	Mercado diário		Reserva secundária		Total Resultado operacional diário + secundária [k€]
	Energia	Resultado operacional	Potência	Resultado operacional	
	[GWh]	[k€]	[GW]	[k€]	
CT isolada price-maker	70,04	264,56	44,90	693,63	958,19

## 4.6 Central hídrica reversível e central térmica otimizadas em conjunto

A presente secção tem por objetivo realizar a otimização em conjunto da CHR e da CT no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. Desta forma, neste quinto caso de estudo assume-se que a empresa tem uma carteira de geração constituída pela CHR e pela CT. Para esse efeito vai ser utilizado o modelo matemático explicitado no ponto 3.1.2, que irá ofertar no mercado diário a CHR e a CT de uma forma conjunta como “price-maker”, e no mercado de reserva secundária irão ser ofertada como “price-taker”.

### 4.6.1 Central hídrica reversível

Na presente secção serão apresentados os resultados obtidos com a CHR otimizada em conjunto com a CT. Na figura 4.12 está representada a energia transacionada no mercado diário, a reserva secundária vendida e o preço inicial e final do mercado diário.



**Figura 4.12:** Operação da CHR, preço inicial e preço final do mercado diário.

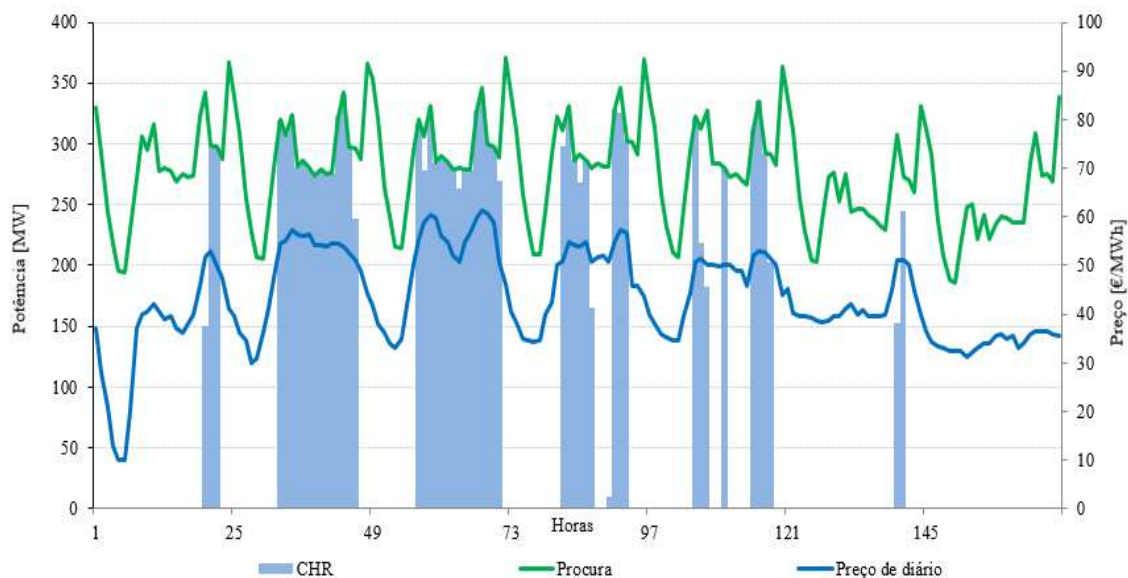
Relativamente aos resultados apresentados na figura 4.12, verifica-se que CHR não opera em todas as horas da simulação, existem períodos em que a CHR não vende energia de geração nem compra energia de bombagem.

Analogamente ao sucedido no primeiro e terceiro caso de estudo em que a CHR foi otimizada isoladamente, verifica-se a mudança de estado entre geração e bombagem em função do nível de preços de mercado. No entanto, a CHR neste caso tem períodos em que se encontra parada, devido ao facto de existir uma redução considerável dos preços do mercado diário nas horas de ponta da semana, assim sendo deixa de ser economicamente rentável realizar bombagem a preços mais elevados sobe pena de se incorrer em prejuízos.

Esta redução dos preços do mercado diário nas horas de ponta da semana, deve se ao facto da carteira de geração da empresa ser maior que no terceiro caso de estudo, e deste modo ao vender uma maior quantidade de energia no mercado diário o preço de equilíbrio de mercado reduz consideravelmente. Isto porque o ponto de funcionamento da carteira de geração da empresa desloca-se ao longo da curva de procura residual, para a direita do preço inicial de equilíbrio de mercado. Como se pode confirmar na figura 3.2 e já exposto no ponto 3.1.1.

No entanto, contrariamente ao que sucedia no terceiro caso de estudo, onde a CHR foi otimizada isoladamente, nas horas de vazio da semana o preço diário final mantém-se igual ao preço diário inicial ou sobe menos do que subia. Isto porque nessas horas a CHR compra energia para bombagem e a CT vende energia de geração, nesta situação existe uma compensação entre a energia bombada pela CHR e a energia gerada pela CT, que faz com que o preço se mantenha. Assim sendo, esta compensação de energia origina que o ponto de funcionamento da carteira de geração da empresa, se mantenha inalterado ou que varie pouco na curva de procura residual.

Verifica-se também que a CHR sempre que realiza geração vende reserva secundária. Na figura 4.13 estão representados os períodos em que a CHR vende reserva secundária, e verifica-se que a CHR vende reserva secundária nas horas de ponta da semana.



**Figura 4.13:** Operação da CHR, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário.

No entanto, neste caso a CHR vende menos reserva secundária, como podemos verificar na tabela 4.7, isto porque a procura de reserva secundária é limitada (46,70 GW), e com o aumento da capacidade de potencia da carteira da empresa de geração, a procura de reserva secundária é repartida pela CHR e pela CT. Em consequência disto o resultado operacional obtido pela CHR com a venda de reserva secundária reduziu.

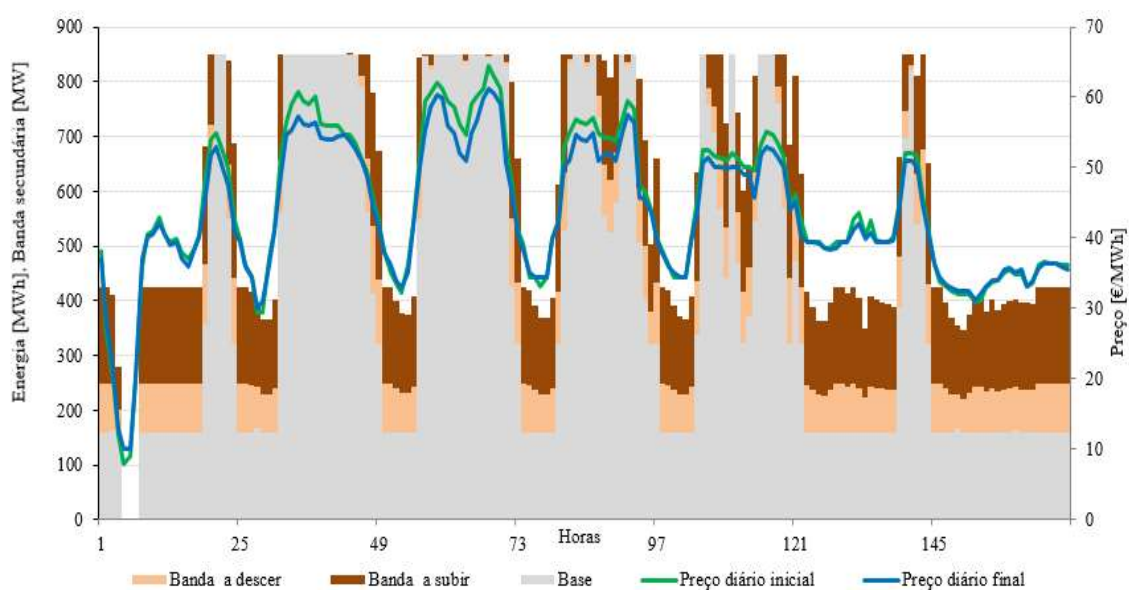
**Tabela 4.7:** Resultados obtidos com a CHR com carteira de geração.

Cenários	Mercado diário						Reserva secundária		Total Resultado operacional diário + secundária [k€]
	Energia			Resultado operacional			Potência	Resultado operacional	
	Bombagem [GWh]	Geração [GWh]	Total [GWh]	Bombagem [k€]	Geração [k€]	Total [k€]	[GW]	[k€]	
CHR em carteira	-17,02	12,25	-4,77	-529,88	667,31	137,43	14,41	220,60	358,03

Na tabela 4.7 estão representados os resultados operacionais obtidos pela empresa com a otimização da CHR inserida numa carteira de geração. Em comparação com o sucedido no terceiro caso de estudo, em que a CHR foi otimizada isoladamente, verifica-se uma redução da energia bombada. Isto porque com a redução considerável dos preços nas horas de ponta da semana, e com a redução do resultado operacional obtido com a reserva secundária, deixa de ser economicamente rentável realizar bombagem a preços mais elevados, sendo assim, existem menos horas de geração. O resultado operacional obtido no mercado diário também é inferior ao resultado operacional da reserva secundário, devido ao custo de compra de energia de bombagem no mercado diário.

## 4.6.2 Central térmica

Na presente secção serão apresentados os resultados obtidos com a CT otimizada em conjunto com a CHR. Na figura 4.14 está representada a energia transacionada no mercado diário, a reserva secundária vendida e o preço inicial e final do mercado diário da CT.



**Figura 4.14:** Operação da CT, preço inicial e preço final do mercado diário.

Na figura 4.14 verifica-se uma redução do preço diário final nas horas de ponta da semana, isto deve-se ao facto da carteira da empresa de geração ser maior do que no quarto caso de estudo, em que a CT foi otimizada isoladamente, e deste modo ao vender uma maior quantidade de energia no mercado diário o preço de equilíbrio de mercado desce consideravelmente. Isto porque o ponto de funcionamento da carteira de geração da empresa desloca-se ao longo da curva de procura residual, para a direita do preço inicial de equilíbrio de mercado. Como se pode confirmar na figura 3.2 e já exposto no ponto 3.1.1.

Mas contrariamente ao que sucedia no quarto caso de estudo, onde a CT foi otimizada isoladamente, nas horas de vazio da semana quando os preços são baixos, o preço diário final representada na figura 4.14 mantém-se igual ao preço diário inicial, ou desce menos do que descia. Isto porque, como já foi explicitado do ponto 4.6.1, nessas horas a CT vende energia de geração e a CHR compra energia para bombagem, nesta situação existe uma compensação entre a energia bombada pela CHR e a energia gerada pela CT, que faz com que o preço se mantenha. Deste modo, esta compensação de energia origina que o ponto de funcionamento da carteira de geração da empresa, se mantenha inalterado na curva de procura residual.

