

# Exercício de 2009

REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

# Índice

A REN num relance **4**

## Relatório de gestão **24**

Actividade em 2009 **26**

Regulação **62**

Análise económica e financeira **70**

Ambiente, sociedade e *governance* (ASG) **80**

Recursos humanos **88**

Infra-estrutura técnica **94**

Perspectivas para 2010 **100**

Nota final **102**

Proposta de aplicação de resultados **104**

## Contas **106**

Demonstrações financeiras consolidadas **108**

Demonstrações financeiras separadas **174**

Relatórios e pareceres **212**

Extracto da acta da assembleia geral **216**

Legislação sobre energia publicada em 2009 **218**

Glossário **222**

# A REN num relance





## Índice

Perfil	6
Missão, visão e valores	7
Estratégia	8
Estrutura accionista	9
Mensagem do Presidente	10
Principais indicadores	12
Estrutura societária	18
Órgãos sociais	19
Comissão executiva - distribuição de pelouros	22



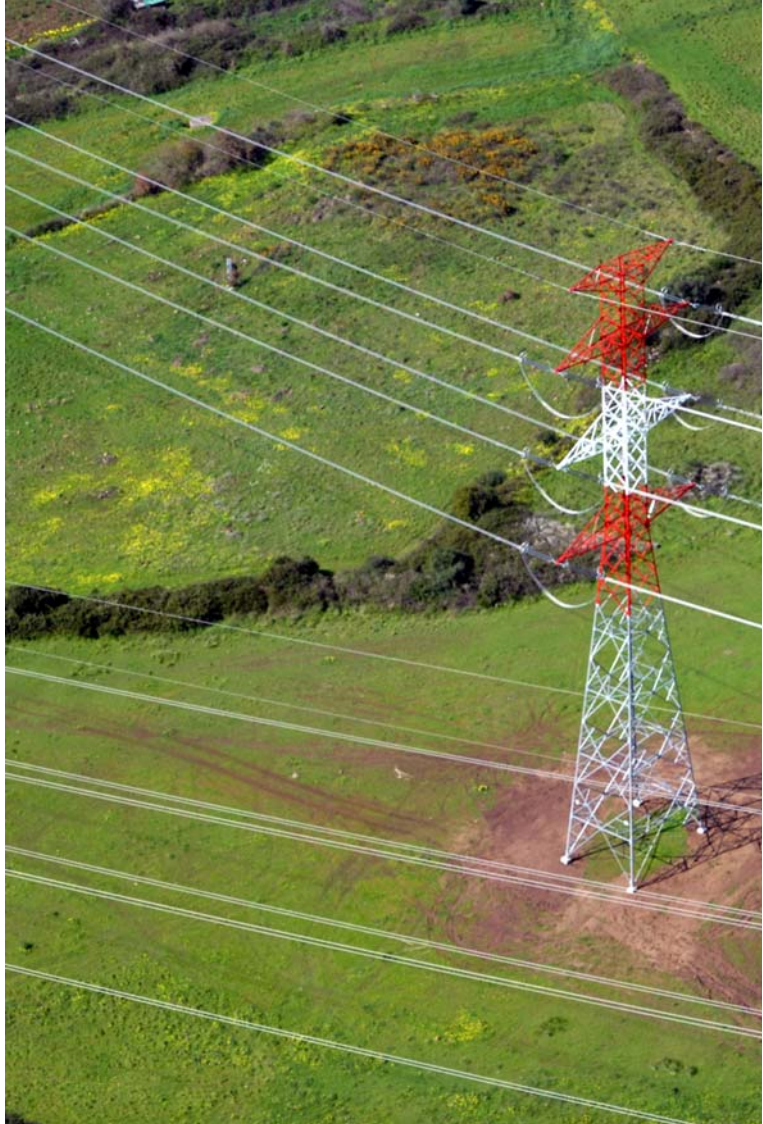
## Perfil

A actividade principal da REN consiste na gestão dos sistemas de transporte de energia, onde é um dos poucos operadores europeus com presença simultânea na electricidade e no gás natural. A REN desenvolve a sua actividade principal em duas áreas de negócio:

- o transporte de electricidade em muito alta tensão e a gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional, para cuja actividade é titular de uma concessão de serviço público por 50 anos a partir de 2007; e
- o transporte de gás natural em alta pressão e a gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural, assim como a recepção, o armazenamento e a regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e o armazenamento subterrâneo de gás natural, ao abrigo de três concessões de serviço público por 40 anos a partir de 2006.

Através da participação de 90% no Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.G.M.R., S.A. (OMIP), que gere o mercado de derivados de electricidade do Mercado Ibérico e respectiva Câmara de Compensação, a REN está presente no fomento do mercado de energia na Península Ibérica.

Desde 2002, a REN está também no sector das telecomunicações através da RENTELECOM, constituída para explorar a capacidade excedentária das redes de telecomunicações de operação e segurança, essenciais ao suporte do transporte de electricidade e de gás natural. O consumo projectado de electricidade e de gás natural em Portugal oferece um potencial importante de crescimento num enquadramento regulamentar estável.





## Missão, visão e valores

### Missão

Garantir o fornecimento ininterrupto de electricidade e de gás natural ao menor custo, satisfazendo critérios de qualidade e de segurança através do equilíbrio entre oferta e procura em tempo real, assegurando os interesses legítimos dos intervenientes no mercado e conjugando as missões de gestor de sistema e de operador de rede que lhe estão cometidas.

### Visão

Ser um dos operadores de sistemas de transporte de electricidade e de gás natural mais eficientes da Europa, criando valor para os seus accionistas num quadro de desenvolvimento sustentado.

### Valores

#### Garantia de abastecimento

Explorar e desenvolver as actividades concessionadas, incluindo as interligações, as infra-estruturas de armazenagem e os terminais de descarga, de modo a garantir o fornecimento ininterrupto de energia, no que respeita à disponibilidade da capacidade adequada às necessidades dos mercados, satisfazendo todos os critérios de qualidade e criando, assim, as condições técnicas para os Mercados Ibéricos da Electricidade e do Gás Natural.

#### Imparcialidade

Garantir acesso às redes e demais infra-estruturas, de modo transparente e não discriminatório, a todos os intervenientes no mercado energético – produtores, operadores de redes e outras infra-estruturas, comercializadores e consumidores.

#### Eficiência

Desempenhar com rigor todas as tarefas que lhe são cometidas em termos de eficiência produtiva e com a melhor utilização de todos os recursos, contribuindo para o desenvolvimento do país, através da melhoria do bem-estar das populações e da criação de valor para os accionistas.

#### Sustentabilidade

Gerir as suas actividades de acordo com os princípios do desenvolvimento sustentável, nas vertentes económica, social e ambiental, apoiando a investigação e desenvolvimento e realizando o potencial dos seus recursos humanos, designadamente através de formação técnica, comportamental e ética.





## Estratégia

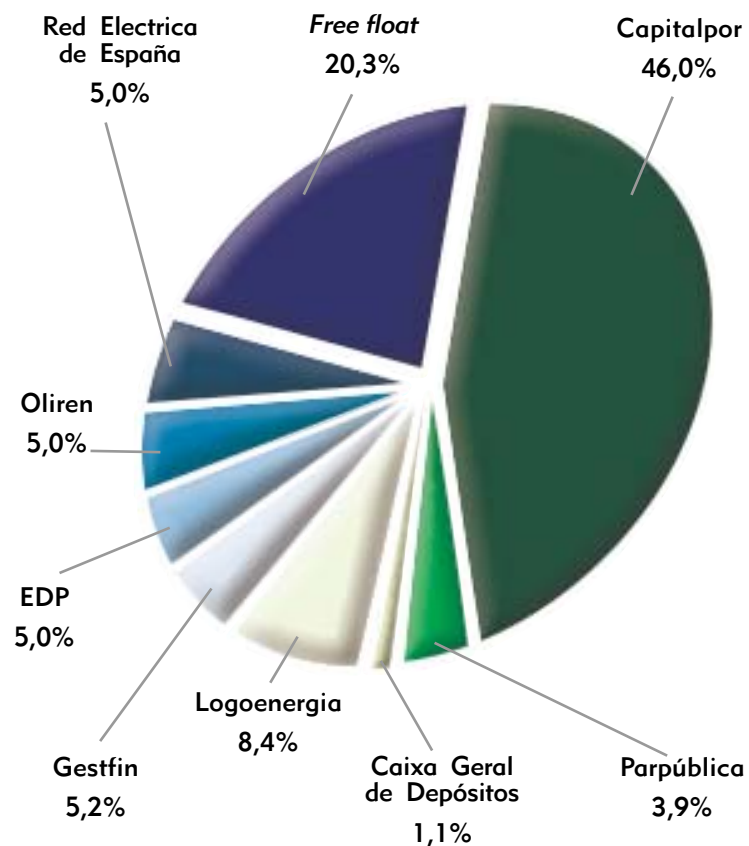
Para concretizar a sua missão de ser um dos operadores mais eficientes de redes de transporte de energia na Europa, no respeito pelos seus valores, a REN elaborou a seguinte estratégia:

- promover a sustentabilidade ambiental e a investigação e desenvolvimento, tomando iniciativas que minimizem o impacto da sua actividade no meio ambiente e a mantenham na vanguarda tecnológica da gestão de redes;
- exercer as principais actividades reguladas em Portugal, desenvolvendo as redes de electricidade e de gás natural, preparando-as para as necessidades de longo prazo e alavancando as suas competências técnicas;
- criar uma infra-estrutura energética integrada, liderando o processo de integração das infra-estruturas de transporte, armazenamento e gestão das redes de electricidade e de gás natural;
- melhorar o desempenho operacional e a qualidade de serviço, privilegiando a eficiência de custos e o aumento da segurança e da fiabilidade das redes;
- seguir uma política de capital eficiente, optimizando a estrutura de capital e mantendo um *rating* de crédito sólido; e
- maximizar a remuneração do accionista, criando valor e mantendo um nível de distribuição de dividendos competitivo.





## Estrutura accionista



31-Dez-09

	Nº Acções	% Capital
Capitalpor	245.645.340	46,00%
Parpública	20.826.000	3,90%
Caixa Geral de Depósitos	6.073.255	1,14%
Logoenergia	45.045.306	8,44%
Gestfin	27.687.445	5,18%
EDP	26.700.000	5,00%
Oliren	26.700.000	5,00%
Red Eléctrica de España	26.700.000	5,00%
Free float	108.622.654	20,34%

**Nota:** Acções imputáveis nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 20.º do Código de Valores Mobiliários, com excepção da participação da CGD, incluída por ser detentora de 5 868 660 acções do Tipo B (não privatizadas), logo não englobáveis no *free float*.

## Mensagem do Presidente

*Caros Acionistas,*

Nos últimos anos, Portugal tem estado a viver uma autêntica revolução no sector energético. Essa revolução tem várias vertentes: a autonomização empresarial das infra-estruturas, anteriormente integradas nas empresas que produziam ou comercializavam energia; a progressiva privatização das principais empresas energéticas; o aumento da concorrência nos sectores da electricidade e do gás natural, potenciada pela integração crescente entre os dois mercados ibéricos; finalmente, a posição de liderança que Portugal assumiu a nível internacional na área das energias renováveis.

Esta revolução está a ter um profundo impacto na actividade da REN. Com efeito, cabe à REN,

***Todo o Grupo se mobilizou, num esforço notável, para responder aos desafios da estratégia nacional da energia com destaque para a incorporação na rede de um volume crescente de produção eólica.***

enquanto empresa que detém e opera as infra-estruturas de transporte de electricidade, e de transporte, armazenagem e regaseificação de gás natural, criar as condições que permitem interligar à rede os novos centros electroprodutores, assegurando um permanente balanceamento entre procura e oferta, e um elevado nível de segurança do abastecimento, mesmo em condições climatéricas adversas.

O novo perfil da produção eléctrica – com um peso crescente das fontes renováveis – tem vindo a colocar novos desafios ao planeamento e operação das redes. Em termos muito simplificados, a rede de transporte precisa de ser mais robusta e mais “inteligente” para lidar com a variabilidade dos regimes de chuva e de vento. Por essa razão, uma parte importante dos investimentos da REN na área da electricidade tem a ver com a densificação da rede e com o nível crescente de *software* incorporado nas suas infra-estruturas.

Por outro lado, o perfil crescentemente renovável do parque de produção eléctrica implica uma importância acrescida do gás natural no *mix* de fontes de energia fóssil. De facto, as centrais de ciclo combinado a gás natural representam a tecnologia de produção termoeléctrica que melhor permite compensar a variabilidade dos regimes eólicos, na eventualidade de a produção hidroeléctrica não ser suficiente para assegurar essa compensação – o que será o caso em anos secos. Ora, esse papel acrescido dos ciclos combinados requer infra-estruturas adequadas de recepção, armazenagem e transporte de gás natural – ou seja, de activos a construir e/ou a operar pela REN.

É neste contexto que no ano de 2009 se assistiu ao maior esforço de investimento da história da REN e, em simultâneo, ao melhor indicador geral de qualidade de serviço medido pelo tempo de interrupção equivalente. Todo o Grupo se mobilizou, num esforço notável, para responder aos desafios da estratégia nacional da energia com destaque para a incorporação na rede de um volume crescente de produção eólica.

A entrada em exploração de novas infra-estruturas é o principal barómetro do crescimento da empresa. E também neste domínio o ano de 2009 bateu os máximos históricos, com a colocação em operação de 310 M€ de novos activos na electricidade e 74 M€ de novos activos de gás natural.

Na área da electricidade concluiu-se a construção de cerca de 430 km de linhas, e de quatro novas subestações e postos de corte. Estas novas infra-estruturas incorporam avanços tecnológicos significativos, destacando-se a tecnologia de isolamento acústico utilizada nalgumas instalações; o *software* de telecomunicações e de comando e controle de protecções; a instalação de cerca de 11 km de cabos subterrâneos, utilizados com vista à redução dos impactos ambientais em zonas urbanas ou semi-urbanas.

Na área do gás natural concluiu-se a construção de 19 km de gasodutos, destacando-se a interligação da central de ciclo combinado de Lares (Figueira da Foz), e a entrada em exploração da terceira cavidade de armazenagem subterrânea no Carriço (Pombal) que permitiu um aumento de 62% da capacidade máxima de armazenagem subterrânea de gás natural. Merece um especial destaque o facto de, após quase dez anos, o investimento nas

infra-estruturas de gás natural em Portugal ter voltado a assumir uma expressão importante, com a construção de gasodutos de alta pressão e de nova capacidade de armazenagem, e com o arranque dos trabalhos que irão duplicar a capacidade do terminal de GNL em Sines.

Todos estes investimentos fazem parte do plano de negócios apresentado em Abril, no primeiro Dia do Investidor da REN. É um plano ambicioso, que revela um Grupo em crescimento sustentado, concentrado no seu *core business* e totalmente focado na construção e exploração de infra-estruturas energéticas seguras e eficientes. O sucesso da REN é, em última análise, o sucesso de todos os utilizadores de energia, na medida em que significa um abastecimento energético diversificado e seguro, e um mercado cada vez mais integrado e fluido, em benefício dos consumidores finais – empresas e famílias.