Há imagem do sucedido no quarto caso de estudo, onde a CT foi otimizada isoladamente, verifica-se na figura 4.14 que a CT vende energia no mercado diário nos dois grupos. Vende a energia do primeiro grupo para todo o período da simulação, com exceção das primeiras horas da semana em que faz uma paragem de grupo. Mas contrariamente ao sucedido no quarto caso de estudo, este grupo vende a totalidade da sua energia nas horas de ponta da semana, e deste modo não vende reserva secundária nestas horas. Isto porque como a carteira da empresa de geração aumenta, nestas horas de ponta a empresa de geração vende a totalidade de reserva secundária com a CHR, e a CT vende a totalidade da sua energia no mercado diário. Nas restantes horas da semana, no vazio com preços baixos, este primeiro grupo da CT vende no mercado diário a sua capacidade mínima mais a RRS a descer.

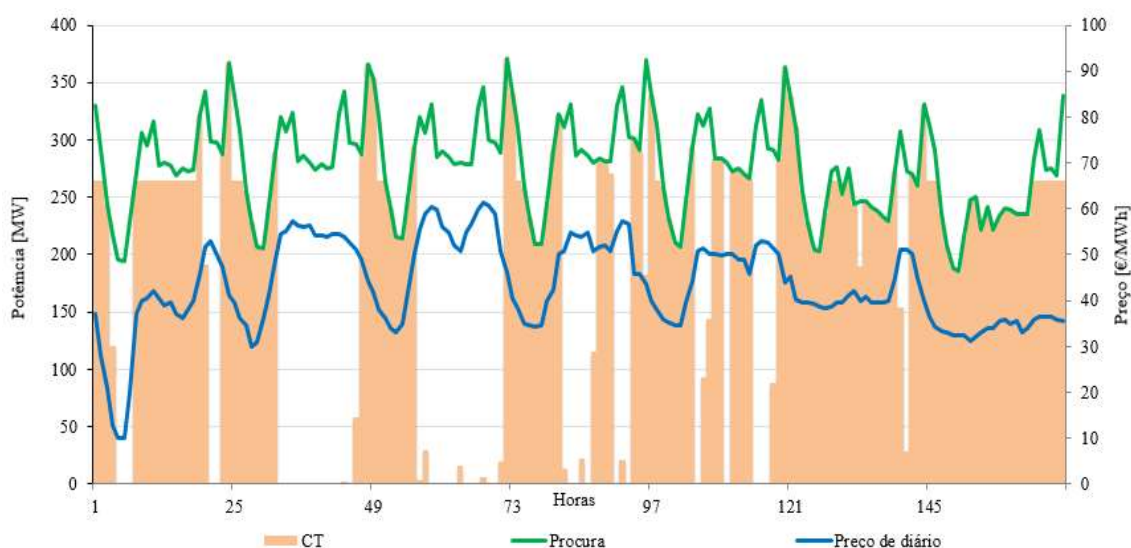
No segundo grupo a CT vende a totalidade da sua energia nas horas de ponta da semana, com preços mais altos, e nas horas de vazio da semana com preços mais baixos o grupo para e não vende a sua energia.

Na tabela 4.8 estão representados os resultados operacionais obtidos pela empresa com a otimização da CT em carteira.

**Tabela 4.8:** Resultados obtidos com a CT em carteira de geração.

Cenários	Mercado diário		Reserva secundária		Total Resultado operacional Diário + secundária [k€]
	Energia	Resultado operacional	Potência	Resultado operacional	
	[GWh]	[k€]	[GW]	[k€]	
CT em carteira	80,36	343,43	30,54	476,16	819,59

Comparativamente com o quarto caso de estudo, em que a CT foi otimizada isoladamente, verifica-se que a CT vende menos reserva secundária, mas por outro lado vende mais energia no mercado diário. Consequentemente o resultado operacional obtido com a reserva secundária diminui, mas em compensação o resultado operacional obtido no mercado diário aumenta. Isto porque como a carteira da empresa de geração aumenta, a capacidade de reserva secundária é repartida pela CHR e pela CT, desta forma, a CT vende menos reserva secundária, como se verifica na figura 4.15 e em comparação com a figura 4.11. Ficando assim com mais capacidade disponível para vender a sua energia no mercado diário.



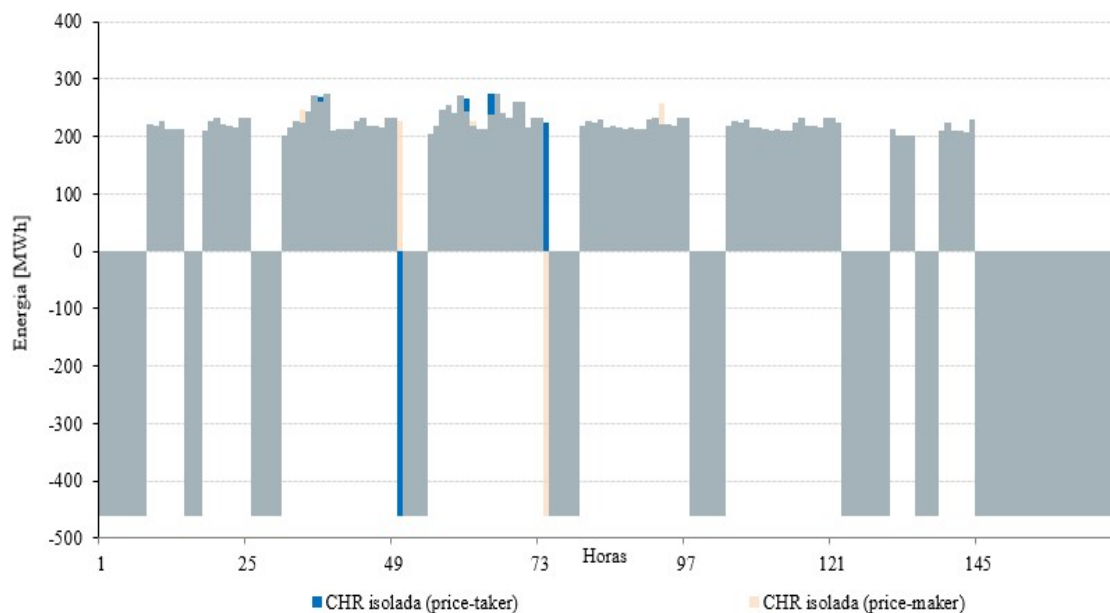
**Figura 4.15:** Operação da CT, quantidade procurada no mercado de reserva secundária e preço do mercado diário.

## 4.7 Comparativo dos resultados obtidos

A presente secção tem o objetivo de destacar e comparar as principais diferenças para cada caso de estudo, para a CHR e para a CT.

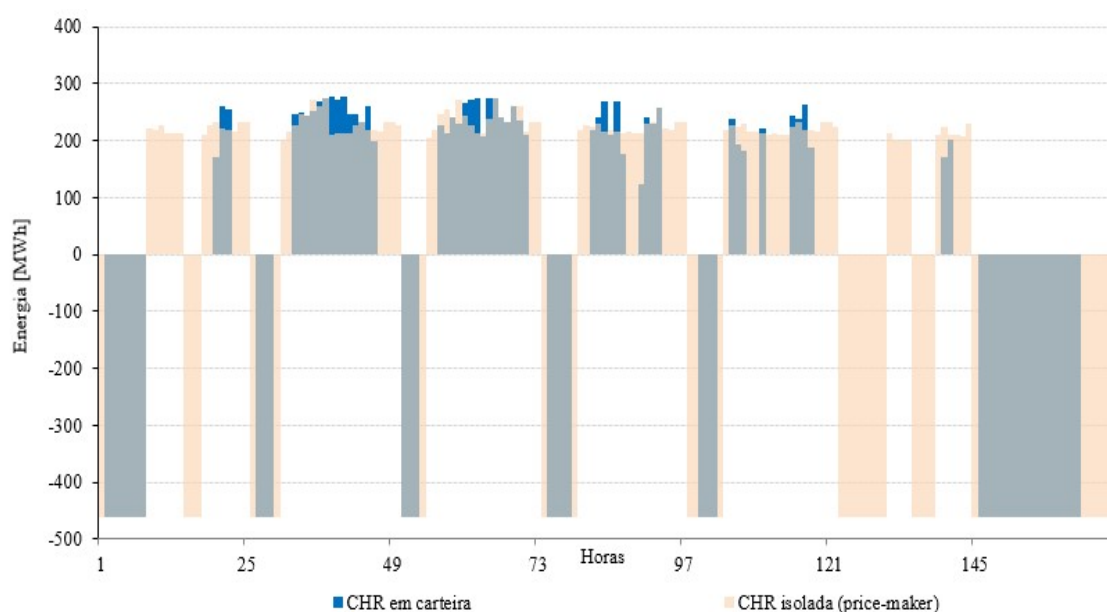
### 4.7.1 Central hídrica reversível

Na figura 4.16 está representada a diferença da energia transacionada no mercado diário pela CHR, para o primeiro caso de estudo quando otimizada isoladamente como “price-taker” e para o terceiro caso de estudo quando otimizada isoladamente como “price-maker”. Verifica-se que a CHR opera nos mesmos períodos horários, com exceção de uma hora de geração e outra de bombagem. Nessa única hora em específico, devido à redução dos preços nas horas de ponta no terceiro caso de estudo, como se pode verificar na figura 4.8, a CHR realiza geração e bombagem numa hora diferente em comparação com o primeiro caso de estudo. Nestes dois casos de estudo, primeiro e terceiro, a CHR vende reserva secundária nos mesmos períodos com exceção da hora já referida.



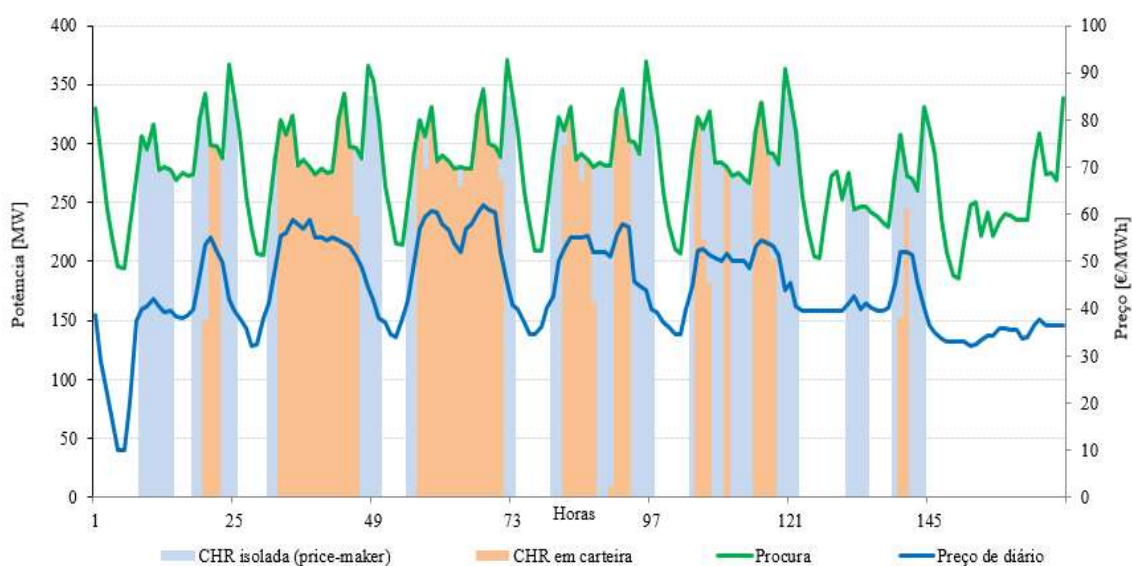
**Figura 4.16:** Períodos de funcionamento da CHR isolada como “price-taker” e como “price-maker”.

Na figura 4.17 está representada a diferença da energia transacionada no mercado diário pela CHR no terceiro e no quinto caso de estudo. Verifica-se que a CHR na simulação em carteira tem mais períodos de paragem em geração e em bombagem em comparação com a simulação isolada da CHR. Pelo que a CHR otimizada em carteira transaciona menos energia no mercado diário, compra menos energia de bombagem e vende menos energia de geração, devido à redução dos preços nas horas de ponta da semana, e também porque vende menos reserva secundária em carteira. Desta forma deixa de ser economicamente rentável realizar bombagem a preços mais elevados.



**Figura 4.17:** Períodos de funcionamento da CHR isolada e da CHR em carteira.

Na figura 4.18 está representada a diferença da reserva secundária vendida pela CHR no terceiro caso de estudo quando otimizada isoladamente e no quinto caso de estudo quando otimizada em carteira. Verifica-se que a CHR na simulação em carteira vende menos horas reserva secundária em comparação com a simulação isolada da CHR, como está representado graficamente na figura 4.18 em que o gráfico da CHR em carteira está sobreposto ao gráfico da CHR isolada.



**Figura 4.18:** Períodos em que a CHR vende reserva secundária.

Na tabela 4.9 estão representadas as diferenças dos resultados operacionais da CHR no primeiro, terceiro e quinto caso de estudo.

**Tabela 4.9:** Comparação entre os resultados operacionais obtido com a CHR em cada caso de estudo.

Cenários	Mercado diário						Reserva secundária		Total Resultado operacional diário + secundária [k€]
	Energia			Resultado operacional			Potência	Resultado operacional	
	Bombagem [GWh]	Geração [GWh]	Total [GWh]	Bombagem [k€]	Geração [k€]	Total [k€]	[GW]	[k€]	
CHR isolada price-taker	-31,28	22,52	-8,76	-1063,45	1149,91	86,46	29,84	455,45	541,91
CHR isolada price-maker	-31,28	22,52	-8,76	-1091,05	1137,39	46,34	29,84	455,45	501,79
CHR em carteira price-maker	-17,02	12,25	-4,77	-529,88	667,31	137,43	14,41	220,60	358,03

Analisando o primeiro e terceiro caso de estudo, quando a CHR é otimizada isoladamente como “price-taker” e como “price-maker”. Verifica-se que para os dois casos de estudo a CHR vende e compra a mesma energia no mercado diário. No entanto, o resultado operacional no diário é inferior quando otimizada como “price-maker”, comparativamente com a otimização como “price-taker”, isto porque devido ao poder de mercado da CHR quando otimizada como “price-maker”, existe uma alteração do preço do mercado diário, e assim sendo o preço desce quando a CHR vende energia e sobe quando a CHR compra energia. Desta forma, na otimização como “price-maker” a CHR vende e compra a mesma energia, mas a piores preços o que origina um resultado operacional no diário inferior.

A reserva secundária vendida e os resultados operacionais obtidos com a reserva secundária são iguais, no primeiro caso de estudo “price-taker” e no terceiro caso de estudo “price-maker”. Isto porque a CHR vende o mesmo numero de horas no mercado diário para estes dois casos de estudo, e conseqüentemente vende a mesma quantidade de reserva secundária.

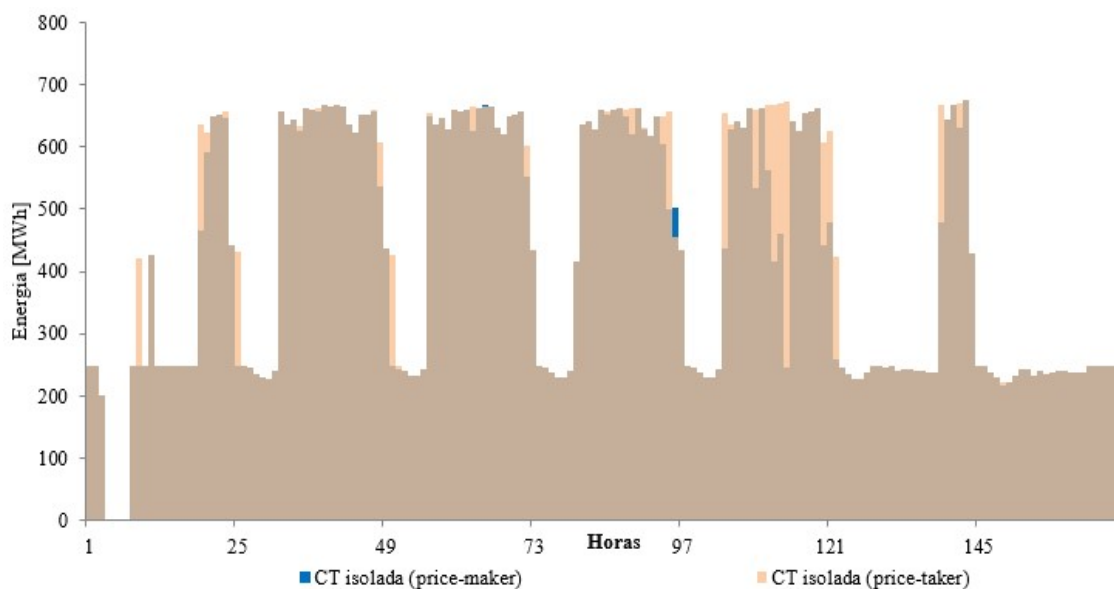
Analisando o terceiro e o quinto caso de estudo, quando a CHR é otimizada isoladamente como “price-maker” e em carteira como “price-maker”. verifica-se que no caso da otimização em carteira, a CHR realizou menos bombagem e menos geração em comparação com a otimização isolada da CHR, no entanto, o resultado operacional obtido no mercado diário na otimização em carteira é consideravelmente superior, em comparação com o resultado operacional obtido no mercado diário da simulação isolada da CHR. Isto porque como já foi referido anteriormente, na otimização em carteira nas horas de vazio da semana em que os preços são mais baixos, a CHR compra energia para bombagem e a CT vende energia de geração. Nesta situação existe uma compensação entre a energia bombada pela CHR e a energia gerada pela CT, que faz com que o preço se mantenha. Sendo assim, os resultados operacionais da CHR em carteira aumentam no mercado diário.

Desta forma, a CHR em carteira realiza menos bombagem mas a melhores preços, e desta forma devido a uma maior diferença de preço entre a energia comprada e a energia vendida, a CHR obtém um maior lucro no mercado diário.

O resultado operacional obtido com a reserva secundária, foi inferior na otimização da CHR em carteira, como se pode verificar na tabela 4.9, em comparação com a otimização isolada da CHR. Isto porque com o aumento da capacidade de potência da carteira da empresa de geração, o total da procura de reserva secundária (46,70 GW) é repartida pela CHR e pela CT.

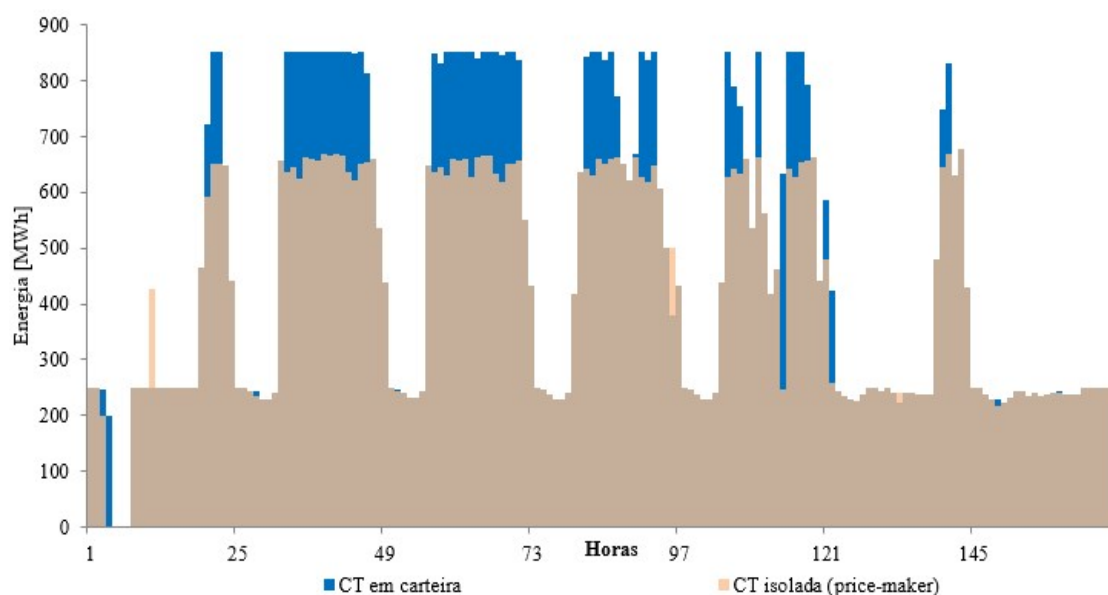
## 4.7.2 Central térmica

Na figura 4.19 está representada a diferença da energia transacionada no mercado diário pela CT no segundo caso de estudo quando otimizada isoladamente como “price-taker” e no quarto caso de estudo quando otimizada como “price-maker”. Verifica-se que a CT na simulação otimizada como “price-maker” vende menos energia no mercado diário. Como já foi referido anteriormente, vende menos energia devido à redução de preços nas horas de ponta. Nestes dois casos de estudo, segundo e quarto, a CT vende reserva secundária nos mesmos períodos.