Uma outra prioridade da equipa de gestão da REN tem sido o aumento da eficiência na sua actividade operacional. Com esse objectivo, foram criados projectos internos que visam especificamente a redução dos custos operacionais e dos custos unitários de investimento. Destaco o projecto Sinergias, destinado a racionalizar as actividades de *back office* do Grupo, e o projecto de optimização das actividades operacionais de infra-estruturas de rede e de *procurement*.

A reestruturação da dívida do Grupo prosseguiu em 2009, com novas emissões no mercado do euro – públicas e em *private placement* – e com a celebração de um novo contrato com o BEI. Em resultado, a dívida da REN passou a ter uma maturidade média de cerca de 5 anos, contra 2 anos antes da reestruturação. Por outro lado, o custo médio da dívida reduziu-se para cerca de 3,86%.

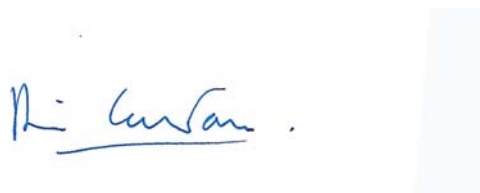
Em suma, os próximos anos estão cheios de desafios ao nível das infra-estruturas energéticas. A segurança de abastecimento está no topo da agenda europeia. A competitividade das empresas depende de mercados concorrenciais, abertos e interligados. As preocupações ambientais exigem a reconfiguração do parque electroprodutor no sentido do aproveitamento dos recursos renováveis. A REN, como operador de redes e de sistemas, não poderá deixar de estar no centro desta transformação do panorama energético.

A REN é hoje um Grupo com uma perspectiva extremamente atractiva para os investidores. Associa ao baixo perfil de risco, uma perspectiva de crescimento sustentado próximo dos 10% ao ano e um *dividend yield* muito apelativo.

Aos Senhores Accionistas agradeço a confiança e o apoio que têm dado às grandes opções estratégicas tomadas, conferindo-nos estabilidade e condições de crescimento.

Aos órgãos de supervisão e fiscalização é devida uma palavra de reconhecimento pela diligência que têm demonstrado, e o apoio em diversas iniciativas tendentes a melhorar o desempenho da REN a todos os níveis.

Finalmente, a equipa que trabalha na REN constitui o principal recurso do Grupo, e o seu entusiasmo, profissionalismo e qualidade técnica dão a todos os *stakeholders* a garantia de que a empresa estará à altura dos enormes desafios que tem pela frente.



Rui Cartaxo  
Presidente  
REN - Redes Energéticas Nacionais





## Principais indicadores - Financeiros

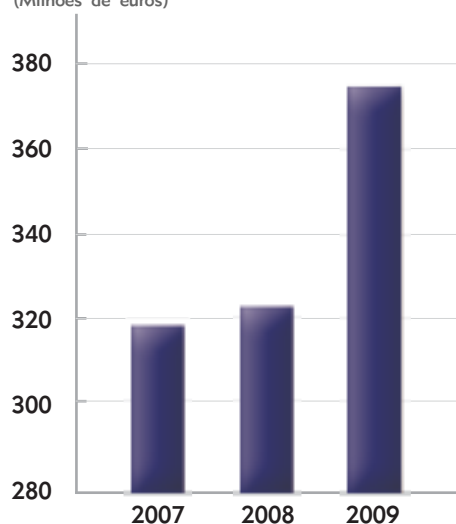
### Resultado da exploração

(Milhões de euros)

	2007	2008	2009	Δ%
<b>EBITDA</b>	388,9	366,7	409,2	12%
<b>EBITDA recorrente</b>	318,1	322,3	374,1	16%
<b>Margem de EBITDA</b>	63,7%	60,4%	69,7%	
<b>EBIT</b>	264,9	237,0	249,5	5%
<b>Resultados financeiros</b>	-77,5	-65,0	-64,5	-1%
<b>Resultado antes de impostos</b>	187,4	172,0	184,9	8%
<b>Resultado líquido</b>	145,2	127,4	134,0	5%
<b>Resultado líquido recorrente</b>	87,8	94,8	108,2	14%

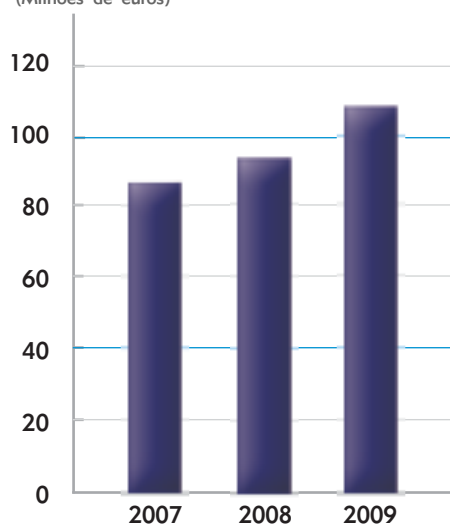
### EBITDA recorrente

(Milhões de euros)



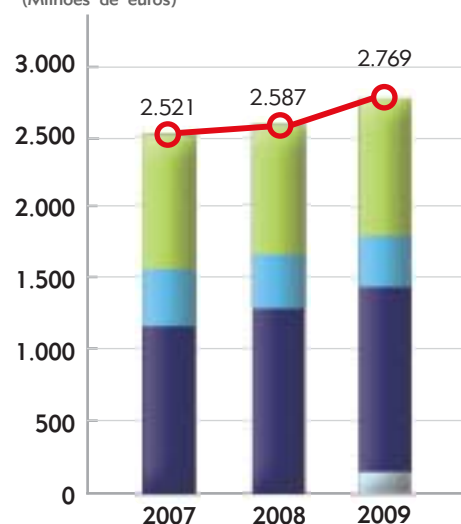
### Resultado líquido recorrente

(Milhões de euros)



### RAB médio

(Milhões de euros)



■ Electricidade-Outros    ■ Gás  
■ Terrenos hídricos    — RAB médio total  
■ Electricidade - Entradas em exploração

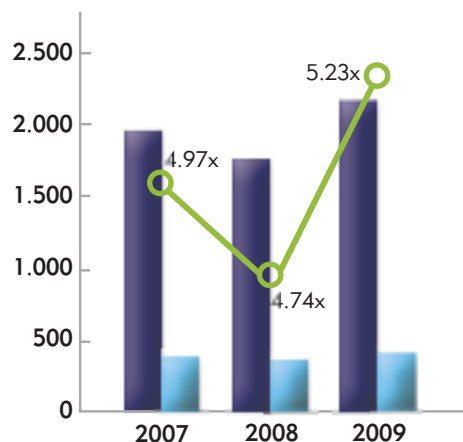
### Activo, investimento e dívida

	2007	2008	2009	Δ%
<b>Rentabilidade do activo</b> %	6,73%	6,08%	6,15%	
<b>Investimento (Capex)</b> milhões de euros	249,9	313,5	466,3	49%
<b>Dívida líquida</b> milhões de euros	1.931,2	1.738,1	2.138,9	23%
<b>Dívida líquida/EBITDA</b> x	4,97x	4,74x	5,23x	
<b>Prazo médio da dívida remunerada</b> anos	2	5	5	



**Dívida líquida/EBITDA**

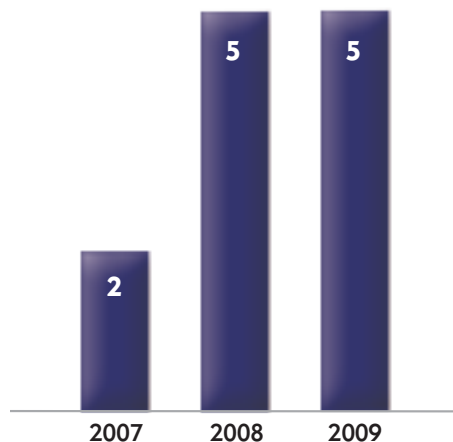
(Milhões de euros)



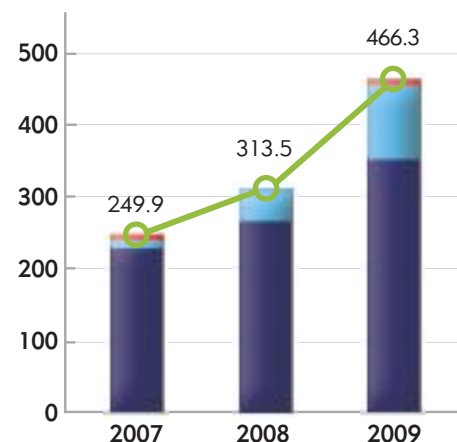
■ Dívida líquida ■ Ebitda  
 — Dívida líquida/Ebitda x

**Prazo médio da dívida**

(Anos)

**Investimento**

(Milhões de euros)



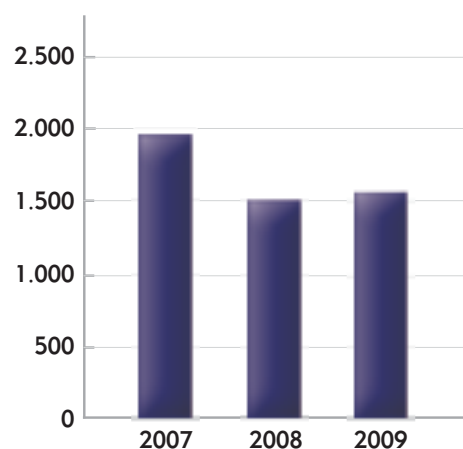
■ Electricidade ■ Gás  
 ■ Outros — Investimento

**Acção REN**

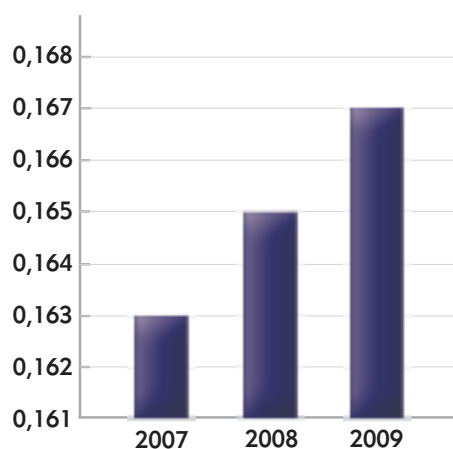
	2007	2008	2009
Cotação no final do ano euros	3,620	2,835	3,000
Valorização no ano %	31,6% <sup>1</sup>	21,7%	5,8%
Capitalização bolsista milhões de euros	1.933	1.514	1.602
Resultado líquido por acção euros	0,27	0,24	0,25
Dividendo por acção euros	0,163	0,165	0,167
Payout ratio %	59,9%	69,2%	66,5%
Dividend yield %	4,5%	5,8%	5,6%

<sup>1</sup> Início da negociação em Julho de 2007**Capitalização bolsista**

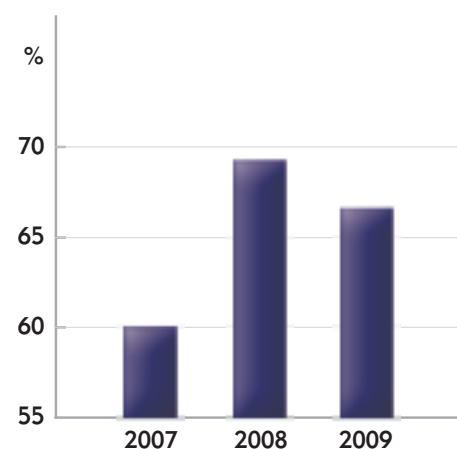
(Milhões de euros)

**Dividendo por acção**

(Euros)

**Payout ratio**

(%)

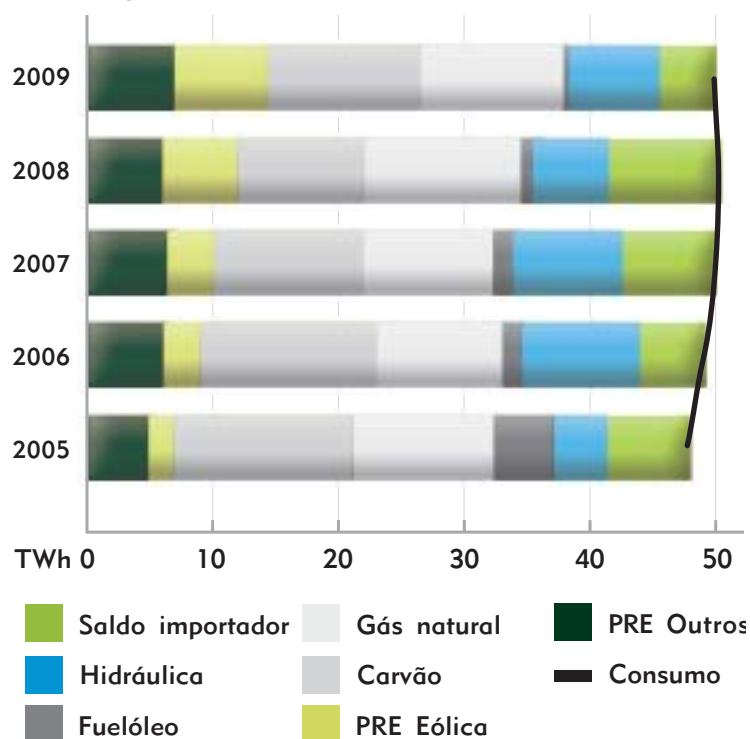


# Principais indicadores - Técnicos

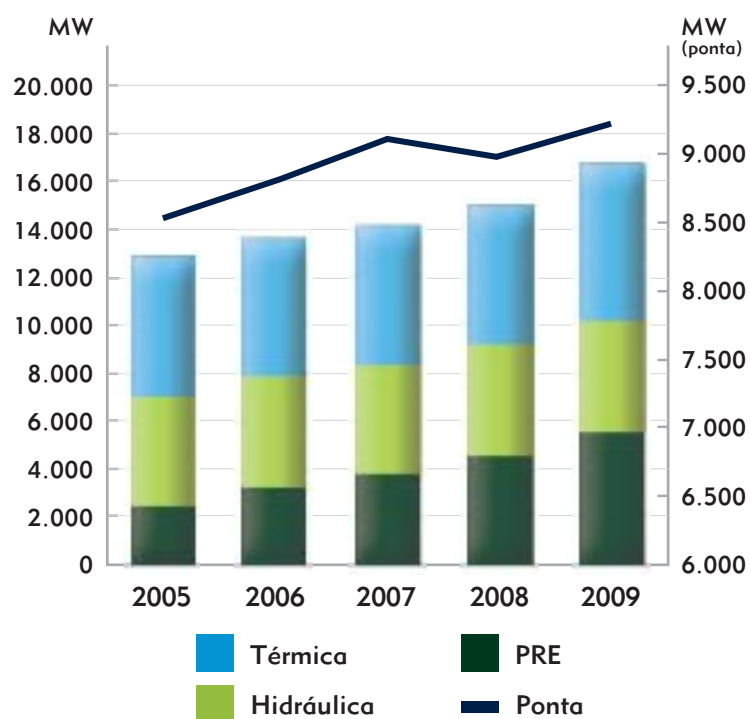
## Electricidade

	2005	2006	2007	2008	2009
Variação anual do consumo de electricidade %	5,4%	2,6%	1,8%	1,1%	-1,4%
Potência instalada GW	12.817	13.628	14.139	14.924	16.738
Tempo de interrupção equivalente minutos	0,49	0,57	0,74	1,29	0,42

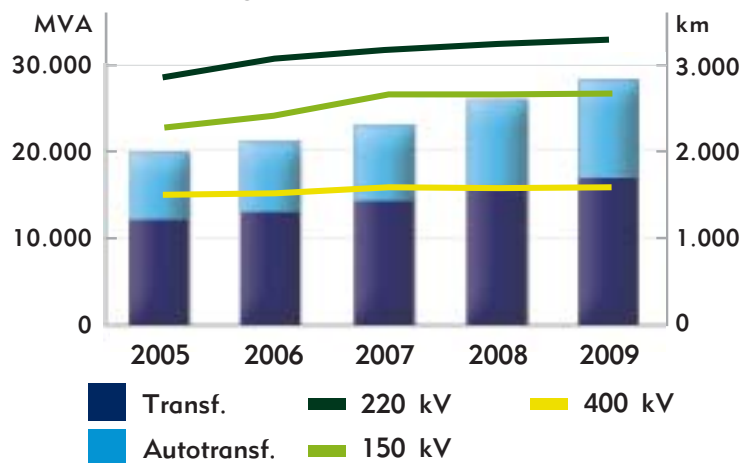
Satisfação do consumo



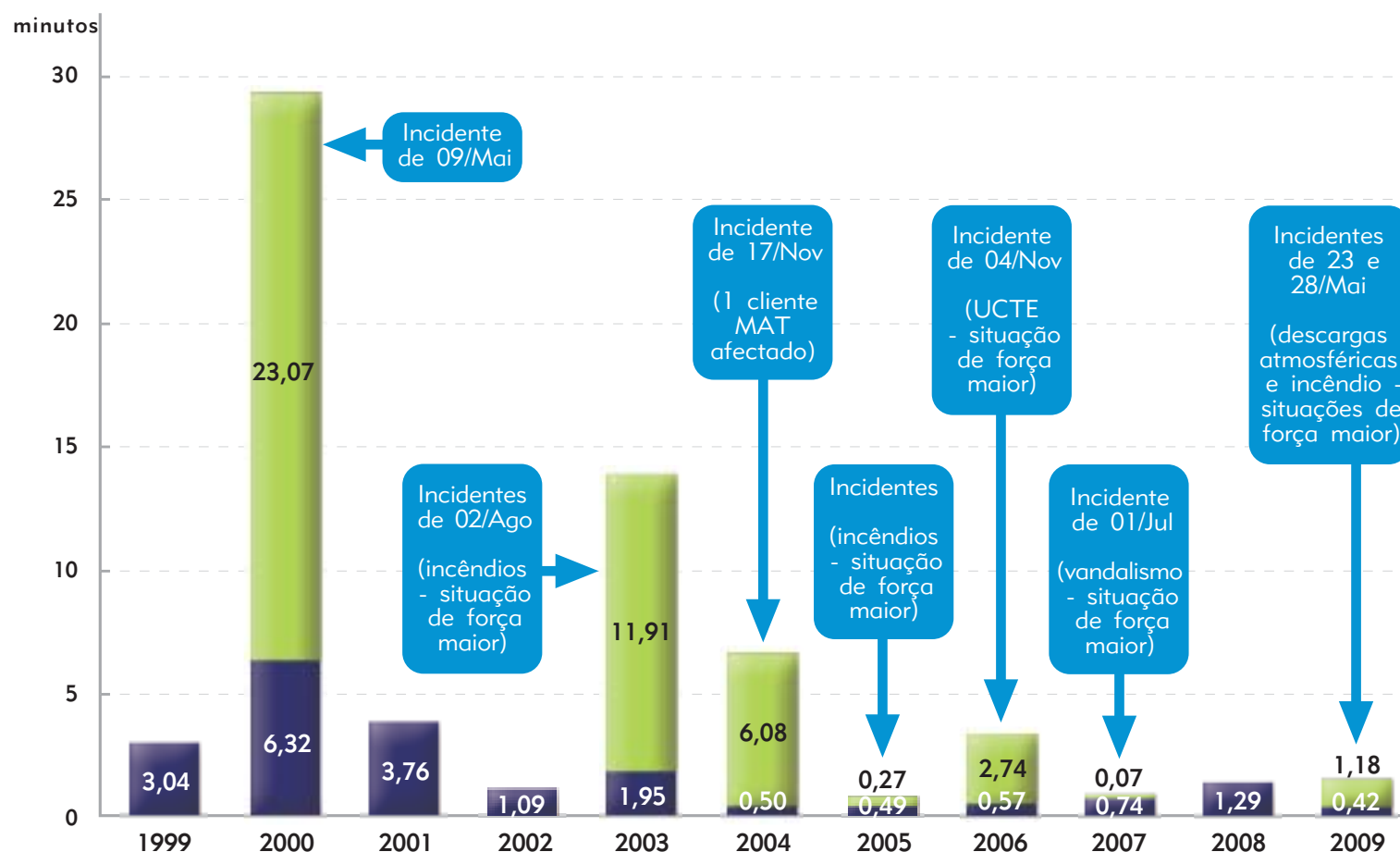
Potência instalada



Comprimento de linhas e potências de transformação



## Tempo de Interrupção e Equivalente

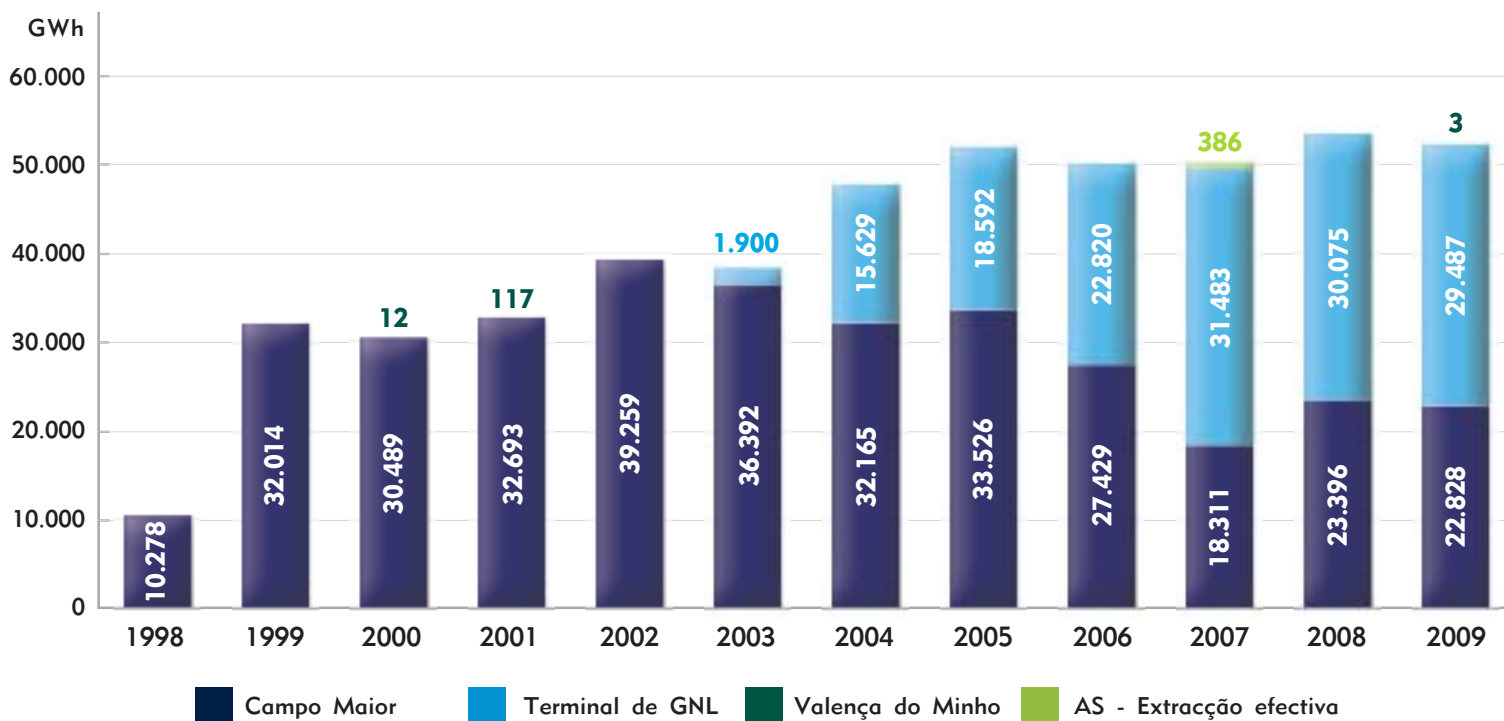


## Gás natural

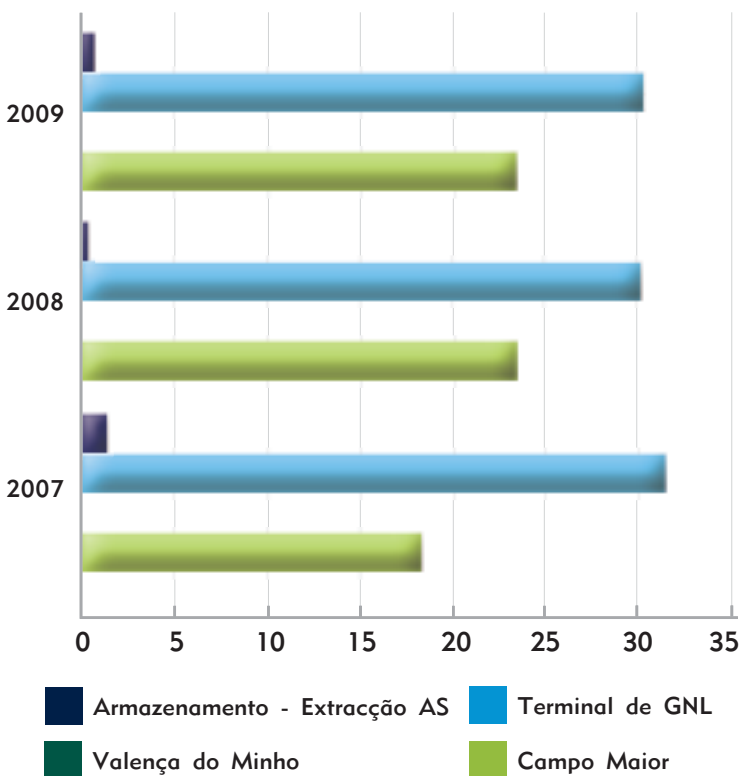
	2007	2008	2009
Variação anual do consumo de gás natural, %	6,5%	9,4%	-1,0%
Entradas na RNTGN, TWh	51,1	53,9	54,3
Saídas da RNTGN, TWh	51,3	53,9	54,4
Expansão da RNTGN, km	1.218	1.248	1.267
Capacidade de Armazenagem Subterrânea de Gás (milhões de m <sup>3</sup> ) (*)	66,3	66,3	138,2

(\*) O volume indicado expressa a capacidade máxima disponível para fins comerciais, a qual é condicionada pela termodinâmica específica da armazenagem de gás natural em alta pressão em cavidades salinas.

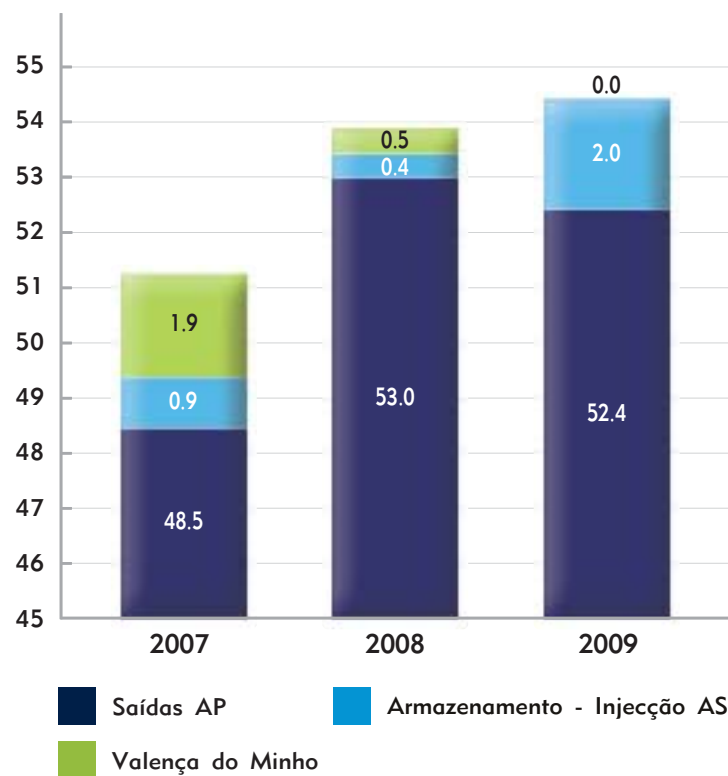
### Satisfação do consumo (RNTGN)