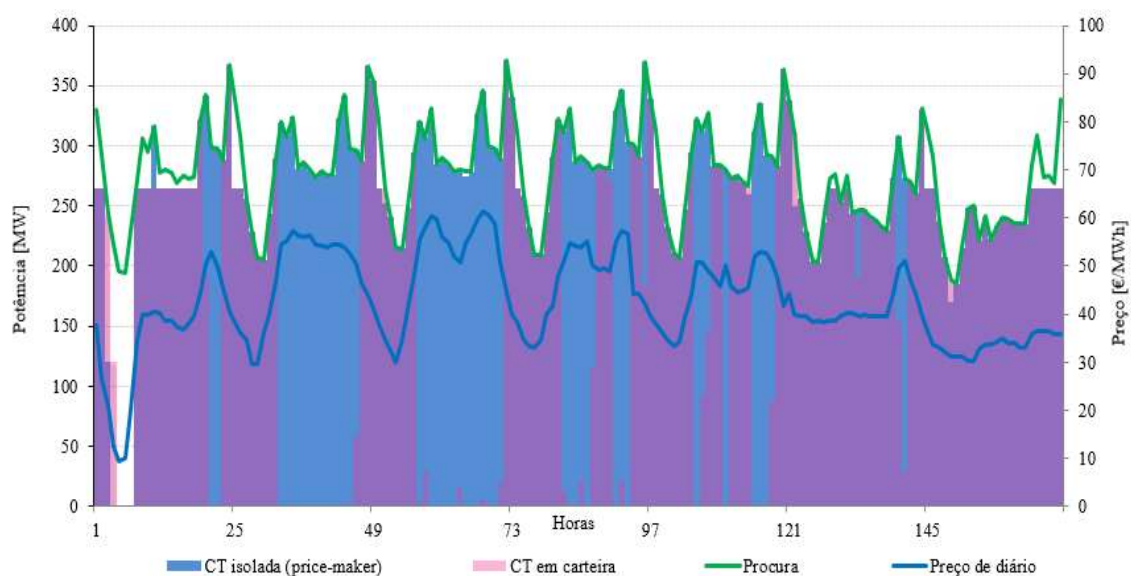
**Figura 4.19:** Períodos de funcionamento da CT isolada como “price-taker” e como “price-maker”.

Na figura 4.20 está representada a diferença da energia transacionada no mercado diário pela CT no quarto caso de estudo quando otimizada isoladamente como “price-maker” e no quinto caso de estudo quando otimizada em carteira como “price-maker”. Verifica-se que a CT na simulação em carteira vende a sua capacidade máxima nas horas de ponta da semana com preços mais altos. Contrariamente ao sucedido na simulação da CT isolada que nunca vem a sua capacidade máxima no mercado diário. Pelo que a CT otimizada em carteira transaciona mais energia no mercado diário. Como já foi referido anteriormente, isto deve-se ao facto de na otimização da CT em carteira, a empresa de geração vende a totalidade da capacidade de reserva secundária com a CHR nas horas de ponta. Desta forma, a CT vende a sua capacidade máxima no mercado diário.



**Figura 4.20:** Períodos de funcionamento da CT isolada e da CT em carteira.

Na figura 4.21 está representada a diferença da reserva secundária vendida pela CT no quarto caso de estudo quando otimizada isoladamente como “price-maker” e no quinto caso de estudo quando otimizada em carteira como “price-maker”. Verifica-se que a CT na simulação em carteira vende menos horas reserva secundária em comparação com a simulação isolada da CT, como está representado graficamente na figura 4.21 em que o gráfico da CT em carteira está sobreposto ao gráfico da CT isolada.



**Figura 4.21:** Períodos em que a CT vende reserva secundária.

Na tabela 4.10 estão representadas as diferenças dos resultados operacionais da CT no segundo, quarto e quinto caso de estudo.

**Tabela 4.10:** Comparação entre os resultados operacionais obtido com a CT em cada caso de estudo.

Cenários	Mercado diário		Reserva secundária		Total Resultado operacional diário + secundária [k€]
	Energia	Resultado operacional	Potência	Resultado operacional	
	[GWh]	[k€]	[GW]	[k€]	
CT isolada price-taker	73,24	356,68	45,19	697,84	1054,52
CT isolada price-maker	70,04	264,56	44,90	693,63	958,19
CT em carteira price-maker	80,36	343,43	30,54	476,16	819,59

Analisando o segundo e quarto caso de estudo, quando a CT é otimizada isoladamente como “price-taker” e como “price-maker”, verifica-se que quando CT é otimizada como “price-maker” vende menos energia no mercado diário, e o seu resultado operacional do mercado diário é menor. Pelo motivo já exposto anteriormente, devido ao poder de mercado da CT quando otimizada como “price-maker”, existe uma alteração do preço do mercado diário. O que origina uma redução do preço quando a CT vende energia no mercado diário.

A reserva secundária vendida e os resultados operacionais obtidos com a reserva secundária, no quarto caso de estudo “price-maker”, também são ligeiramente inferiores comparativamente com o segundo caso de estudo “price-taker”.

Analisando o quarto caso de estudo quando a CT é otimizada isoladamente como “price-maker” e no quinto caso de estudo quando otimizada em carteira como “price-maker”, verifica-se que a CT em carteira vende mais energia no mercado diário do que quando otimizada isoladamente, pelo motivo descrito anteriormente. A CT otimizada em carteira também aumenta os seus resultados operacionais no mercado diário, porque consegue vender mais energia nas horas de ponta. E por outro lado consegue vender energia a preços mais elevados no vazio, pelo motivo descrito anteriormente.

O resultado operacional obtido com a reserva secundária, foi inferior na otimização da CT em carteira, como se pode verificar na tabela 4.10, em comparação com a otimização isolada da CT. Isto porque com o aumento da capacidade de potência da carteira da empresa de geração, o total da procura de reserva secundária (46,70 GW) é repartida pela CT e pela CHR.

Dado isto, a otimização isolada da CT como “price-taker” tem melhores resultados operacionais no mercado diário e na reserva secundária, comparativamente com as outras duas otimizações.

### 4.7.3 Resultados da empresa de geração

Neste ponto vão ser apresentados os resultados operacionais da empresa de geração, assim como, vão ser destacadas as diferenças dos resultados operacionais realizados no mercado diário do MIBEL e no mercado de reserva secundária, quando a empresa de geração otimiza a CHR e a CT isoladamente e quando otimiza as duas centrais conjuntamente em carteira.

Na tabela 4.11 estão representados os resultados operacionais obtidos pela empresa de geração no mercado diário do MIBEL, com a otimização da CHR e da CT. Na primeira linha da tabela 4.11 está demonstrado o somatório do primeiro e segundo caso de estudo, na segunda linha o somatório do terceiro e quarto caso de estudo e na ultima linha está demonstrado o quinto caso de estudo.

**Tabela 4.11:** Comparação dos resultados operacionais obtidos pela empresa de geração no mercado diário, com a da CHR e da CT.

Casos de estudo	Cenários	Mercado diário							
		Energia				Resultado operacional			
		Hídrica		Térmica [Gwh]	Total [Gwh]	Hídrica		Térmica [k€]	Total [k€]
		Bombagem [Gwh]	Geração [Gwh]			Bombagem [k€]	Geração [k€]		
1 + 2	Otimização isolada CHR + CT price-taker	-31,28	22,52	73,24	64,48	-1063,45	1149,91	356,68	443,14
3 + 4	Otimização isolada CHR + CT price-maker	-31,28	22,52	70,04	61,28	-1091,05	1137,39	264,56	310,90
5	Otimização em carteira CHR + CT price-maker	-17,02	12,25	80,36	75,59	-529,88	667,31	343,43	<b>480,86</b>

Verifica-se na tabela 4.11 que a CHR e CT otimizadas em carteira, vendem mais energia no mercado diário. A empresa de geração quando otimiza as suas centrais em carteira vende menos energia com CHR, mas por outro lado vende mais energia com a CT. Pelos motivos já expostos anteriormente, na otimização em carteira a empresa de geração consegue vender energia a preços mais elevados nas horas de vazio. E também consegue comprar energia de bombagem a preços mais reduzidos nas horas de vazio. Sendo assim,

a empresa de geração tem um resultado operacional superior no mercado diário quando otimizada as suas centrais em carteira.

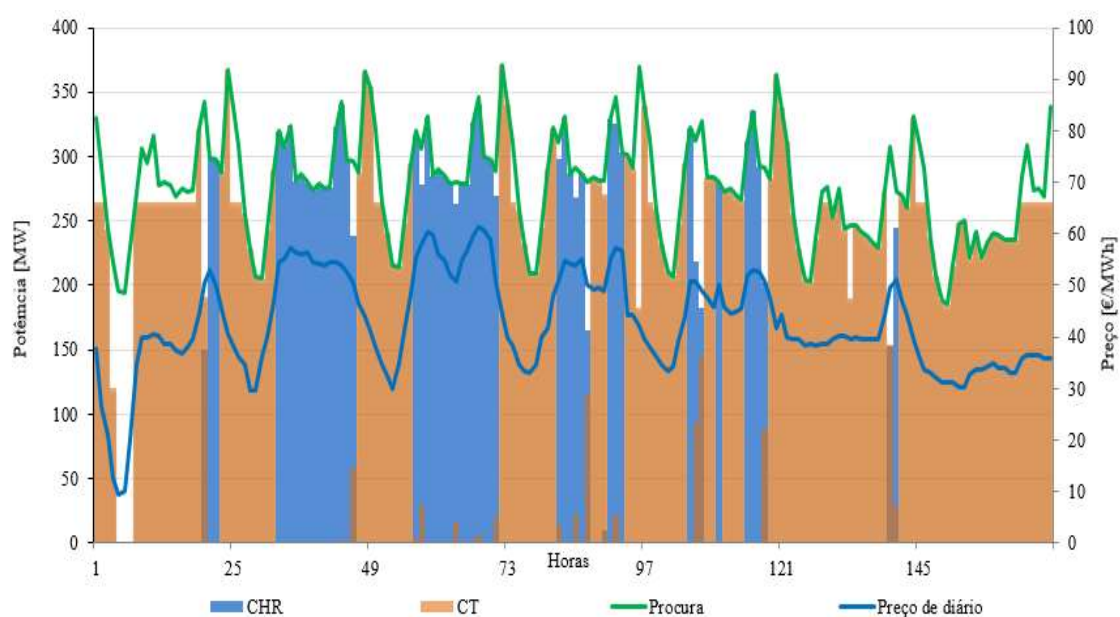
Para além disso, a empresa de geração quando otimiza as suas centrais isoladamente, vende a mesma quantidade de energia no mercado diário. Quer quando otimizada como “price-taker”, quer quando otimizada como “price-maker”. No entanto, na otimização como “price-taker” a empresa de geração tem resultados operacionais superiores, em comparação com a otimização como “price-maker”. Isto pelo motivo já exposto anteriormente, devido ao poder de mercado da empresa de geração quando otimizada como “price-maker”, existe uma alteração do preço do mercado diário o que origina uma redução do preço quando a empresa de geração vende energia no mercado diário.

Dado isto, pode concluir-se que no mercado diário a empresa de geração tem maior poder de mercado quando otimiza as suas centrais em carteira, dado que, na otimização em carteira a empresa de geração tem uma maior influencia nos preços, conseguindo assim aumentar os resultados operacionais da sua carteira.

Em relação ao mercado de reserva secundária, como já foi referido anteriormente, é um mercado em que a procura é limitada, (46,70 GW) para o período em análise. Desta forma, não é possível somar o resultado operacional obtido pelas centrais otimizadas isoladamente, sobe pena de se exceder o total da procura. Como a empresa de geração é otimizada no mercado de reserva secundária como “price-taker”, para a mesma quantidade de reserva secundária vendida em cada uma das centrais a empresa irá ter o mesmo resultado operacional. Sendo assim, apenas há interesse em comparar o resultado operacional obtido com a reserva secundária para a CHR e para a CT separadamente, para cada um dos casos de estudo, assim como foi feito no decorrer desta seção.

Posto isto, pode concluir-se que o mercado de reserva secundária otimizado como “price-taker”, a empresa de geração só aumenta o seu resultado operacional se aumentar a quantidade de reserva secundária vendida.

Por outro lado, torna-se interessante analisar a reserva secundária vendida pela empresa de geração, quando otimiza as suas centrais em carteira. Dado que a CHR e a CT são otimizadas em conjunto torna-se interessante analisar em que períodos da semana cada uma das centrais vende reserva secundária. Como podemos verificar na figura 4.22, a empresa de geração vendeu quase a totalidade da procura de reserva secundária (46,70 GW). Também se pode verificar na figura 4.22 os períodos da semana em que a CHR e a CT vendem reserva secundária, para a otimização em carteira.



**Figura 4.22:** Períodos em que a CHR e a CT otimizadas em carteira vendem reserva secundária.

Verifica-se na figura 4.22 que a CHR vende a totalidade da procura de reserva secundária nas horas de ponta de preços mais altos, e desta forma a CHR maximiza o seu rácio de geração/bombagem. Nas restantes horas da semana, no vazio de preços mais baixos, é a CT que vende reserva secundária, para compensar a energia vendida no mercado diário a baixo dos custos de produção, evitando assim a paragem do grupo no vazio com a obtenção desta receita adicional em reserva secundária.



# Capítulo 5

## Conclusões e desenvolvimentos futuro

Neste capítulo são apresentadas as conclusões obtidas com o estudo realizado, assim como propostas de estudo e desenvolvimento futuro.



## 5. Conclusões e desenvolvimentos futuros

### 5.1 Conclusões

A presente dissertação centra-se na otimização em mercado de uma empresa de geração, que possui uma carteira constituído por uma central hídrica reversível e uma central térmica com dois grupos geradores. O presente estudo pretende otimizar a carteira da empresa de geração no mercado diário do MIBEL, assim no mercado de reserva secundária de uma forma integrada. Numa primeira fase a empresa de geração oferta a energia destas duas centrais no mercado diário do MIBEL como tomadora de preço “price-taker”, e posteriormente oferta a energia das duas centrais no mercado diário como definidora de preço “price-maker”, e também realiza ofertas de compra de energia de bombagem com a CHR. A empresa de geração também oferta a energia de geração dessas duas centrais no mercado de reserva secundária como tomadora de preço “price-taker”.

Para a otimização da carteira da empresa de geração foi desenvolvido um modelo matemático, implementado na linguagem de programação GAMS. Para a otimização no mercado diário, o modelo desenvolvido modela o poder de mercado da empresa de geração através das curvas de procura residual, e para o caso do mercado de reserva secundária o modelo realiza a otimização da empresa de geração como tomadora de preço “price-taker” para todos os casos de estudo. O modelo desenvolvido otimiza a empresa de geração para o período de uma semana.

Desta forma, a empresa de geração é otimizada em mercado para diferentes níveis de carteira. Para isso são analisados cinco casos de estudo separadamente, o primeiro caso de estudo otimiza a CHR isoladamente como “price-taker” no mercado diário, o segundo caso de estudo otimiza a CT isoladamente como “price-taker” no mercado diário, o terceiro caso de estudo otimiza a CHR isoladamente como “price-maker” no mercado diário, o quarto caso de estudo otimiza a CT isoladamente como “price-maker” no

mercado diário e o quinto caso de estudo otimiza a CHR e a CT em carteira como “price-maker” no mercado diário. Para o mercado de reserva secundária foi sempre considerada a otimização da empresa de geração como “price-taker” para todos os casos de estudo. O objetivo é, em primeiro lugar analisar em separado o comportamento em mercado destas duas centrais, e em seguida licitá-las em mercado de uma forma conjunta e analisá-las numa ótica de carteira. Desta forma, podemos avaliar as diferenças de operação em mercado e os resultados operacionais, que decorrem da otimização isolada ou em conjunto da carteira de geração de uma empresa.

No primeiro caso de estudo a CHR foi otimizada isoladamente no mercado diário do MIBEL como “price-taker” e no mercado de reserva secundário de uma forma integrada. Verificou-se que a CHR operara em todas as horas do período da simulação, em geração ou em bombagem. Sempre que vende energia no mercado diário também vende reserva secundária.

No segundo caso de estudo a CT foi otimizada isoladamente no mercado diário do MIBEL como “price-taker” e no mercado de reserva secundário de uma forma integrada. Verifica-se que a CT vende quase a totalidade da procura de reserva secundária, além do que sempre que vende energia no mercado diário também vende reserva secundária. Verificou-se também que vende energia no mercado diário nos dois grupos, vende a energia de um grupo para todo o período da simulação, com exceção das primeiras horas da semana em que faz uma paragem de grupo. Nas restantes horas este grupo vende o máximo da sua capacidade nas horas de ponta da semana, e vende a sua capacidade mínima nas horas de vazio da semana. No segundo grupo a CT vende o máximo da sua capacidade nas horas de ponta, e nas horas de vazio o grupo para e não vende a sua energia.

No terceiro caso de estudo a CHR foi otimizada isoladamente no mercado diário do MIBEL como “price-maker” e no mercado de reserva secundário de uma forma integrada. Verificou-se que a CHR operar em todas as horas do período da simulação, em geração ou em bombagem. Verificou-se também que o preço de equilíbrio do mercado diário desce quando a CHR vende energia de geração, e por outro lado o preço sobe quando a CHR compra energia de bombagem, esta alteração dos preços do mercado diário demonstra que a CHR está a exercer o seu poder de mercado. No caso do mercado de reserva secundária a empresa é tomadora de preço e verifica-se que sempre que a CHR vende geração vende reserva secundária.

No quarto caso de estudo a CT foi otimizada isoladamente no mercado diário do MIBEL como “price-maker” e no mercado de reserva secundário de uma forma integrada. Face ao sucedido no segundo caso de estudo, verifica-se que a CT vende quase a totalidade da procura de reserva secundária, além de que sempre que vende energia no mercado diário também vende reserva secundária. Verificou-se também que vende energia no mercado diário nos dois grupos, vende a energia de um grupo para todo o período da simulação, com exceção das primeiras horas da semana em que faz uma paragem de grupo. Nas restantes horas este grupo vende o máximo da sua capacidade nas horas de ponta da semana, e vende a sua capacidade mínima nas horas de vazio da semana. No segundo grupo a CT vende o máximo da sua capacidade nas horas de ponta, e nas horas de vazio o grupo para e não vende a sua energia.

Apesar da semelhança no perfil de vendas em mercado no segundo e quarto caso de estudo, no quarto caso de estudo a CT vende menos energia no mercado diário, e menos quantidade de reserva secundária.

Verifica-se também neste quarto caso de estudo que o preço de equilíbrio do mercado diário desce quando a CT vende geração, e esta alteração dos preços do mercado diário demonstra que a CT está a exercer o seu poder de mercado.

No quinto caso de estudo a CHR e a CT foram otimizadas em conjunto no mercado diário do MIBEL como “price-maker” e no mercado de reserva secundário de uma forma integrada. No caso da CHR verificou-se que não opera em todas as horas da simulação, existem períodos em que a CHR não vende energia de geração nem compra energia de bombagem. Desta forma a CHR transaciona menos energia no mercado diário quando otimizada em carteira, no entanto o resultado operacional no mercado diário aumentou, isto porque a empresa de geração exerce o seu poder de mercado para alterar os preços do mercado diário nas horas de vazio da semana, e desta forma compra energia de bombagem a melhores preços. Desta forma, consegue uma melhor rentabilidade do seu ciclo de bombagem/geração.

No caso do mercado de reserva secundária verifica-se que sempre que a CHR vende geração vende reserva secundária, no entanto vende menos reserva secundária. Isto porque como a carteira da empresa de geração aumenta, a procura de reserva secundária é repartida pela CHR e pela CT, o que resulta numa redução do resultado operacional da reserva secundária obtido pela CHR.

No caso da CT verificou-se que vende a totalidade da sua energia no mercado diário com os dois grupos, nas horas de ponta da semana, e não vende reserva secundária nestas horas. Isto porque como a carteira da empresa de geração aumenta, nestas horas de ponta a empresa de geração vende a totalidade de reserva secundária com a CHR, e assim sendo, a CT vende a totalidade da sua energia no mercado diário nas horas de ponta. Nas restantes horas da semana, no vazio com preços baixos, um grupo da CT vende no mercado diário a sua capacidade mínima para poder realizar reserva secundária, e vende a totalidade de reserva secundária nestas horas. Enquanto que o outro grupo da CT nestas horas de vazio para e não vende energia. Verificou-se também que o resultado operacional obtido pela CT no mercado diário aumentou, devido ao aumento dos preços nas horas de vazio e por ter vendido mais energia nas horas de ponta.

No caso do mercado de reserva secundária verifica-se que a CT não vende reserva secundária nas horas de ponta, mas vende a totalidade de reserva secundária nas horas de vazio. Deste modo, o resultado operacional de reserva secundária obtido pela CT diminuiu.

Neste quinto caso de estudo também se verifica, que os preços de equilíbrio do mercado diário nas horas de ponta da semana descem mais, em comparação com o terceiro e quarto caso de estudo. Isto porque a carteira de geração da empresa aumenta, e desta forma existe uma maior quantidade de energia vendida pela empresa nestas horas de ponta, e por outro lado, verifica-se que os preços de equilíbrio do mercado diário mantem-se iguais nas horas de vazio da semana, contrariamente ao que sucedia no terceiro e quarto caso de estudo. Isto porque nessas horas de vazio a CHR compra energia para bombagem e a CT vende energia de geração, nesta situação existe uma compensação entre a energia bombada pela CHR e a energia gerada pela CT, que faz com que o preço se mantenha.