### Entradas RNTGN, TWh

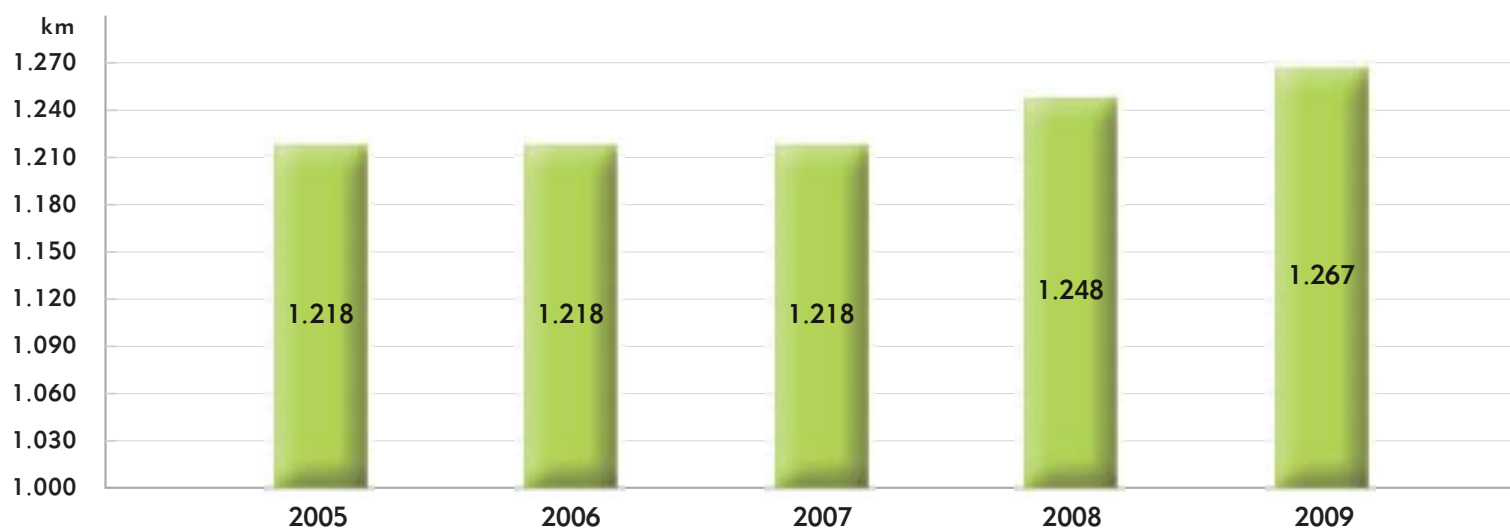


### Saídas RNTGN, TWh

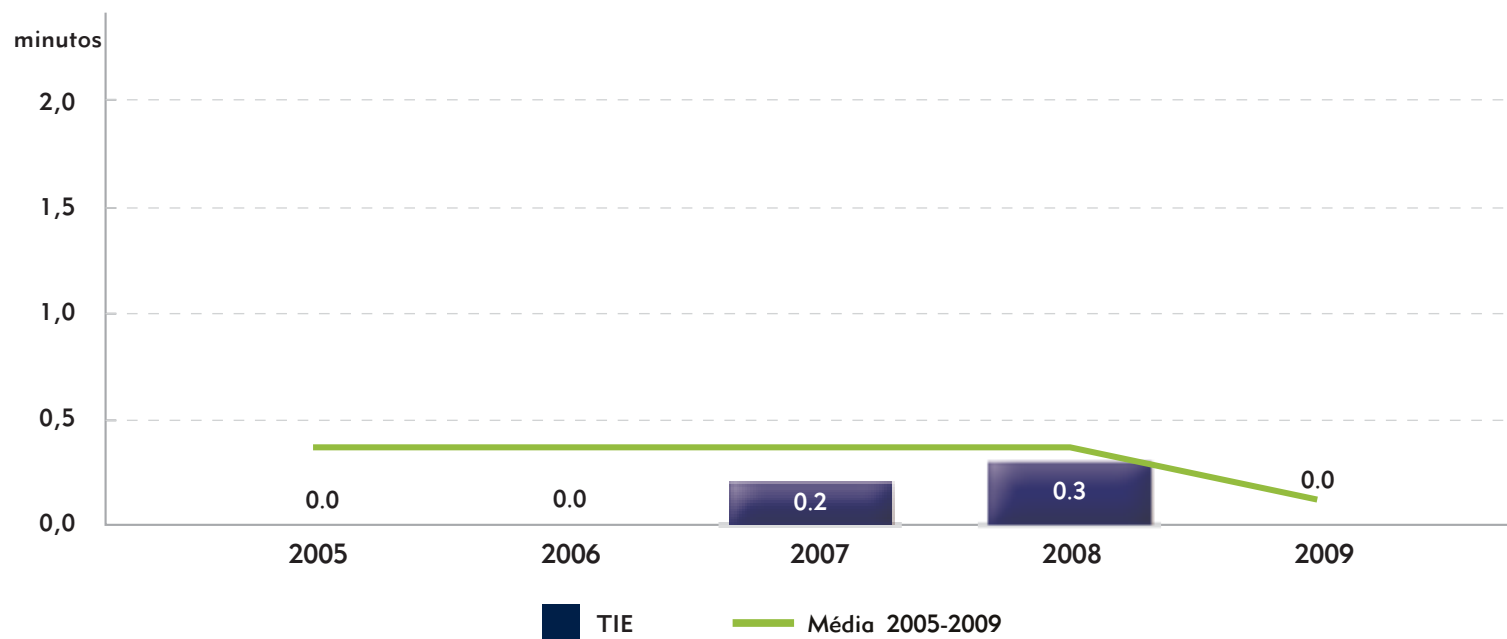




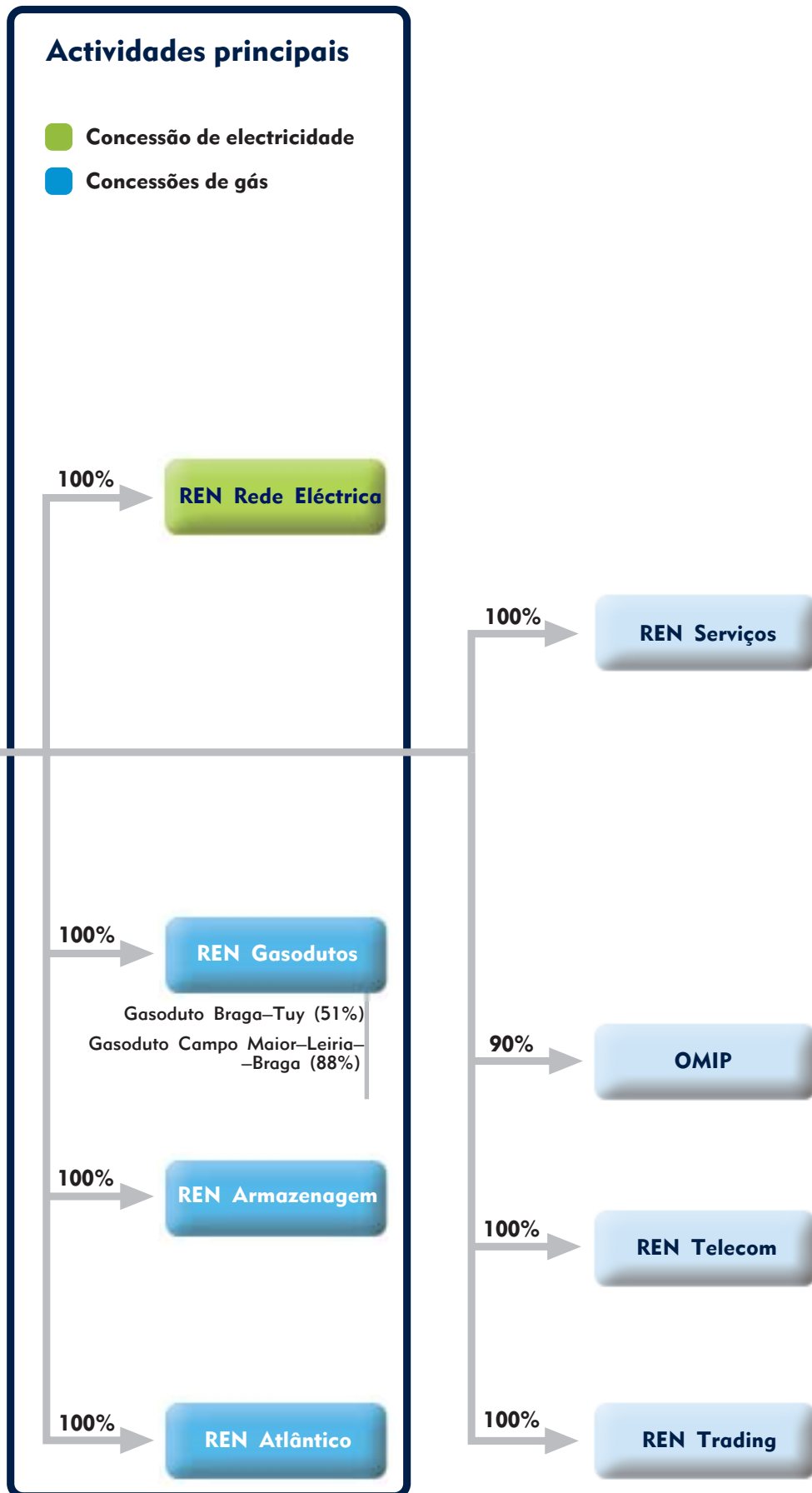
## Comprimento dos Gasodutos



## Tempo de Interrupção Equivalente (TIE)



## Estrutura societária do Grupo REN a 31 de Dezembro de 2009



# Órgãos sociais da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. a 31 de Dezembro de 2009

## Mesa da assembleia geral

José Manuel Ribeiro Sérvulo Correia  
Presidente

Duarte Vieira Pestana de Vasconcelos  
Vice-Presidente

## Secretário da sociedade

Pedro Cabral Nunes  
Efectivo

Daniela Alexandra Pizarro Pinto de Sá  
Suplente

## Comissão de vencimentos

João Manuel de Castro Plácido Pires  
Presidente

Francisco Manuel Marques Bandeira  
Vogal

José Alexandre Oliveira  
Vogal

## Órgãos de fiscalização

### Comissão de auditoria

José Luís Alvim Marinho  
Presidente

José Frederico Vieira Jordão  
Vogal

Fernando António Portela Rocha de Andrade  
Vogal

### Revisor oficial de contas

J. Monteiro & Associados, SROC  
Efectivo

Salvador Figueiredo Vás e Lima  
Suplente

## Conselho de administração

José Rodrigues Pereira dos Penedos  
Presidente (com funções suspensas)

Rui Manuel Janes Cartaxo  
Presidente em substituição

Aníbal Durães dos Santos  
Vogal

Victor Manuel da Costa Antunes Machado  
Baptista  
Vogal

João Caetano Carreira Faria Conceição  
Vogal cooptado no CA de 2009-05-11

Luís Maria Atienza Serna  
Vogal

Gonçalo José Zambrano de Oliveira  
Vogal

Manuel Carlos Mello Champalimaud  
Vogal

José Isidoro d'Oliveira Carvalho Neto  
Vogal

Filipe Maurício Botton  
Vogal

José Luís Alvim Marinho  
Vogal

José Frederico Vieira Jordão  
Vogal

Fernando António Portela de Rocha Andrade  
Vogal

## Comissão Executiva

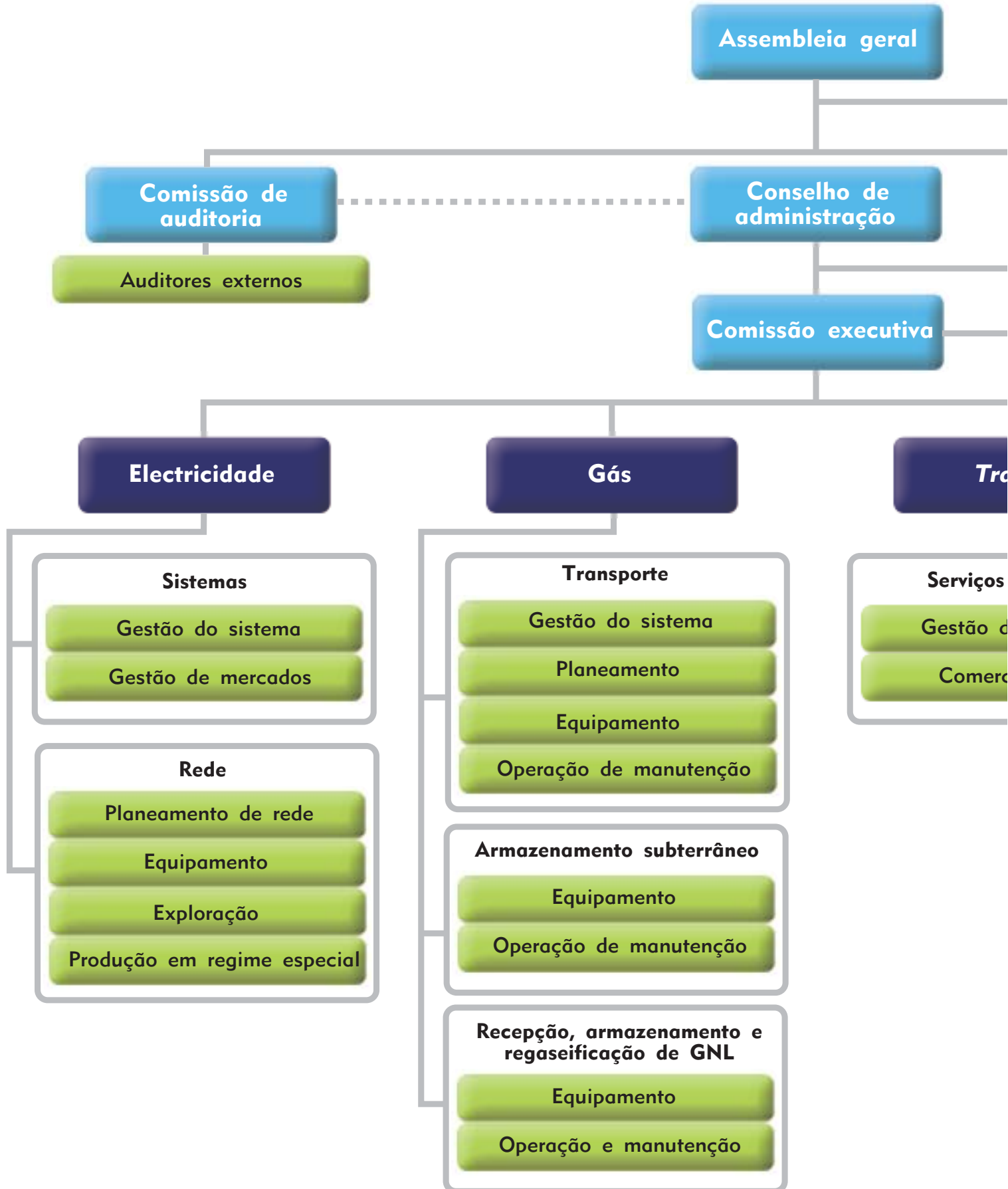
Rui Manuel Janes Cartaxo  
Presidente

Aníbal Durães dos Santos  
Vogal

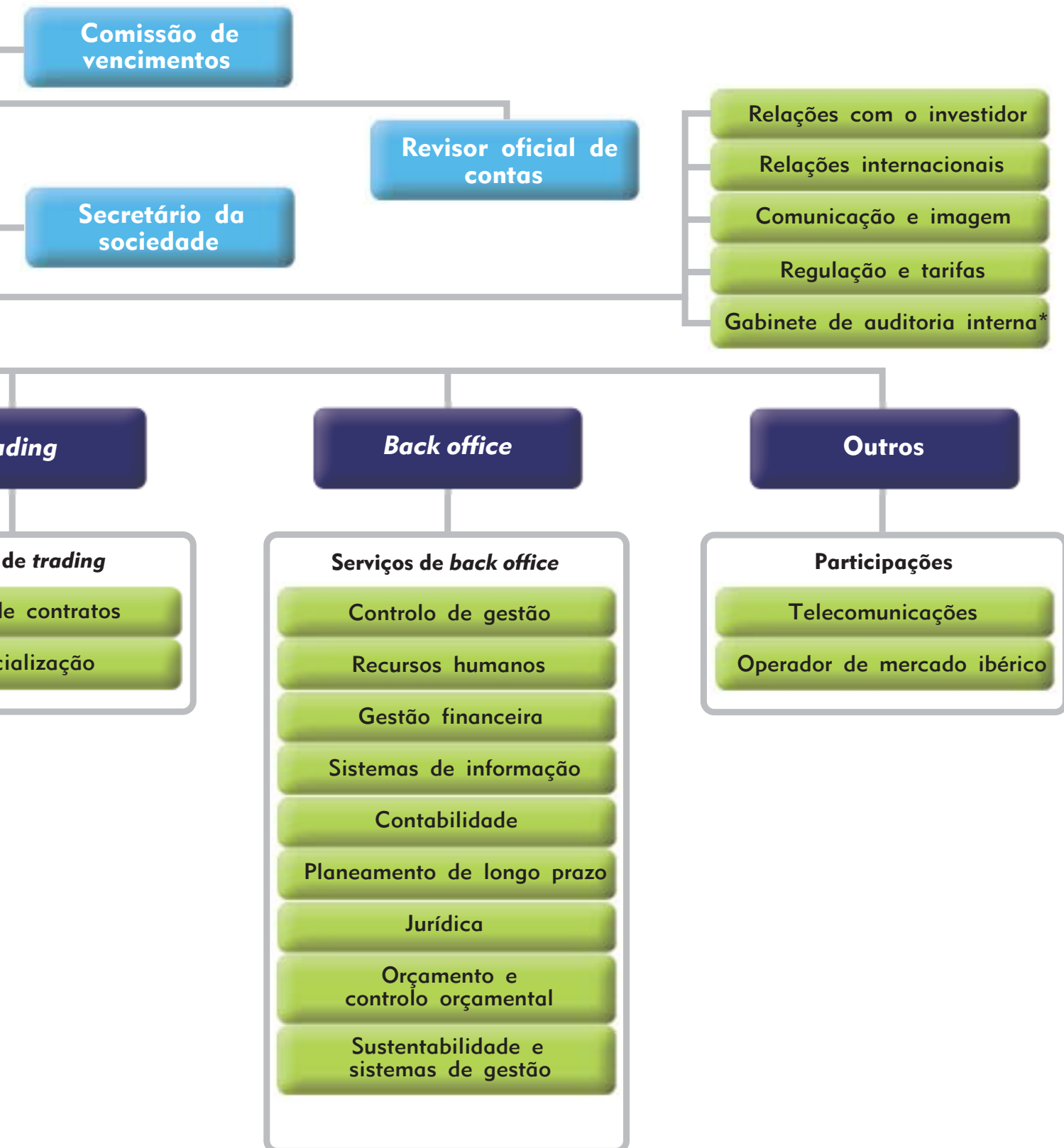
Victor Manuel da Costa Antunes Machado  
Baptista  
Vogal

João Caetano Carreira Faria Conceição  
Vogal

## Estrutura orgânica e funcional

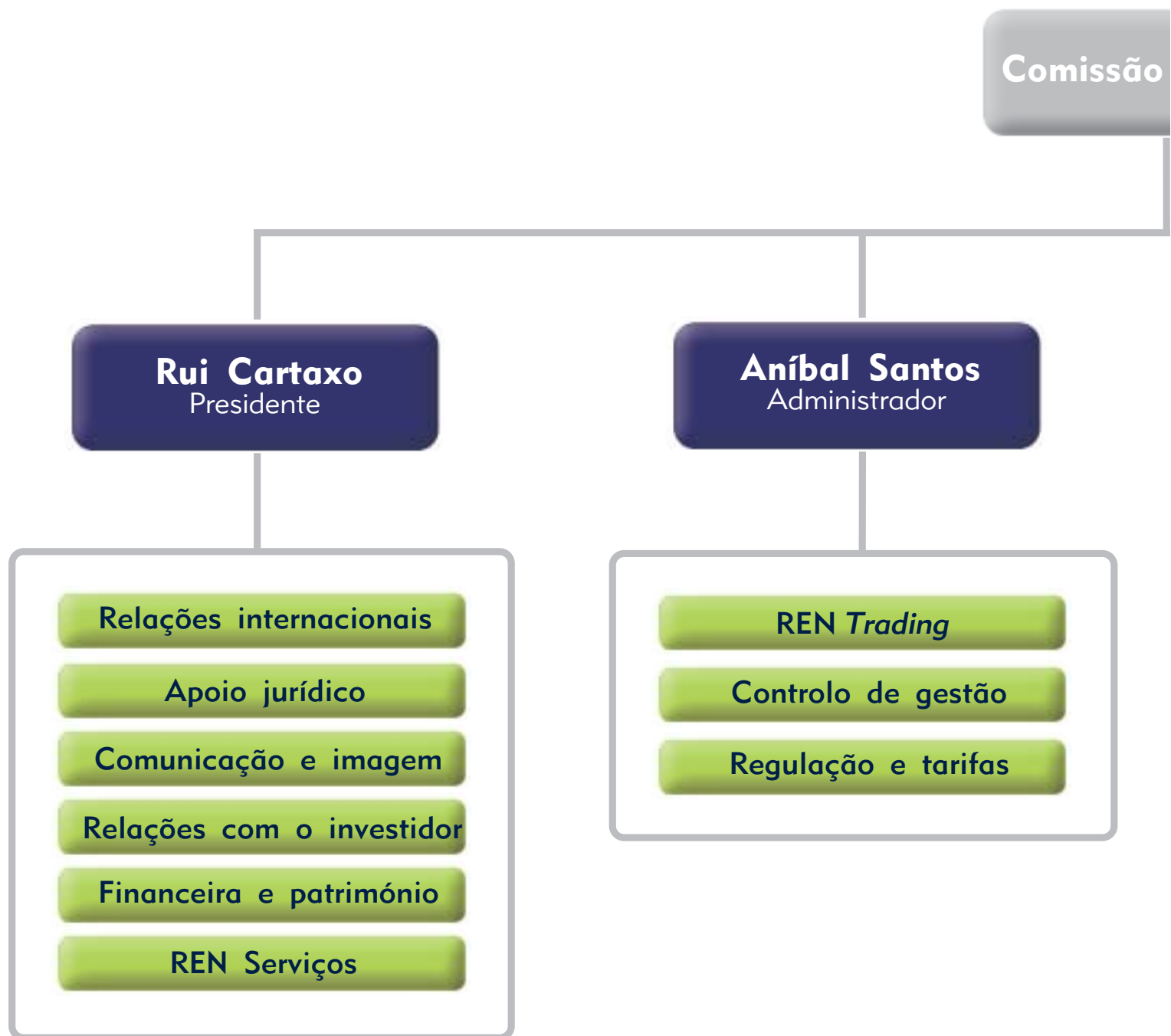




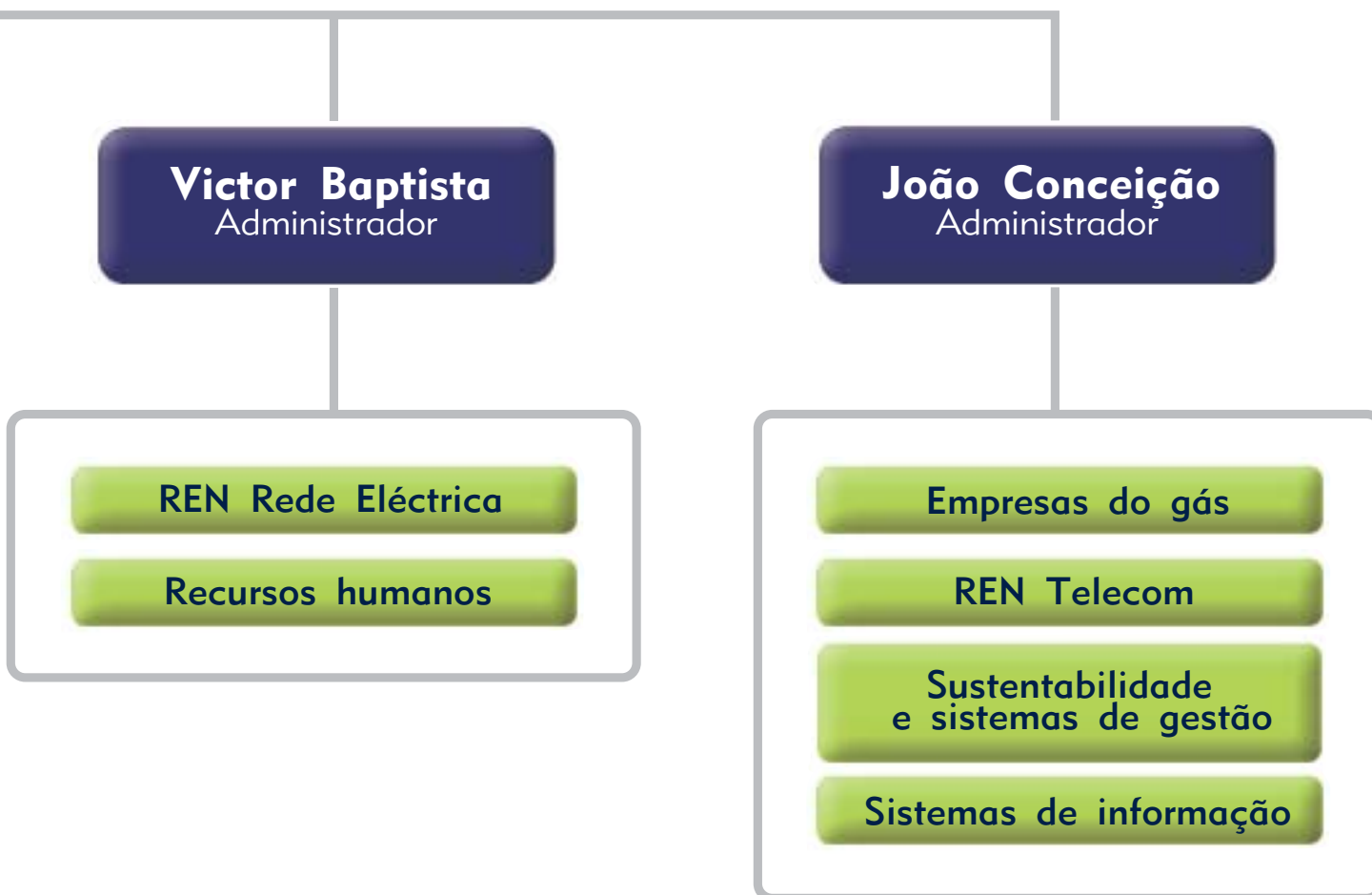


\* Com reporte directo à comissão de auditoria

## Comissão executiva – Distribuição de pelouros



executiva



# Relatório de gestão

## Índice

Actividade em 2009	26
Principais acontecimentos em 2009	27
Envolvente económica	30
Envolvente sectorial	33
Electricidade	42
Gás natural	48
Outros negócios	58
Regulação	62
Análise económica e financeira	70
Análise dos resultados de 2009	71
Investimento	74
Financiamento e dívida	78
Ambiente, sociedade e governance	80
Ambiente	81
Sociedade	84
Governance	86
Recursos humanos	88
Caracterização dos recursos humanos da REN	89
Formação	92
Avaliação de desempenho	92
Seguro de saúde	93
Planos de reforma e pré-reforma	93
Segurança no trabalho de prestadores de serviços externos	93
Infra-estruturas técnicas no final de 2009	94
Electricidade	95
Gás natural	97
Perspectivas para 2010	100
Nota final	102
Proposta de aplicação de resultados	104



# Actividade em 2009



## Principais acontecimentos em 2009

### Janeiro

Início do novo período regulatório da electricidade (Jan 2009-Dez 2011), com diversas inovações relativamente ao modelo de regulação: introdução de um prémio na remuneração do novo programa de investimentos, aplicação de custos *standard* aos novos investimentos, e de custos máximos reconhecidos em parte dos custos de exploração; incentivo à utilização de activos em fim de vida útil; incentivo à disponibilidade da infra-estrutura de rede. Aprovada pela Assembleia da República a revisão do acordo de Santiago de Compostela sobre o Operador do Mercado Ibérico (OMI).

O processo de abertura do mercado nacional de gás natural passa a abranger, a partir de 1 de Janeiro, os clientes com um consumo anual superior a 10 mil m<sup>3</sup>.

### Fevereiro

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-2014 é posto à discussão pública. A REN anuncia o reforço do seu Plano de Investimento para 2009.

A REN emite obrigações no montante de 300 milhões de euros ao abrigo do seu programa de EMTN (*Euro Medium Term Notes*).



### Março

A ERSE decide entregar à REN Gasodutos o processo de mudança de comercializador de gás natural, durante o qual foram efectuadas cerca de 320 mudanças de comercializador.

### Abril

O primeiro Dia do Investidor é organizado nas instalações da REN em Bucelas com a presença de investidores e analistas financeiros; é apresentado o novo Plano de Negócios 2009-14, com um investimento de 2,5 mil milhões e com o compromisso de crescimento sustentado dos dividendos pagos. O *United Nations Global Compact* dá a classificação de "notável" ao relatório de sustentabilidade 2007 da REN.

É assinado o contrato de empreitada do projecto de expansão do Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines, que duplicará a capacidade do Terminal.

### Maio

Como parte do processo de reforço do controlo interno, é criado o Gabinete de auditoria interna, com reporte directo à comissão de auditoria. É concluído o gasoduto de ligação à central de ciclo combinado de Lares da EDP (800 MW) e iniciado o fornecimento de gás natural.

### Junho

A REN emite obrigações a 15 anos no montante de 10.000 milhões de ienes (cerca de 75 milhões de euros) em *private placements*, ao abrigo do seu programa de EMTN.

Entra em exploração a terceira cavidade da REN Armazenagem, o que representa um aumento de 55 milhões de m<sup>3</sup> da capacidade de armazenagem subterrânea de gás natural.

São adjudicados vinte e seis transformadores de potência (61 M€) e entra ao serviço o segundo autotransformador-desfasador da Falagueira (10 M€).

## Julho

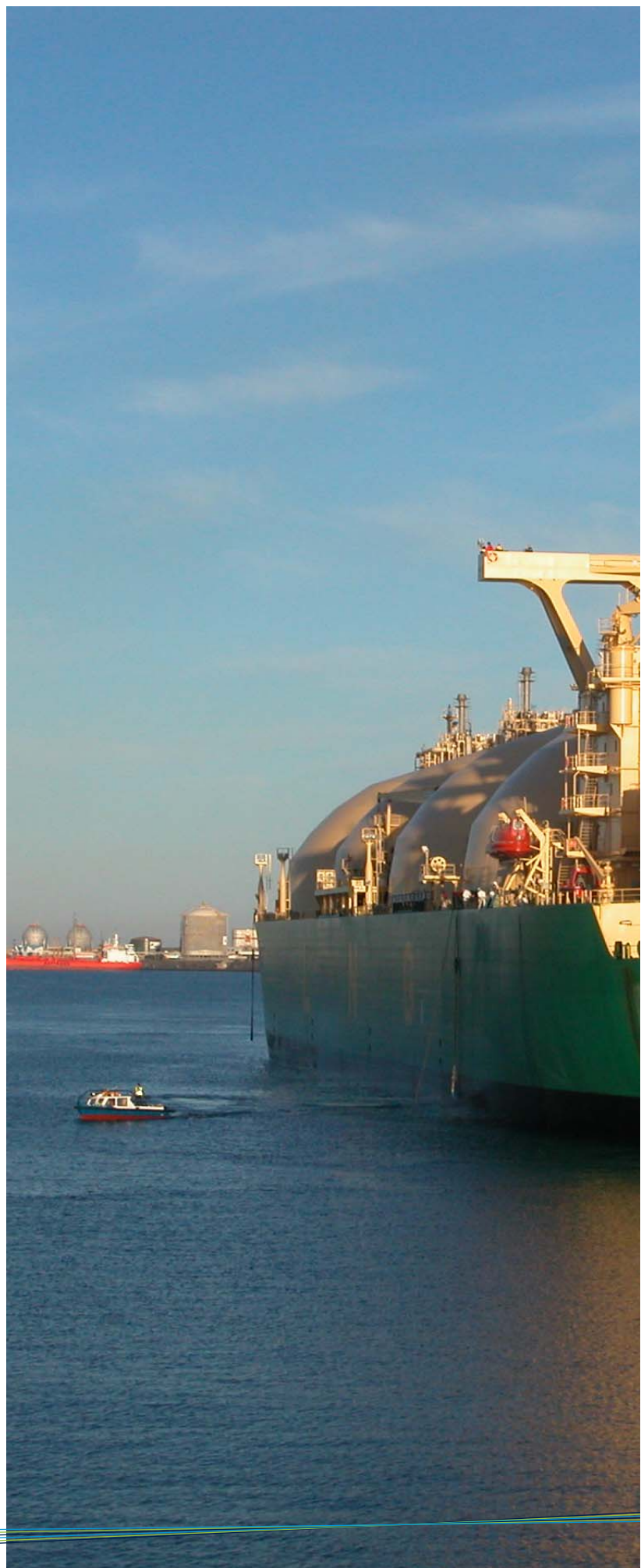
A REN ganha o prémio *Empresa com melhor desempenho na bolsa em 2008*, instituído pela Deloitte, pelo Semanário Económico e pelo Diário Económico. É celebrado com o Banco Europeu de Investimentos (BEI) um contrato de financiamento de longo prazo, no montante de 150 milhões de euros, para financiar investimentos no sistema nacional de gás natural. São adjudicadas oito subestações blindadas isoladas e seis linhas subterrâneas (146 M€). É renovada a certificação dos Sistemas de Gestão da Qualidade, Ambiente e Segurança da REN Gasodutos, da REN Atlântico e do Terminal de GNL.