Em resumo, no mercado diário a empresa de geração vendem mais energia quando otimizada as suas centrais em carteira, e os seus resultados operacionais no mercado diário também são superiores. Dado isto, pode concluir-se que no mercado diário a empresa de geração aumenta o seu poder de mercado quando otimiza as suas centrais em carteira, dado que, na otimização em carteira a empresa de geração tem uma maior influencia nos preços de equilíbrio de mercado, conseguindo assim aumentar os resultados operacionais da sua carteira no mercado diário.

Em relação ao mercado de reserva secundária conclui-se que tanto maior é o resultado operacional da empresa de geração quanto maior for a quantidade vendida. Isto porque a empresa de geração é otimizada como tomadora de preço “price-taker” no mercado de reserva secundária, e assim sendo, a empresa de geração não influencia o preço final da reserva secundária. Assim sendo a forma de aumentar o seu resultado operacional é aumentar a quantidade de reserva secundária vendida, que no caso da otimização em carteira a empresa de geração vendeu quase a totalidade da procura de reserva secundário.

## 5.2 Desenvolvimentos futuros

No decorrer da realização da presente dissertação surgiram diversos caminhos e matérias com interesse que poderão ser desenvolvidos em trabalhos futuros.

O trabalho realizado diz respeito a uma empresa de geração constituída por uma carteira de geração, que é otimizada no mercado diário e no mercado de reserva secundário de uma forma integrada. Uma empresa de geração tem necessidade de ter uma carteira de geração por forma a aumentar o seu poder de mercado, e desta forma influenciar o preço de mercado o que leva à maximização do seu lucro. Desta forma, seria interessante estudar as alterações do poder de mercado da empresa de geração com um aumento ainda maior da sua carteira de geração.

Seria interessante também, estudar o impacto na otimização da empresa de geração em mercado com a inclusão de uma carteira de clientes com um determinado perfil de consumo. O que leva à realização de compras obrigatórias de energia por parte da empresa.

O modelo desenvolvido na presente dissertação otimiza uma central térmica no mercado de reserva secundário como tomadora de preço, devido à limitação de preço deste mercado seria interessante estudar vários níveis de participação no mercado de reserva secundária. Estudar para que nível de preços do mercado diário a central térmica só vende energia no mercado diário, e para que nível de preços do mercado diário a central térmica começa a vender também reserva secundária no mercado de reserva secundária.

---

## Referências

- [1] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE, [Online]. Available: [http://www.erse.pt/pt/supervisao\\_demercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx](http://www.erse.pt/pt/supervisao_demercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx)
- [2] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE, [Online]. Available: [http://www.erse.pt/pt/supervisao\\_demercados/mercadodeelectricidade/sistema/Paginas/default.aspx](http://www.erse.pt/pt/supervisao_demercados/mercadodeelectricidade/sistema/Paginas/default.aspx)
- [3] S. Torre, J. M. Arroyo, A. J. Conejo, and J. Contreras, “Price maker self-scheduling in a pool-based electricity market: a mixed-integer LP approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, pp 1037-1042, 2002.
- [4] J. A. M. Sousa, J. Lagarto and F. Fernandes, “Optimal scheduling of a price-maker pumped-storage hydro unit in the day-ahead and secondary reserve electricity market,” in *Proc. SDEWES2015 - 10th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment System*
- [5] J. A. M. Sousa, J. Lagarto, F. Fernandes, and J. Santana, “Multi-market optimal scheduling of a power generation portfolio with a price-maker pumped-storage hydro unit,” in *Proc. 2016 EEM16 - 13th International Conference on the European Energy Market*, pp. 1-5
- [6] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE, “Formação do preço da banda de regulação secundária,” [Online]. Available: [http://www.erse.pt/pt/supervisoademercados/mercadodeelectricidade/sistema/Documents/Diretiva\\_22\\_2016\\_PrecobRS\\_versao\\_internet.pdf](http://www.erse.pt/pt/supervisoademercados/mercadodeelectricidade/sistema/Documents/Diretiva_22_2016_PrecobRS_versao_internet.pdf)
- [7] Redes Energéticas Nacionais - REN, “Regulamento de operação das Redes do Setor Elétrico,” [Online]. Available: [www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/DocReg/BibRegula2/ROR.pdf](http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/DocReg/BibRegula2/ROR.pdf)
- [8] European Network of Transmission System Operators for Electricity - Entsoe, [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies/Pages/default.aspx>
- [9] European Network of Transmission System Operators for Electricity - Entsoe, “Load-Frequency Control and Performance,” [Online]. Available: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_Appendix%20final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20final.pdf)

- [10] K. S. Reddy, MadhusudanKumar, T. K. Mallick, H. Sharon, S. Lokeswaran, “A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 38, pp 180-192, 2014.
- [11] Rheinisch Westfälisches Elektrizitätswerk - RWE, [Online]. Available: <http://rwecom.online-report.eu/factbook/en/marketdata/electricity/generation/balancingpower.html>
- [12] International Energy Agency - IEA, “The leading power market,” [Online]. Available: [https://www.iea.org/media/training/presentations/Day\\_4\\_Session\\_3c\\_Case\\_study\\_Nordic\\_Pool.pdf](https://www.iea.org/media/training/presentations/Day_4_Session_3c_Case_study_Nordic_Pool.pdf)
- [13] International Energy Agency - IEA, “Maintaining electricity security across the Nord Pool market,” [Online]. Available: <https://www.iea.org/media/workshops/2016/esapworkshopvii/Ilyukhin.pdf>
- [14] Nordic Energy Regulators - NoerdREG, “Harmonising the balancing market,” [Online]. Available: [http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/NordREGreport5\\_2010\\_Balancing.pdf](http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/NordREGreport5_2010_Balancing.pdf)
- [15] Svenska Kraftnät - SVK, “Balance Responsibility Agreement for electricity between the Svenska Kraftnät Public Utility ("Svenska Kraftnät") and ("Balance Responsible Party /BRP"),” [Online]. Available: [http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/brp-agreement-20150201.pdf?t\\_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg==&t\\_q=remuneration&t\\_tags=language:sv,siteid:40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9&t\\_ip=192.121.1.150&t\\_hit.id=SVK\\_WebUI\\_Models\\_Media\\_OfficeDocument/\\_1ce0f1f2-4ec8-4bf4-9c2014ce584b3c74&t\\_hit.pos=1](http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/brp-agreement-20150201.pdf?t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg==&t_q=remuneration&t_tags=language:sv,siteid:40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9&t_ip=192.121.1.150&t_hit.id=SVK_WebUI_Models_Media_OfficeDocument/_1ce0f1f2-4ec8-4bf4-9c2014ce584b3c74&t_hit.pos=1)
- [16] Statnett, “Statnett's System Operations and Market Development Plan 2014-20,” [Online]. Available: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/SMUP%20Overview.pdf>
- [17] Regelleistung, [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/static/gcc>
- [18] Bundeszentrale für Politische Bildung - BPD, [Online]. Available: <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/152918/amprion>
- [19] Regelleistung, [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net>

- 
- [20] Regelleistung, “Description of load-frequency control concept and market for control reserves,” [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information>
- [21] Gestore Mercati Energetici - GME, [Online]. Available: <http://www.mercatoelettrico.org/it/mercati/mercatoelettrico/MPE.aspx>
- [22] Terna, “DISPATCHING REGULATIONS,” [Online]. Available: <http://www.terna.it/en-gb/sistemaelettrico/codicedirete.aspx#>
- [23] a2a, “Overview of the Italian Energy Market,” [Online]. Available: [http://www.a2a.eu/gruppo/export/sites/default/a2a/it/investitori/documenti/Italian\\_Energy\\_Market\\_2014.pdf](http://www.a2a.eu/gruppo/export/sites/default/a2a/it/investitori/documenti/Italian_Energy_Market_2014.pdf)
- [24] Stromversorgungsrecht, [Online]. Available: <http://www.stromversorgungsrecht.ch/Swissgrid.html>
- [25] Swissgrid, “Principles of ancillary service products,” [Online]. Available: [https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary\\_services/Dokumente/D160111\\_AS-Products\\_V9R1\\_en.pdf](https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/Dokumente/D160111_AS-Products_V9R1_en.pdf)
- [26] Tennet, “High voltage grid,” [Online]. Available: [http://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Gridmaps/NETHERLANDS\\_gb\\_dl\\_33pct\\_V9\\_160630\\_HiRes.pdf](http://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Gridmaps/NETHERLANDS_gb_dl_33pct_V9_160630_HiRes.pdf)
- [27] Frontier-Economics, “Scenarios for the Dutch electricity supply system,” [Online]. Available: <http://www.frontier-economics.com/documents/2016/09/scenarios-dutch-electricity-supply-system.pdf>
- [28] Elia, “Regles de fonctionnement du marche relative a la compensation des disequilibres quarthoraires,” [Online]. Available: <http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Balancing/03082016-Regles-de-Balancing-FR.pdf>
- [29] Elia, acedido a 8 de janeiro de 2017, em: <http://www.elia.be/en/grid-data/Grid-Technical-Data>
- [30] Elia, [Online]. Available: <http://www.elia.be/en/suppliers/purchasing-categories/energy-purchases/Ancillary-Services-Volumes-Prices>
- [31] Elia, “The secondary reserve,” [Online]. Available: [http://www.elia.be/~media/files/elia/products-and-services/productsheets/s-ondersteuning-net/s2\\_f\\_res\\_second.pdf](http://www.elia.be/~media/files/elia/products-and-services/productsheets/s-ondersteuning-net/s2_f_res_second.pdf)

- [32] Elia, “Tertiary production reserve,” [Online]. Available: [http://www.elia.be/~media/files/elia/products-and-services/productsheets/s-ondersteuning-net/s3\\_f\\_res\\_tert\\_prod.pdf](http://www.elia.be/~media/files/elia/products-and-services/productsheets/s-ondersteuning-net/s3_f_res_tert_prod.pdf)
  
- [33] S. D. Mcrae, F. A Wolak, “How Do Firms Exercise Unilateral Market Power? Evidence from a Bid-Based Wholesale Electricity Market,” *Electricity Market*, 1028-3625, 2009. <http://hdl.handle.net/1814/12098>
  
- [34] J. A. M. Sousa, F. Teixeira, and S. Faias, “Impact of a price-maker pumped-storage hydro unit on the integration of wind energy in power systems,” *Energy*, Vol. 69, pp 3-11, 2014.
  
- [35] B. McCarl, “McCarl GAMS user guide,” [Online]. Available: [http://www.gams.com/latest/docs/userguides/mccarl/mccarl\\_gams\\_user\\_guide.pdf](http://www.gams.com/latest/docs/userguides/mccarl/mccarl_gams_user_guide.pdf)
  
- [36] P. Kanakasabapathy and K. S. Swarup, “Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market,” *Energy Conversion and Management*, vol. 51, n.º 3, pp. 572-579, 2010.
  
- [37] Iberian Electricity Market Operator - OMIE, “Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de produccion de energia electrica,” [Online]. Available: [http://www.omie.es/files/r\\_26062007\\_pt.pdf](http://www.omie.es/files/r_26062007_pt.pdf)
  
- [38] Agencia Portuguesa do Ambiente - apambiente, “Central de ciclo combinado de Lares estudo de impacte ambiental,” [Online]. Available: <http://siaia.apambiente.pt/AIADOC/AIA1505/RNT1505.pdf>

# Anexo I

## Código de programação GAMS para otimização Price-maker.

```
option Iterlim=50000;
option optcr=0.0001;
```

SETS

```
v indice das licitacoes para venda (geracao) /1*1000/
vb indice das licitacoes para venda (banda) /1*1000/
c indice das licitacoes para compra (bombagem) /1*1000/
t horas /1*168/
i unidade de produção da empresa de produção (price-maker) /T1,T2,H,B/
;
```

```
TABLE BID_v(t,v,*) curva de procura residual para venda (geracao)
$include "C:\Users\Marco\Dropbox\Tese Mestrado\simulacoes\in_gams\Bid_v.txt"
;
```

```
Table PreSec(t,*) Preço de mercado da banda secundária
$include "C:\Users\Marco\Dropbox\Tese
Mestrado\simulacoes\in_gams\PrecoSecundaria.txt"
;
```

```
TABLE BID_c(t,c,*) curva de procura residual para compra (bombagem)
$include "C:\Users\Marco\Dropbox\Tese Mestrado\simulacoes\in_gams\Bid_c.txt"
;
```

```
TABLE qmin_v(t,v,*) soma dos blocos de potência de venda de 1 a "s-1" para a hora t.
(De notar que qmin(t s)=0 para qualquer t)
$include "C:\Users\Marco\Dropbox\Tese Mestrado\simulacoes\in_gams\qmin_v.txt"
;
```

```
TABLE qmin_c(t,c,*) soma dos blocos de potência de bombagem do compra de 1 a "s-
1" para a hora t. (De notar que qmin(t s)=0 para qualquer t)
$include "C:\Users\Marco\Dropbox\Tese Mestrado\simulacoes\in_gams\qmin_c.txt"
;
```

TABLE GenDATA(i,\*) caracterivicas dos grupos geradores

	PMIN	PMAX	GD	GS	A	B	CA	CP
* Pmin	Pmax	Gradiente	Gradiente	Custo	Custo	Custo	Custo	Custo
* descida	subida	fixo	variavel	arranque	paragem			
* (MW)	(MW)	(MW/h)	(MW/h)	(€/h)	(€/MWh)	(€)	(€)	(€)
T1	160	425	200	300	10	44	5	0.1
T2	160	425	200	300	10	44	5	0.1
H	120	460	700	700				
B	-460	-460	500	500				

;

#### SCALAR

\* Rendimentos relativos à central hídrica

Rend\_b Rendimento da Central Hídrica em bombagem /.8/

Rend\_t Rendimento da Central Hídrica em turbinamento /.9/

\* Energia armazenada no reservatório superior

W\_o Energia inicialmente armazenada [MWh] /15000/

W\_max Energia máxima possível de armazenar [MWh] /19000/

W\_min Energia mínima possível de armazenar [MWh] /0/

W\_final Mínimo pretendido de energia armazenada no final do período de optimização [MWh] /15000/;

#### VARIABLES

L Função objectivo - Lucro da empresa

p(t,i) Potência produzida pela unidade "i" na hora "t"

banda(t,i) Banda secundária a vender pela unidade "i" na hora "t"

bv(t,v) Valor fraccional do bloco de energia correspondente ao step "s" para obter a quantidade q(t) em venda (geração)

bc(t,c) Valor fraccional do bloco de energia correspondente ao step "s" para obter a quantidade q(t) em compra (bombagem)

uv(t,v) Variável binária igual a 1 se o step "s" é o último step necessário para obter a quantidade q(t) na hora "t" e igual a 0 caso contrário

uc(t,c) Variável binária igual a 1 se o step "s" é o último step necessário para obter a quantidade q(t) na hora "t" e igual a 0 caso contrário

W(t) Energia armazenada no reservatório superior da central hídrica reversível [MWh]

f(t,i) Igual a 1 se o gerador i esta comissionado no periodo t

y(t,i) Igual a 1 se o gerador i arranca no periodo t

s(t,i) Igual a 1 se o gerador i e desligado no periodo t

;

BINARY VARIABLES uv(t,v), uc(t,c), uv\_b(t,vb), f(t,i), y(t,i), s(t,i);

POSITIVE VARIABLE bv(t,v), bv\_b(t,vb), banda(t,i);

NEGATIVE VARIABLE bc(t,c);

#### EQUATIONS

LUCRO Lucro da empresa

PMAXLIM(t,i) Potencia maxima

PMINLIM(t,i) Potencia minima

BMAXLIM\_v(t,v) Limite máximo do último patamar de venda (geração)

BMAXLIM\_c(t,c) Limite máximo do último patamar de compra (bombagem)

SOMAU(t) Soma dos u (t s) é unitária para que só um possa ser igual a 1

QTOTAL(t)

BANDALIM(t) Total de banda disponivel na curva de procura residual

ENERVAR Cumprimento do Wfinal no final do período de optimização

ENERBARR1(t) Energia armazenada na hora 1

ENERBARR(t) Energia armazenada nas horas a partir da hora 1

---

ENERBARRSUP(t) Limite superior do armazenamento  
 ENERBARRINF(t) Limite inferior do armazenamento  
 BOMBTURB(t) Não permite bombar e turbinar em simultâneo  
 LOGIC(t,i) Logica de subida descida e comissionamento  
 SUBIDA(t,i) Limita a rampa de subida  
 DESCIDA(t,i) Limita a rampa de descida

;

LUCRO.. L =e= SUM( t, SUM(v,  
 BID\_v(t,v,'LAMBDA')\*(bv(t,v)+uv(t,v)\*qmin\_v(t,v,'QMAX'))  
 + SUM(c, BID\_c(t,c,'LAMBDA')\*(bc(t,c)+uc(t,c)\*qmin\_c(t,c,'QMAX'))  
 - SUM(i, GenDATA(i,'B')\*p(t,i))  
 + sum (i,PreSec(t,'PrecoBanda')\*banda(t,i)) );  
 PMAXLIM(t,i)\$ (ord(t) GT 0).. p(t,i) + (2/3)\*banda(t,i) =l= GenDATA(i,'PMAX')\*f(t,i);  
 PMINLIM(t,i)\$ (ord(t) GT 0).. p(t,i) - (1/3)\*banda(t,i) =g= GenDATA(i,'PMIN')\*f(t,i);  
 BMAXLIM\_v(t,v)\$ (ord(t) GT 0).. bv(t,v) =l= uv(t,v)\*BID\_v(t,v,'bMAX');  
 BMAXLIM\_c(t,c)\$ (ord(t) GT 0).. bc(t,c) =g= -uc(t,c)\*BID\_c(t,c,'bMAX');  
 SOMAU(t)\$ (ord(t) GT 0).. SUM(v, uv(t,v)) + SUM(c, uc(t,c)) =e= 1;  
 QTOTAL(t)\$ (ord(t) GT 0).. SUM(i, p(t,i)) =e= SUM(v, bv(t,v) +  
 uv(t,v)\*qmin\_v(t,v,'QMAX')) +  
 SUM(c, bc(t,c) + uc(t,c)\*qmin\_c(t,c,'QMAX'));  
 BANDALIM(t)\$ (ord(t) GT 0).. SUM(i, banda(t,i)) =l= PreSec(t,'qtband');  
 ENERVAR.. W\_o + SUM(t,-p(t,'H')/Rend\_t - Rend\_b\*p(t,'B')) =g= W\_final;  
 ENERBARR1(t)\$ (ord(t) EQ 1).. W(t) =e= W\_o - (p(t,'H')/Rend\_t + Rend\_b\*p(t,'B'));  
 ENERBARR(t)\$ (ord(t) GT 1).. W(t) =e= W(t-1) - (p(t,'H')/Rend\_t + Rend\_b\*p(t,'B'));  
 ENERBARRSUP(t)\$ (ord(t) GT 0).. W(t) =l= W\_max;  
 ENERBARRINF(t)\$ (ord(t) GT 0).. W(t) =g= W\_min;  
 BOMBTURB(t)\$ (ord(t) GT 0).. f(t,'H') + f(t,'B') =l= 1;  
 LOGIC(t,i)\$ (ord(t) GT 0) .. y(t,i) - s(t,i) =e= f(t,i) - f(t-1,i);  
 SUBIDA(t,i)\$ (ord(t) GT 0) .. p(t,i) - p(t-1,i) =l= GenDATA(i,'GS');  
 DESCIDA(t,i)\$ (ord(t) GT 0) .. p(t-1,i) - p(t,i) =l= GenDATA(i,'GD');

MODEL MODELO /ALL/;  
 Modelo.Iterlim=100000

SOLVE MODELO USING mip MAXIMIZING L;

PARAMETER  
 q(t) Quantidade total da empresa na hora "t"  
 pmd\_i(t) Preço de mercado final para o diário antes da actuação da empresa  
 pmd\_f(t) Preço de mercado final para o diário depois da actuação da empresa  
 pmd\_f\_Calc(t)  
 qbanda(t)  
 pb\_i(t) Preço final da banda antes da actuação da empresa  
 pb\_f(t) Preço final da banda depois da actuação da empresa  
 pb\_f\_Calc(t)