## Setembro

Arrancam as obras de ampliação do Terminal de Sines, que deverão prolongar-se até 2012 e comportar um investimento de 180 milhões de euros. É anunciada, conjuntamente com a Enagas, congénere espanhola da REN, a decisão sobre a nova interligação Mangualde-Zamora (numa extensão de 205 km e com um investimento estimado, do lado português, em cerca de 294 milhões). A REN Atlântico termina as obras de ampliação do seu cais de acostagem, o que implica um aumento de 30% da sua capacidade de descarga.

## Outubro

É apresentado à ERSE um conjunto de propostas para o novo período regulatório do gás natural (de Julho de 2010 a Junho de 2013). A REN recebe o Rótulo Europeu de Responsabilidade Social (CEEP/CSR Label) tendo sido uma das 4 melhores classificadas entre cerca de 100 empresas europeias concorrentes.







## Novembro

São concluídos, com um custo total de 43,5 milhões de euros, a instalação e os ensaios finais de um dos circuitos eléctricos subterrâneos a 220 kV, permitindo a ligação entre a subestação de Alto de Mira, no concelho da Amadora, e a subestação do Zambujal, no concelho de Lisboa.

## Dezembro

O Tribunal Arbitral julga improcedente a acção movida pela Galp Energia, no montante de 45,3 milhões de euros, relativa à contestação do ajustamento do preço de aquisição dos activos regulados de gás natural. No dia 31 de Dezembro, atinge-se a maior percentagem de produção de energia de fontes renováveis, com 88%. Neste mês, a componente eólica representa 25% do consumo, sendo que esse valor sobe para 57%, se considerarmos toda a produção de origem renovável.

É constituída a ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*), de que a REN é co-fundadora.

Realiza-se o primeiro leilão de capacidade de armazenamento de gás natural.

## Envolvente económica<sup>1</sup>

### Economia mundial

A actividade económica mundial continuou em contracção durante o primeiro semestre de 2009, fortemente condicionada pela crise financeira internacional. As principais economias voltaram a registar taxas de crescimento negativas devido, essencialmente, à quebra da procura num contexto restritivo para empresas e consumidores. No entanto, a partir do segundo trimestre do ano, a actividade económica começou a evidenciar sinais de recuperação, estimulada pelos sinais de retoma das economias asiáticas e pelo regresso ao crescimento de algumas economias avançadas como resposta às medidas governamentais. Estima-se que o PIB mundial, após um crescimento de 3,1% em 2008, tenha contraído 1,2% em 2009. O comércio mundial, após ter sofrido uma queda sem precedentes na primeira metade de 2009, começou a evidenciar sinais de retoma no segundo semestre. Durante o ano, o comércio mundial (excluindo a UE) deverá ter diminuído, pelo menos, 12%. Com o enfraquecimento da procura mundial e a diminuição dos preços das matérias-primas, as taxas de inflação baixaram sensivelmente ao longo do ano, ao mesmo tempo que o euro se valorizou face ao dólar, com o regresso gradual à normalidade das condições nos mercados financeiros internacionais a partir de Março de 2009. A 31 de Dezembro, um euro valia 1,44 dólares.

#### Zona euro

Depois da recessão mais longa e profunda da sua existência, a economia da zona euro começou a recuperar no segundo semestre de 2009, com o crescimento positivo a regressar no terceiro trimestre. Esta retoma ficou a dever-se a um contexto externo mais favorável assim como a medidas de estímulo monetário e fiscal, que aumentaram a confiança dos mercados. Apesar desta melhoria significativa, estima-se uma contracção do PIB de cerca de 4% em 2009. No mercado de trabalho, a situação continuou a deteriorar-se, com a taxa de desemprego a atingir 9,5% da população activa em 2009, face aos 7,5% do ano anterior. Enquanto o consumo privado diminuiu cerca de 1% em 2009, o investimento teve uma queda acentuada, cerca de 10,7% no ano.

Reflectindo o colapso do comércio mundial, as exportações deverão ter caído 14,2% e as importações 12,5%. O contributo das exportações líquidas para o crescimento do PIB foi bastante negativo no primeiro trimestre, mas tornou-se positivo ao longo do segundo trimestre, face a uma queda menos acentuada de exportações.

A taxa de inflação média, com base no IHPC, deverá ter-se situado em 0,3%.

O défice público em relação ao PIB, que em 2008 foi 2%, deverá fixar-se em 6,4% em 2009.

Esta deterioração ficou a dever-se aos estímulos à economia, com cortes de impostos e aumento dos benefícios sociais, e à queda acentuada das receitas fiscais numa economia em recessão. O agravamento do défice público, combinado com uma economia em contracção e com a necessidade de financiar as medidas de estímulo dos governos, concorreu para o rápido crescimento da dívida pública dos estados membros, que deverá ter aumentado de 69,3% do PIB em 2008 para 78,2% em 2009.

#### Estados Unidos

Após a contracção acentuada que se iniciou em meados de 2008 e que originou uma forte perda de emprego, a economia americana começou a recuperar no terceiro trimestre de 2009, apesar de o desemprego continuar a manter-se em níveis elevados. Estima-se que o PIB tenha caído 2,5% no ano como resultado do menor consumo privado, da forte quebra do investimento e da diminuição das exportações apesar da desvalorização do dólar.

No segundo semestre do ano, os estímulos monetários e fiscais sustentaram a estabilização do sector financeiro e, no terceiro trimestre, animaram o consumo privado, nomeadamente através dos incentivos à compra de automóveis. No sector da habitação, que esteve na génese da crise financeira em 2007, observaram-se alguns sinais de melhoria, com os preços da habitação a esboçarem uma tendência de subida. A recuperação económica também foi incentivada por outros factores positivos, como a inversão do ciclo de *stocks* e a desvalorização do dólar.

<sup>1</sup> Foram utilizadas, como fonte de informação principal, as previsões da Comissão Europeia divulgadas em Novembro de 2009: *European Economic Forecast - Autumn 2009*. Em relação a Portugal, as estimativas foram actualizadas com base em publicações mais recentes do Ministério das Finanças e do INE.

Influenciado pelo fraco nível da procura na economia e pela continuação das restrições ao crédito, o investimento continuou a cair no segundo trimestre, ainda que a um ritmo menor do que anteriormente. Estima-se que a contracção do investimento em 2009 tenha sido da ordem dos 14,5%.

### Taxas de juro

O combate à crise financeira pelos bancos centrais conduziu a uma redução rápida e acentuada das taxas de juro. Em Maio, o Banco Central Europeu reduziu a sua taxa de juro de referência para um mínimo histórico de 1%, uma redução de 150 pontos base desde final de Dezembro de 2008. Por seu lado, a Reserva Federal dos Estados Unidos decidiu manter a sua *Fed Funds Target Rate* no intervalo entre 0% e 0,25%, em vigor também desde Dezembro de 2008.

Consequentemente, no mercado monetário do euro, as taxas Euribor continuaram o seu percurso descendente, atingindo novos mínimos históricos. A 31 de Dezembro de 2009, as taxas Euribor para os prazos de 3, 6 e 12 meses eram de 0,700%, 0,994% e 1,248%, respectivamente, ou seja, menos cerca de 200 pontos base do que no final de 2008.

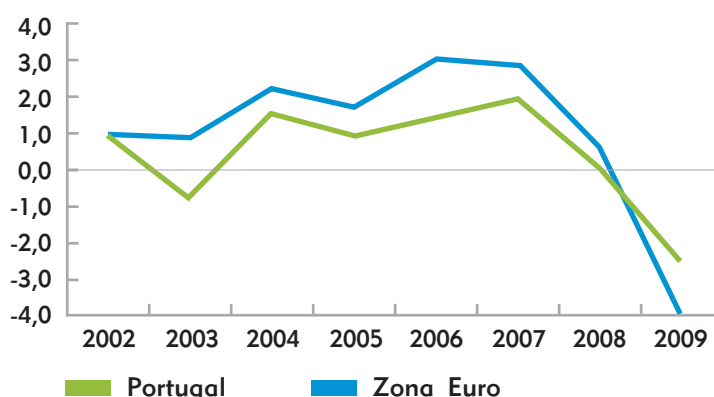
## Economia nacional

Em 2009, a actividade económica em Portugal esteve fortemente condicionada pela deterioração da conjuntura internacional, com o PIB a contrair 2,6%. Esta evolução resultou da ligeira diminuição do consumo privado e da forte queda do investimento e das exportações, cujo efeito na procura interna apenas foi mitigado pela quebra simultânea e ainda mais acentuada das importações.

Apesar de manterem uma variação negativa, as principais componentes da procura inverteram a tendência decrescente, a partir de Março, à semelhança do que aconteceu na zona euro. Na base desta melhoria estiveram as medidas extraordinárias de estímulo à economia, com efeitos no investimento, nas exportações, na protecção social e no emprego.

### Produto Interno Bruto

(Taxas de variação, em percentagem)



Fonte: Comissão Europeia, *Economic Forecast, Autumn 2009*; Ministério das Finanças - Relatório OE2010.

A contracção de 0,9% no consumo privado em 2009, contra um crescimento de 1,7% em 2008, ficou a dever-se às dificuldades de acesso ao crédito num contexto de endividamento progressivo das famílias, em paralelo com o aumento das taxas de poupança na sequência do ligeiro aumento do rendimento disponível em termos reais.

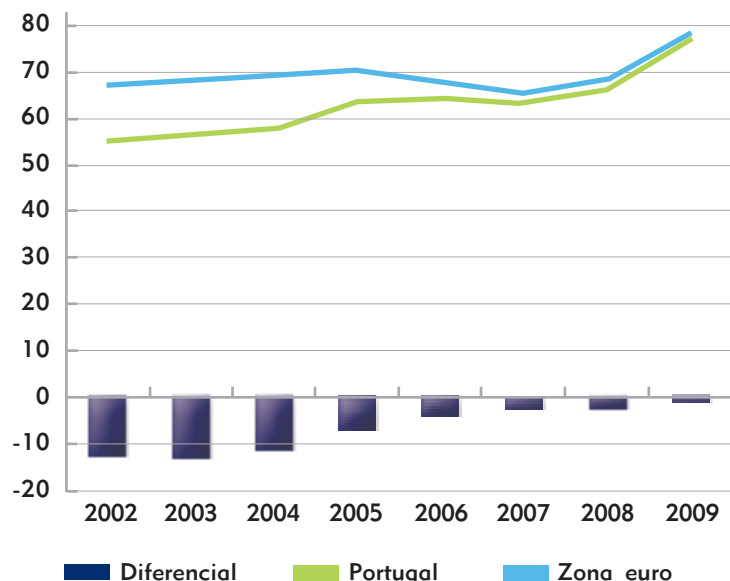
No investimento, as estimativas apontam para uma queda generalizada das suas componentes. A formação bruta de capital fixo deverá ter contraído 11,8% em 2009, após o decréscimo de 0,7% no ano anterior. Para esta situação contribuíram, entre outros factores, a deterioração das expectativas dos agentes económicos e a baixa rentabilidade das empresas. A evolução da economia portuguesa em 2009 foi ainda marcada pelo agravamento da taxa de desemprego para 9,5%, face aos 7,6% de 2008. As exportações de bens e serviços tiveram igualmente um comportamento desfavorável em 2009, diminuindo 12,0% (-0,5% em 2008), em linha com as dificuldades económicas dos principais parceiros comerciais, principalmente a Espanha, que absorve cerca de um quarto das exportações portuguesas. No entanto, com a quebra de -10,7% das importações em 2009 (+2,7% em 2008), o contributo das exportações líquidas para o crescimento do PIB passou a ser positivo.

A subida dos preços começou a desacelerar no final de 2008 e a partir do primeiro trimestre de 2009 os preços começaram mesmo a apresentar variações negativas. Estima-se que a taxa de inflação em 2009, medida pela variação média do IHPC, tenha sido negativa -0,9% face a 2,7% em 2008. A queda do nível dos preços ficou a dever-se, fundamentalmente, à evolução do preço do petróleo e de outras matérias-primas.



## Dívida pública

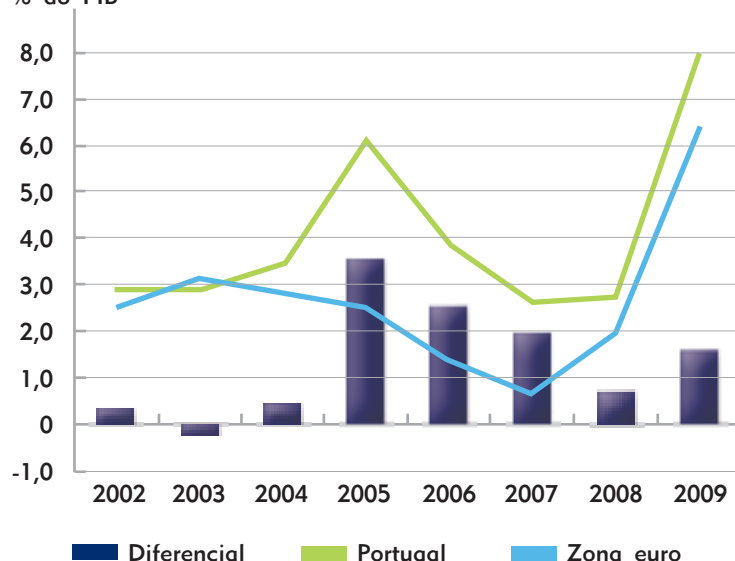
% do PIB



Fonte: Comissão Europeia, *Economic Forecast, Autumn 2009*; Ministério das Finanças - Relatório OE2010.

## Défi ce orçamental

% do PIB



Fonte: Comissão Europeia, *Economic Forecast, Autumn 2009*; Ministério das Finanças - Relatório OE2010.

O défi ce público aumentou de 2,7% do PIB em 2008 para 9,3% do PIB em 2009, o que resultou não só da diminuição da receita fiscal como também das medidas de combate à conjuntura recessiva, nomeadamente o aumento de benefícios sociais. A despesa pública foi a única componente do PIB que não teve uma evolução negativa (+2,6% em 2009), o que resultou do esforço do Estado em estimular a economia. Durante o ano, a dívida pública subiu de 66,3% para 76,6% do PIB.

A balança corrente, cujo défi ce em percentagem do PIB se estima que tenha diminuído 2,1 p.p. entre 2008 e 2009, beneficiou, sobretudo, da diminuição do défi ce da balança de bens e serviços, por sua vez associada à melhoria dos termos de troca.