;

```

q(t) = SUM(i, p.l(t,i));
pmd_i(t) = BID_v(t,'1','LAMBDA');
pmd_f(t) = SUM(v, uv.l(t,v)*BID_v(t,v,'LAMBDA'))+ SUM(c,
uc.l(t,c)*BID_c(t,c,'LAMBDA'));

qbanda(t) = sum(i, banda.l(t,i));

pb_i(t)=PreSec(t,'PrecoBanda');
pb_f(t)=pb_i(t);

DISPLAY
L.l, p.l, banda.l, pmd_i, pmd_f, pb_i, pb_f, f.l, y.l, s.l, q, bv.l, bc.l, uv.l, uc.l, W.l
;

* Abre ficheiro externo de texto para registo de resultados
File output /C:\Users\Marco\Dropbox\Tese
Mestrado\simulações\out_gams\Resultados_MD_Banda_PM_PSH_térmica.txt/ ;
output.nw=15;
output.lw=15;
output.sw=15;

put output ;
* Escreve para um txt os resultados em termos das potências a cada hora
*put "Hora          PotTerm PotTurb  PotBomb", put / ;
*loop(t, put t.tl, loop(i, put p.l(t,i)); put /) ;
put "Hora          PotTerm1   PotTerm2   PotTurb   PotBomb
PotBTerm1   PotBTerm2   PotBTurb   PotBBomb   E_Arma   Q_total_emp
P_Diar_i    P_Diar_f    P_Bd_i     P_Bd_f", put / ;
loop(t, put t.tl, loop(i, put p.l(t,i)); loop(i, put banda.l(t,i)); put W.l(t), put q(t), put
pmd_i(t), put pmd_f(t), put pb_i(t), put pb_f(t), put /) ;
* Fecha ficheiro
putclose output

File output1 /C:\Users\Marco\Dropbox\Tese Mestrado\simulações\out_gams\bv1.txt/ ;
put output1 ;
put "Hora          bv    qmin_v", put /;
loop(t, put t.tl, loop(v$(uv.l(t,v) eq 1), put bv.l(t,v), put qmin_v(t,v,'QMAX')); put /) ;
putclose output1;

File output2 /C:\Users\Marco\Dropbox\Tese Mestrado\simulações\out_gams\bc1.txt/ ;
put output2 ;
put "Hora          bc    qmin_c", put /;
loop(t, put t.tl, loop(c$(uc.l(t,c) eq 1), put bc.l(t,c), put qmin_c(t,c,'QMAX')); put /) ;
putclose output2;

```

## Código de programação GAMS para otimização Price-taker.

```
option Iterlim=50000;
option optcr=0.0001;
```

SETS

```
v indice das licitacoes para venda (geracao) /1*1000/
vb indice das licitacoes para venda (banda) /1*1000/
c indice das licitacoes para compra (bombagem) /1*1000/
t horas /1*168/
i unidade de produção da empresa de produção (price-maker) /T1,T2,H,B/
;
```

```
TABLE BID_v(t,v,*) curva de procura residual para venda (geracao)
$include "C:\Users\SES2\Documents\Marco Pinto\txt_termica\Bid_v.txt"
;
```

```
Table PreSec(t,*) Preço de mercado da banda secundária
$include "C:\Users\SES2\Documents\Marco Pinto\PrecoSecundaria.txt"
;
```

```
TABLE BID_c(t,c,*) curva de procura residual para compra (bombagem)
$include "C:\Users\SES2\Documents\Marco Pinto\txt_termica\Bid_c.txt"
;
```

```
TABLE qmin_v(t,v,*) soma dos blocos de potência de venda de 1 a "s-1" para a hora t.
(De notar que qmin(t s)=0 para qualquer t)
$include "C:\Users\SES2\Documents\Marco Pinto\txt_termica\qmin_v.txt"
;
```

```
TABLE qmin_c(t,c,*) soma dos blocos de potência de bombagem do compra de 1 a "s-1" para a hora t. (De notar que qmin(t s)=0 para qualquer t)
$include "C:\Users\SES2\Documents\Marco Pinto\txt_termica\qmin_c.txt"
;
```

```
TABLE GenDATA(i,*) caracterivicas dos grupos geradores
  PMIN  PMAX    GD    GS    A    B    CA    CP
* Pmin  Pmax  Gradiente  Gradiente  Custo  Custo  Custo  Custo
*      descida  subida  fixo variavel arranque paragem
* (MW) (MW)  (MW/h)  (MW/h)  (€/h)  (€/MWh)  (€)  (€)
T1 160  425    200    300    10    44    5    0.1
T2 160  425    200    300    10    44    5    0.1
H  120  460    700    700
B -460 -460    500    500
;
```

SCALAR

```
* Rendimentos relativos à central hídrica
Rend_b Rendimento da Central Hídrica em bombagem /0.8/
```

Rend\_t Rendimento da Central Hídrica em turbinamento /0.9/  
 \* Energia armazenada no reservatório superior  
 W\_o Energia inicialmente armazenada [MWh] /15000/  
 W\_max Energia máxima possível de armazenar [MWh] /19000/  
 W\_min Energia mínima possível de armazenar [MWh] /0/  
 W\_final Mínimo pretendido de energia armazenada no final do período de otimização [MWh] /15000/;

VARIABLES

L Função objectivo - Lucro da empresa  
 p(t,i) Potência produzida pela unidade "i" na hora "t"  
 banda(t,i) Banda secundária a vender pela unidade "i" na hora "t"  
 bv(t,v) Valor fraccional do bloco de energia correspondente ao step "s" para obter a quantidade q(t) em venda (geração)  
 bc(t,c) Valor fraccional do bloco de energia correspondente ao step "s" para obter a quantidade q(t) em compra (bombagem)  
 uv(t,v) Variável binária igual a 1 se o step "s" é o último step necessário para obter a quantidade q(t) na hora "t" e igual a 0 caso contrário  
 uc(t,c) Variável binária igual a 1 se o step "s" é o último step necessário para obter a quantidade q(t) na hora "t" e igual a 0 caso contrário  
 W(t) Energia armazenada no reservatório superior da central hídrica reversível [MWh]  
 f(t,i) Igual a 1 se o gerador i esta comissionado no periodo t  
 y(t,i) Igual a 1 se o gerador i arranca no periodo t  
 s(t,i) Igual a 1 se o gerador i e desligado no periodo t  
 ;

BINARY VARIABLES uv(t,v), uc(t,c), uv\_b(t,vb), f(t,i), y(t,i), s(t,i);  
 POSITIVE VARIABLE bv(t,v), bv\_b(t,vb), banda(t,i);  
 NEGATIVE VARIABLE bc(t,c);

EQUATIONS

LUCRO Lucro da empresa  
 PMAXLIM(t,i) Potencia maxima  
 PMINLIM(t,i) Potencia minima  
 BANDALIM(t) Total de banda disponivel na curva de procura residual  
 ENERVAR Cumprimento do Wfinal no final do período de otimização  
 ENERBARR1(t) Energia armazenada na hora 1  
 ENERBARR(t) Energia armazenada nas horas a partir da hora 1  
 ENERBARRSUP(t) Limite superior do armazenamento  
 ENERBARRINF(t) Limite inferior do armazenamento  
 BOMBTURB(t) Nao permite bombar e turbinar em simultaneo  
 LOGIC(t,i) Logica de subida descida e comissionamento  
 SUBIDA(t,i) Limita a rampa de subida  
 DESCIDA(t,i) Limita a rampa de descida  
 ;

LUCRO.. L =e= SUM( (t,i), BID\_v(t,'1','LAMBDA')\*p(t,i)- GenDATA(i,'B')\*p(t,i) + PreSec(t,'PrecoBanda')\*banda(t,i) );

```

PMAXLIM(t,i)$ (ord(t) GT 0).. p(t,i) + (2/3)*banda(t,i) =l=
GenDATA(i,'PMAX')*f(t,i);
PMINLIM(t,i)$ (ord(t) GT 0).. p(t,i) - (1/3)*banda(t,i) =g= GenDATA(i,'PMIN')*f(t,i);
BANDALIM(t,i)$ (ord(t) GT 0).. SUM(i, banda(t,i)) =l= PreSec(t,'qtband');
ENERVAR.. W_o + SUM(t,-p(t,'H')/Rend_t - Rend_b*p(t,'B')) =g= W_final;
ENERBARR1(t,i)$ (ord(t) EQ 1).. W(t) =e= W_o - (p(t,'H')/Rend_t + Rend_b*p(t,'B'));
ENERBARR(t,i)$ (ord(t) GT 1).. W(t) =e= W(t-1) - (p(t,'H')/Rend_t + Rend_b*p(t,'B'));
ENERBARRSUP(t,i)$ (ord(t) GT 0).. W(t) =l= W_max;
ENERBARRINF(t,i)$ (ord(t) GT 0).. W(t) =g= W_min;
BOMBTURB(t,i)$ (ord(t) GT 0).. f(t,'H') + f(t,'B') =l= 1;
LOGIC(t,i)$ (ord(t) GT 0) .. y(t,i) - s(t,i) =e= f(t,i) - f(t-1,i);
SUBIDA(t,i)$ (ord(t) GT 0) .. p(t,i) - p(t-1,i) =l= GenDATA(i,'GS');
DESCIDA(t,i)$ (ord(t) GT 0) .. p(t-1,i) - p(t,i) =l= GenDATA(i,'GD');

```

```

MODEL MODELO /ALL/;
Modelo.Iterlim=100000;

```

```
SOLVE MODELO USING mip MAXIMIZING L;
```

#### PARAMETER

```

q(t) Quantidade total da empresa na hora "t"
pmd_i(t) Preço de mercado final para o diario antes da actuação da empresa
pmd_f(t) Preço de mercado final para o diario depois da actuação da empresa
pmd_f_Calc(t)
qbanda(t)
pb_i(t) Preço final da banda antes da actuação da empresa
pb_f(t) Preço final da banda depois da actuação da empresa
pb_f_Calc(t)
;

```

```

q(t) = SUM(i, p.l(t,i));
pmd_i(t) = BID_v(t,'l','LAMBDA');
pmd_f(t) = pmd_i(t);
qbanda(t) = sum(i, banda.l(t,i));
pb_i(t)=PreSec(t,'PrecoBanda');
pb_f(t)=pb_i(t);

```

#### DISPLAY

```

L.l, p.l, banda.l, pmd_i, pmd_f, pb_i, pb_f, f.l, y.l, s.l, q, W.l
;

```

```

* Abre ficheiro externo de texto para registo de resultados
File output /C:\Users\SES2\Documents\Marco
Pinto\txt_termica\Resultados_MD_PT_Banda_PT_térmica.txt/ ;
output.nw=15;
output.lw=15;
output.sw=15;

```

```
put output ;
```

```

* Escreve para um txt os resultados em termos das potências a cada hora
*put "Hora          PotTerm PotTurb  PotBomb", put / ;
*loop(t, put t.tl, loop(i, put p.l(t,i)); put /) ;
put "Hora          PotTerm1  PotTerm2   PotTurb    PotBomb
PotBTerm1  PotBTerm2  PotBTurb  PotBBomb   E_Arma  Q_total_emp
P_Diar_i   P_Diar_f    P_Bd_i    P_Bd_f", put / ;
loop(t, put t.tl, loop(i, put p.l(t,i)); loop(i, put banda.l(t,i)); put W.l(t), put q(t), put
pmd_i(t), put pmd_f(t), put pb_i(t), put pb_f(t), put /) ;
* Fecha ficheiro
putclose output

*File output3 /C:\Users\Marco\Dropbox\Tese
Mestrado\simulacoes\out_gams\bv_b1.txt/ ;
*put output3 ;
*put "Hora          bv_b   qmin_v_b", put /;
*loop(t, put t.tl, loop(vb$(uv_b.l(t,vb) eq 1), put bv_b.l(t,vb), put
qmin_v_b(t,vb,'QMAX')); put /) ;
*putclose output3;

```