## Alguns indicadores principais da economia - 2009

(em percentagem)

	UE	Zona Euro	Portugal
PIB	-4,1	-4,0	-2,6
Desemprego	9,1	9,5	9,5
Défi ce público	6,9	6,4	9,3
Dívida pública	73,0	78,2	76,6
IHPC	1,0	0,3	-0,9

Fonte: Comissão Europeia, *Economic Forecast, Autumn 2009*; Ministério das Finanças - Relatório OE2010; INE



## Envolvente sectorial

### A electricidade e o gás natural num contexto global

Pela primeira vez desde 1981, a procura mundial de energia em 2009 diminuiu - cerca de 2% - em consequência da crise económica global. No entanto, apesar desta quebra conjuntural, estima-se que o consumo mundial de energia retome rapidamente a sua tendência de crescimento. Os dois principais desafios energéticos que se colocaram durante o ano foram a garantia do abastecimento fiável de energia e a sua acessibilidade em termos económicos, e a convergência rápida para um sistema energético eficiente, sustentável e com baixo teor de carbono. De acordo com o *Cenário de Referência* da Agência Internacional de Energia (AIE), o consumo mundial de energia primária poderá crescer cerca de 40% entre 2007 e 2030, com os países asiáticos emergentes, seguidos dos países do Médio Oriente, a serem os protagonistas deste crescimento. Os combustíveis fósseis continuarão a ser a fonte predominante de energia primária (75%), com a procura de carvão, em termos absolutos, a aumentar mais do que a de qualquer outro combustível fóssil. Ainda segundo a AIE, a procura mundial de electricidade deverá ter um crescimento anual de cerca de 2,5% até 2030, com cerca de 80% do crescimento a verificar-se nos países fora da OCDE. O *mix* de energia primária para produção de electricidade continuará a sofrer alterações significativas. As energias renováveis, associadas a um rápido desenvolvimento tecnológico, terão um papel cada vez mais importante na produção de electricidade (de 18,5% em 2007 para 22,6% em 2030).

### Acesso à energia eléctrica

Actualmente, mais de 1/5 da população mundial não tem acesso a electricidade. Com políticas económicas e energéticas adequadas, o acesso universal à electricidade poderá ser alcançado com um investimento anual adicional até 2030 de cerca de 35 mil milhões de dólares, a preços de 2008, ou seja, com apenas 6% do investimento mundial no sector da electricidade previsto no *Cenário de Referência*. No gás natural, dados preliminares para 2009 apontam para um decréscimo no consumo de cerca de 3%, em consequência da contracção económica. No seu *Cenário de Referência*, a AIE prevê que o consumo

mundial de gás natural cresça cerca de 1,5% por ano até 2030, com a Índia e a China a apresentarem as taxas de crescimento mais elevadas. O sector da electricidade continuará a ser o impulsionador da procura de gás natural em todas as regiões. As dificuldades de financiamento causadas pela recente crise obrigaram ao cancelamento ou ao adiamento de vários projectos de investimento no sector energético o que poderá provocar, no médio prazo, estrangulamentos no crescimento da capacidade necessária para fazer face ao aumento da procura, com potenciais efeitos graves na segurança de abastecimento e na sustentabilidade da recuperação económica.

### Política energética europeia

O desenvolvimento sustentável continua a ser um objectivo fundamental da União Europeia. Neste contexto, destacam-se as políticas da UE com vista a uma economia com baixas emissões de carbono. Paralelamente, pretende-se uma maior eficiência na utilização de recursos, um objectivo que se pretende atingir com a utilização de tecnologias eficientes, meios de transportes sustentáveis e uma evolução sustentável dos comportamentos de consumo. A Europa pretende tornar-se no líder mundial em energias renováveis e em tecnologias com baixas emissões de carbono. Para a realização deste objectivo, a União Europeia adoptou em Dezembro de 2008 o pacote *Energia e Clima*, a reforma mais ambiciosa de sempre da política energética europeia, que contém medidas para combater as alterações climáticas e assegurar um aprovisionamento energético seguro e suficiente. Em 2009 foi publicado na UE um conjunto de diplomas, o terceiro pacote para o sector da energia, que visa criar condições para reforçar o mercado interno de energia (electricidade e gás natural). Para apoiar o investimento no sector da energia, foi lançado em Março o Plano Europeu de Recuperação Económica (cerca de 4 mil milhões de euros para projectos na área da energia) e em Dezembro foi aprovado o financiamento de projectos de energia eólica *offshore*, de novas tecnologias de captura e sequestro de carbono e de infra-estruturas de transporte de electricidade e de gás natural.

## Política energética nacional

Em Portugal, a política energética do Governo apontou para a continuação do investimento nas energias renováveis, em especial na energia eólica e na energia hídrica mas também na energia fotovoltaica e na energia das ondas - com vista a cumprir e ultrapassar a meta comunitária estabelecida para Portugal. A política governamental prevê igualmente continuar a incentivar a disponibilização no mercado português de veículos eléctricos de gamas diversificadas, a preços competitivos, com uma ampla rede de pontos de ligação à rede eléctrica para garantir plena funcionalidade e conforto ao utilizador. Ao mesmo tempo, pretende-se continuar a dar atenção especial à eficiência energética, designadamente através da aplicação de programas de redução do consumo de energia nos edifícios públicos e da promoção de comportamentos e escolhas com menor consumo energético.

## Política energética portuguesa em perspectiva

Em 2009, a Agência Internacional de Energia (AIE) publicou o relatório *Energy Policies of IEA Countries - PORTUGAL 2009 Review*, sobre a política energética portuguesa. Este relatório constata os esforços desenvolvidos desde 2004 por Portugal para consolidação da sua política energética e realça progressos significativos nas seguintes áreas:

- liberalização dos mercados da electricidade e do gás natural;
- melhoria da segurança de abastecimento; e
- quadro regulamentar dedicado à eficiência energética, nomeadamente nos edifícios e nos sectores da indústria e dos transportes.

Portugal surge no grupo de países da AIE que são líderes na penetração da produção hídrica e eólica e está na vanguarda do desenvolvimento da energia das ondas.

O relatório também identifica alguns desafios que ainda se deparam a Portugal para alcançar um futuro energético mais sustentável como a necessidade de incrementar a competitividade nos mercados energéticos e de reforçar a coordenação dos esforços de I&D na área da energia.

## Infra-estruturas de rede

### Electricidade

Durante 2009 prosseguiu o desenvolvimento das infra-estruturas de rede: protecção do ambiente, promoção da concorrência e reforço da segurança do abastecimento. Destacam-se os avultados investimentos nas redes de transporte e na gestão e planeamento dos sistemas que, de uma forma geral, se concretizaram por toda a Europa e, no caso particular da REN, em Portugal, visando garantir a existência de condições para recepção da crescente capacidade de produção de electricidade de origem renovável, necessária ao cumprimento dos objectivos da política energética da UE. Constitui igualmente aspecto relevante o reforço das interligações, no âmbito da criação do mercado interno europeu cujo desenvolvimento assenta numa estratégia de criação de mercados regionais, como passo intermédio, e da sua posterior integração num mercado único ao nível da UE.

No contexto do MIBEL, manteve-se em 2009 a estreita colaboração entre a REN e a sua congénere espanhola REE que desde 2002 tem vindo a ser aprofundada através de grupos de trabalho conjuntos. As novas interligações entre os dois sistemas ibéricos já acordadas permitirão reforçar a capacidade disponível para trocas comerciais dos actuais 1.500 MW para mais de 3.000 MW, a partir de 2014. As situações de separação dos mercados, com preços diferenciados em Portugal e Espanha, reduziram-se ao longo de 2009, passando de 37% do tempo em Janeiro para cerca de 12% em Dezembro. No conjunto do ano verificou-se separação de mercados em 20% do tempo face a 62% em 2008.

### Gás natural

O excesso de oferta de gás natural acentuou-se em 2009 com a crise económica. Na União Europeia, a procura de gás natural em 2009 sofreu um decréscimo da ordem dos 8% a 9% em relação a 2008, com especial incidência no segmento industrial. Em termos do desenvolvimento de novas infra-estruturas e da exploração de novas jazidas, o impacto da crise é ainda difícil de avaliar. Um dos exemplos mais representativos desta situação foi na Rússia, onde a Gazprom anunciou que o lançamento do projecto Shtokman, que também envolve a Total (França) e a StatoilHydro (Noruega), poderá não ocorrer antes de 2013, dependendo da evolução do mercado. As jazidas de gás natural de Shtokman, situadas no mar de Barents, possuem reservas suficientes para satisfazer a totalidade da procura mundial durante mais de um ano.

Por outro lado, a Gazprom, que actualmente fornece cerca de 25% do gás natural consumido na UE, atrasou o desenvolvimento das jazidas da península ártica de Yamal, em consequência da quebra de cerca de 36% em relação a 2008 nas vendas de gás natural para a Europa, como resultado da crise económica.

Devido à disputa contínua de preços entre a Rússia e a Ucrânia, o ano de 2009 foi marcado pela maior crise de segurança de abastecimento de gás natural observada até à data.

Os países sem capacidade de armazenamento, nomeadamente os do leste europeu, sofreram cortes de gás natural importantes, o que demonstrou mais uma vez que o gás natural não flui livremente através das fronteiras. Este facto resulta da inexistência de capacidade física de interligação, capaz de reverter o fluxo do gás natural no sentido oeste - este, ou em alguns casos, de mecanismos de mercado suficientemente rápidos para fazer face a situações deste género.

Na sequência desta crise, foram tomadas novas medidas para aumentar a flexibilidade e a transparência do mercado europeu do gás natural, mas serão necessários mais investimentos na diversificação de fontes e no aumento da capacidade das interligações entre os Estados, bem como uma forte aposta no desenvolvimento da capacidade de armazenamento subterrâneo.

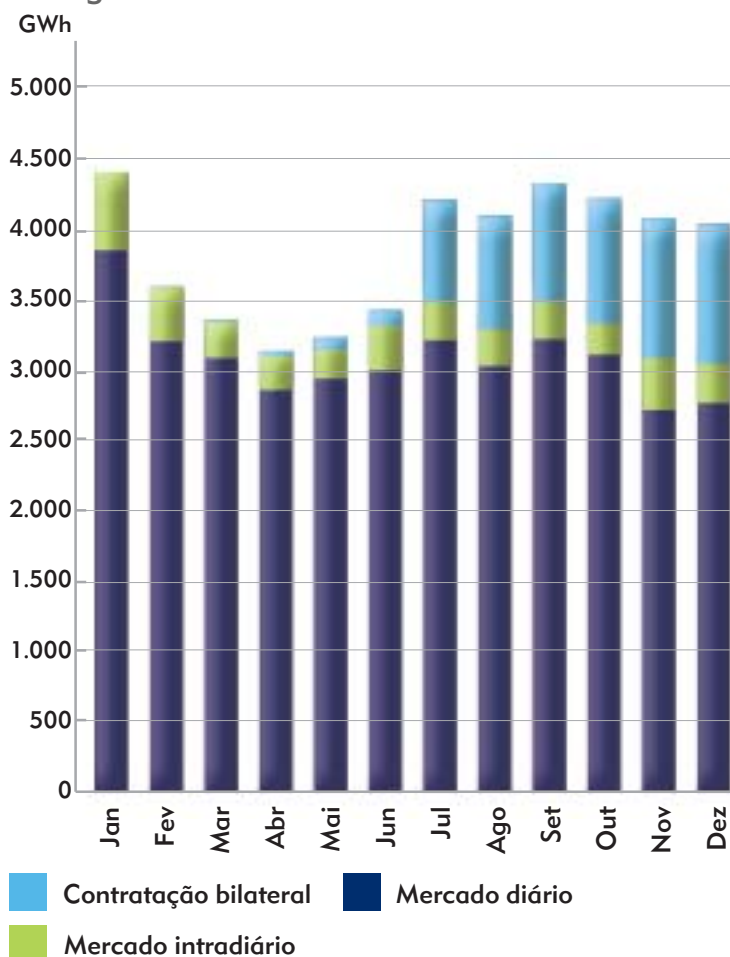


## Mercados regionais

### MIBEL

Em termos de actividade no MIBEL, a principal forma de contratação de energia eléctrica em Portugal continua a ser a participação no mercado diário, responsável por 68% da energia contratada. Seguem-se, por peso na contratação, a contratação bilateral entre agentes de mercado (24%) e a participação nos mercados intra-diários (8%).

### Energia transaccionada no mercado em 2009



Em 2009, o preço médio ponderado de contratação do mercado diário ibérico da área portuguesa foi de cerca de 39 €/MWh. Durante este período, os preços médios mensais no mercado diário variaram entre 53 €/MWh em Janeiro e 33 €/MWh em Agosto. Em 2009 entrou em funcionamento o portal <http://www.mercado.ren.pt/> gerido pela REN como entidade responsável pela publicação de informação relativa aos mercados de energia eléctrica em Portugal continental, com especial ênfase nos mercados de serviços de sistema geridos por esta entidade.



## MIBGAS

O desenvolvimento do Mibgas é uma das prioridades da *Gas Regional Initiative - South* (GRI-S), que agrupa a França, a Espanha e Portugal. Em 2009, a actividade desenvolvida centrou-se no aprofundamento do estudo, pela REN e pela Enagas, da viabilidade dum terceira interligação entre os sistemas gasistas de Portugal e Espanha. Este novo gasoduto terá características de reversibilidade e mereceu a sua consideração no Plano Europeu de Recuperação Económica. As principais vantagens desta interligação incluem o reforço da segurança do abastecimento dos dois países e o reforço conjunto das suas fontes de abastecimento através da criação dum eixo de ligação entre duas importantes infra-estruturas de armazenamento subterrâneo: Yela, em Espanha, que está em construção, e Carriço, em Portugal, em fase de operação e desenvolvimento. Daqui resultam vantagens imediatas na liquidez do mercado de gás natural e no fornecimento de flexibilidade aos agentes de mercado. Paralelamente, esta nova interligação será um factor de desenvolvimento ao permitir fornecer gás natural ao interior nordeste do país.



## Mercado liberalizado em Portugal

### Electricidade

Em 2009, inverteu-se a tendência de abandono do mercado liberalizado por parte dos clientes dos níveis de tensão mais elevados. Em consequência, verificou-se um aumento muito significativo do consumo abastecido pelo mercado liberalizado, que no final de 2009 representou cerca de 30% do consumo do SEN, contrastando com os menos de 2% verificados no final de 2008.

Na sequência da decisão da Autoridade da Concorrência de 27 de Junho de 2008, que impôs a cedência, pelo prazo de cinco anos, da gestão da energia do conjunto dos aproveitamentos hidroeléctricos da Agueira e Raiva, como contrapartida à passagem para EDP da exploração do aproveitamento hidroeléctrico do Alqueva, a Iberdrola Generación assumiu, a 1 de Abril de 2009, a gestão da energia dos referidos aproveitamentos hidroeléctricos. Actualmente encontram-se em actividade 15 agentes de mercado, dos quais 5 nacionais, 3 deles produtores.

### Gás natural

Em 1 de Janeiro de 2009, o processo de abertura do mercado nacional passou a abranger os clientes com consumo anual superior a 10.000 m<sup>3</sup> (n), ou 120 MWh. Em Fevereiro de 2009, em cumprimento do Regulamento de Relações Comerciais, a Galp Gás Natural, S.A., como comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), disponibilizou, através de leilão realizado pelo OMIP, 300 milhões de m<sup>3</sup> (n) para entrega durante o ano gás 2009-2010. Em Junho de 2009, a ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, alterou o Regulamento Tarifário de modo a introduzir maior flexibilidade na estrutura tarifária da utilização das infra-estruturas por utilizadores de curtas durações, com consumos concentrados no tempo, nomeadamente ao nível do acesso à RNTGN e ao Terminal de GNL de Sines. Neste último caso, anunciou ainda a criação, a partir do início de 2010, dum mecanismo de incentivo à realização de trocas comerciais de GNL através de contratos de *take or pay* entre o fornecedor incumbente e os novos fornecedores de pequeno volume que pretendam utilizar o Terminal de GNL de Sines para entregas a clientes.

Ainda em 2009 a ERSE colocou em consulta pública uma proposta de revisão da regulamentação do sector do gás natural, que deverá produzir efeitos no próximo Ano Gás (2010-2011).

Em Julho de 2009, a Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) concedeu às centrais eléctricas da Turbogás/Tapada do Outeiro e EDP/Lares a isenção

de constituição de reservas de segurança, pelo facto de aquelas centrais poderem ser alimentadas por um combustível alternativo. Neste contexto, e com a entrada em operação da caverna REN-C4 nas instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço, a ERSE, em consulta com o Gestor Técnico Global do SNGN, deliberou libertar capacidade de armazenamento subterrâneo para utilização comercial num quantitativo equivalente às reservas libertadas através da referida isenção no ano gás 2009-2010, que se cifra em 573 GWh, e por um período de seis meses, com início em 1 de Janeiro de 2010.

A respectiva comercialização seguiu um processo extraordinário de anúncio, programação e atribuição de capacidade com regras específicas publicadas nos sites da ERSE e da REN.

No primeiro trimestre de 2009, em cumprimento do estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais, a ERSE atribuiu transitoriamente as actividades de gestão do processo de mudança de comercializador ao Operador da Rede de Transporte, conferindo-lhe responsabilidades de gestão e monitorização do processo de mudança.

O número de clientes que aderiram ao mercado liberalizado até ao final do ano de 2009 foi de 317, número que compara apenas 5 clientes que saíram deste mercado.

No final de 2009, havia 19 agentes de mercado a operar no mercado português do gás natural.



## Procura e produção

### Electricidade

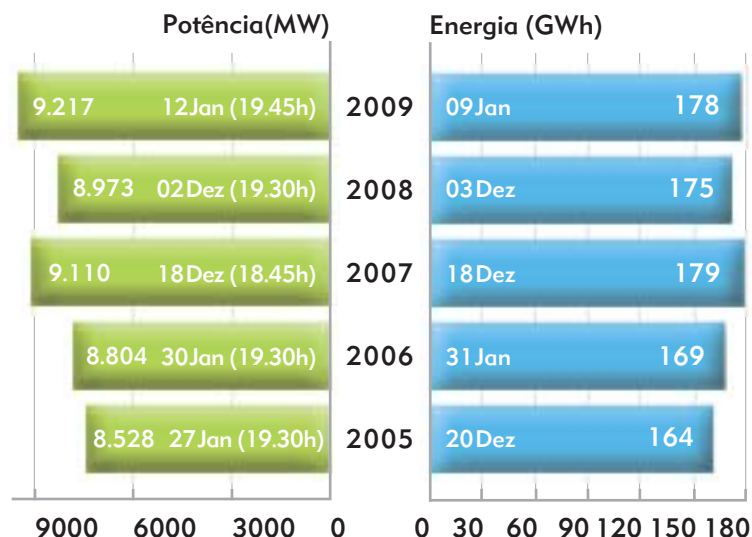
Em 2009 o consumo de electricidade abastecido pela rede pública conheceu a primeira evolução negativa desde 1981, situando-se em 49.9 TWh. Este valor representa uma redução de 1,4% face ao verificado no ano anterior, ou 1,8% com correcção do efeito de temperatura e número de dias úteis.

### Evolução do consumo

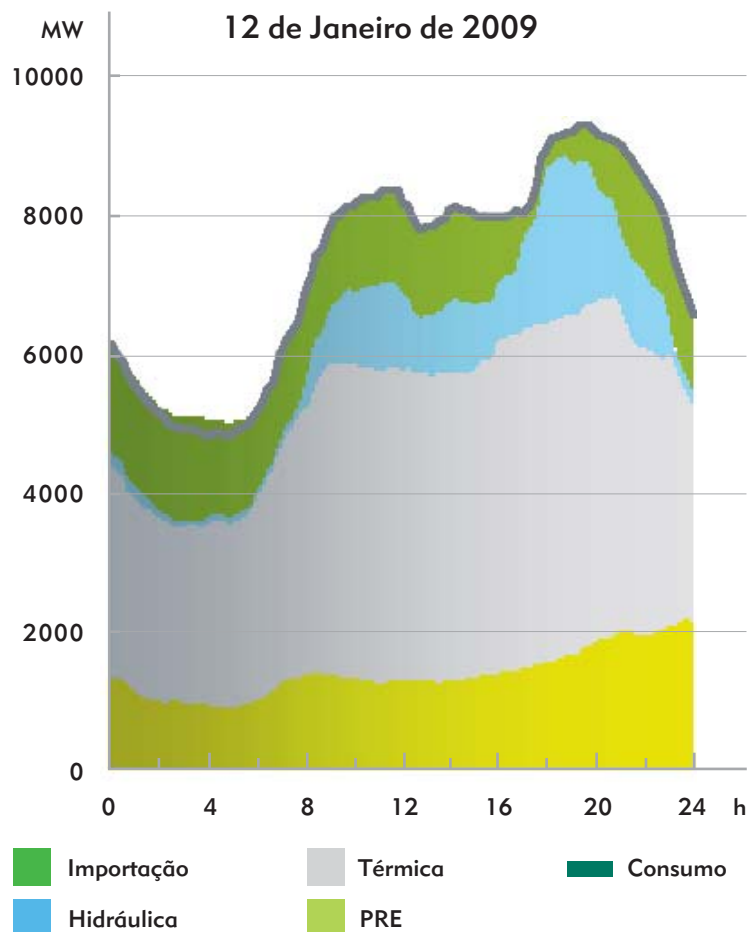
	Consumo (GWh)	Evolução (%)	Evol. corr. (%)
2005	47.940	5,4	4,7
2006	49.173	2,6	3,2
2007	50.059	1,8	2,4
2008	50.595	1,1	1,2
2009	49.865	-1,4	-1,8

A potência máxima solicitada ao sistema ocorreu no dia 12 de Janeiro com 9.217 MW e passou a ser o novo máximo histórico da rede nacional, ultrapassando em cerca de 100 MW o anterior máximo verificado em Dezembro de 2007.

### Potência máxima anual e dia de maior consumo



### Diagrama de ponta anual

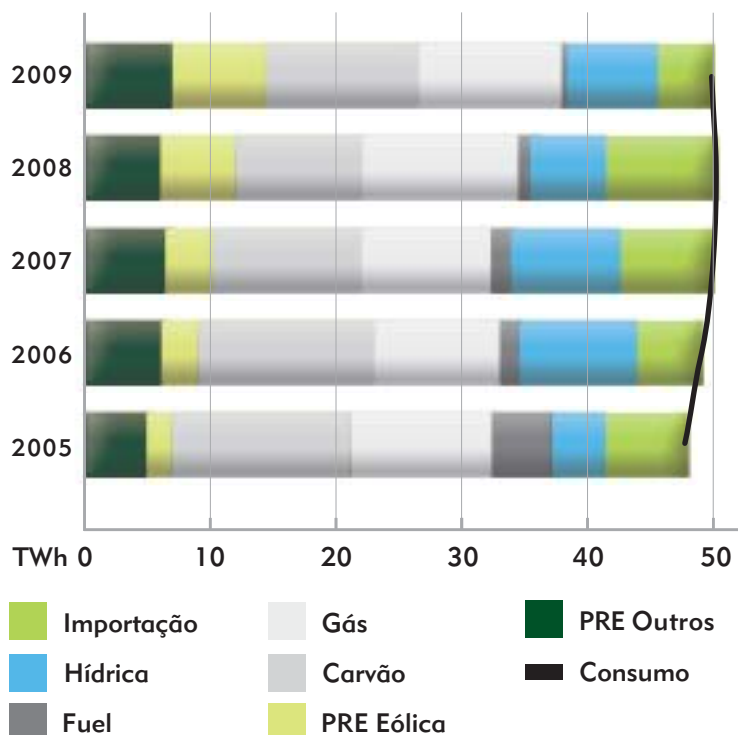


As afluências aos aproveitamentos hidroeléctricos, embora inferiores ao normal, com um índice de 0,77, permitiram aumentar a produção hidroeléctrica em 23% face ao ano anterior, abastecendo 14% do consumo. A produção térmica registou um valor semelhante ao do ano anterior representando 48% do consumo. Em 2009 entrou em funcionamento a central de ciclo combinado de Lares, com dois grupos de 435 MW a gás natural. A Produção em Regime Especial manteve os crescimentos elevados verificados nos últimos anos com um aumento de 25%, abastecendo 29% do consumo, dos quais 15% se deveram à componente eólica.



### Satisfação do consumo

(em TWh)

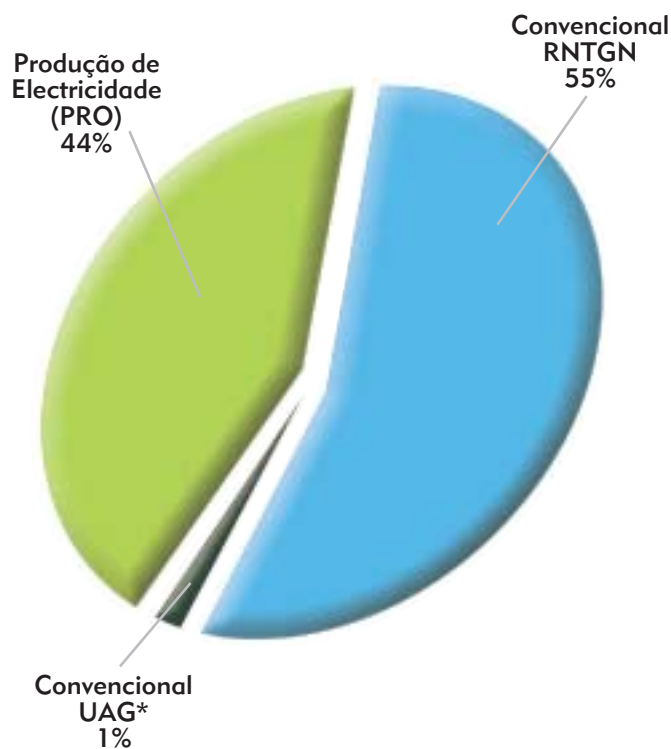


O saldo importador foi o mais baixo desde 2003, abastecendo 9% do consumo. A ocupação da capacidade importadora situou-se em cerca de 53%.

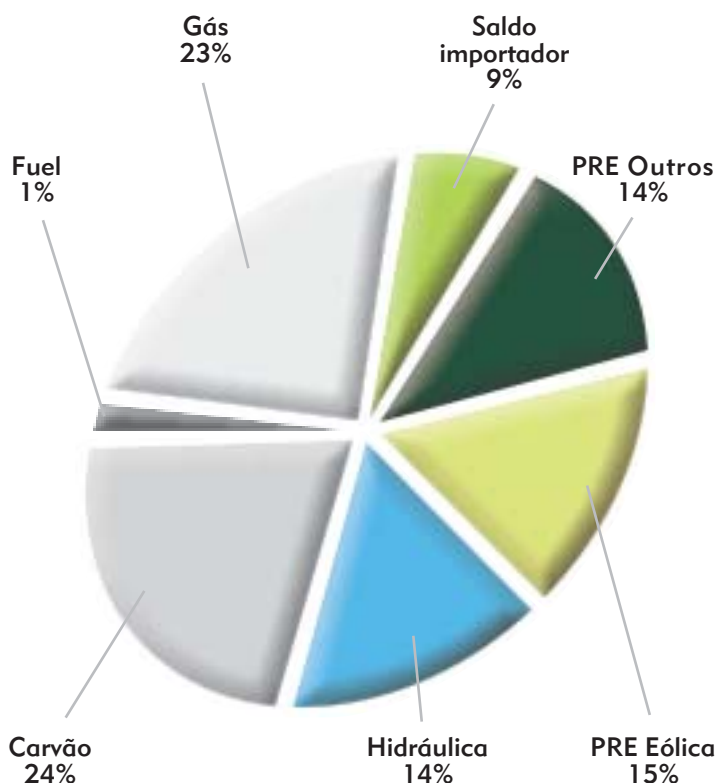
### Gás natural

Em 2009, a procura global de gás natural em Portugal atingiu o valor de 53,0 TWh, sendo cerca de 1,0% inferior ao valor verificado em 2008, que foi 53,5 TWh. Este decréscimo, inédito desde a introdução do gás natural em Portugal em 1997, é, no entanto, pouco significativo face à situação que se verificou na generalidade dos países da União Europeia e resultou da crise económica e financeira que caracterizou o ano.

### Consumo de gás natural (2009)



### Repartição de produção



	GWh
Produção de Electricidade (PRO)	23.499
Conventional RNTGN	28.901
Conventional UAG *	568
<b>Total</b>	<b>52.968</b>

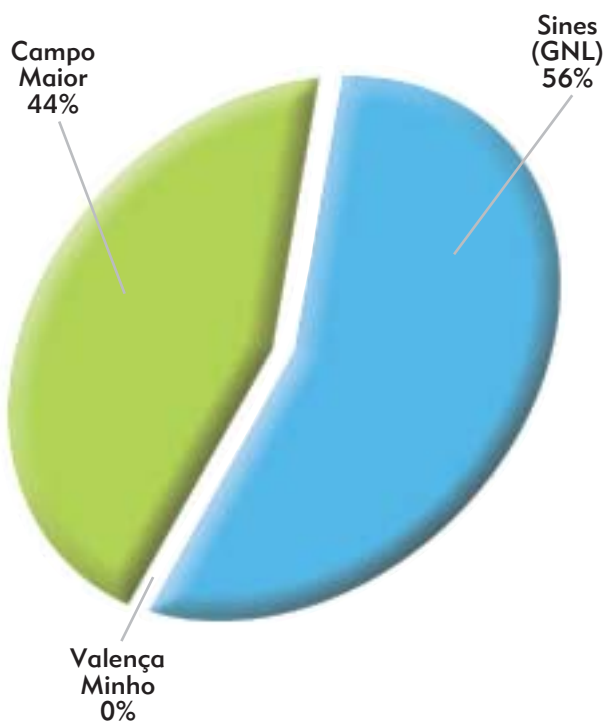
\* Referenciado às cargas no TGNL em Sines

Assim, apesar de se ter observado um aumento da procura de gás natural no mercado convencional, tanto ao nível da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), no valor de 4,6%, como nas redes locais alimentadas por Unidades Autónomas de Gaseificação (UAG), no valor de 12,3%, a redução de 7,3% no consumo de gás natural para a produção de electricidade em regime ordinário (PRO) teve um efeito preponderante e conduziu ao decréscimo global da procura de gás natural. O aprovisionamento de gás natural para o mercado português em 2009 foi assegurado nas proporções de 56% de GNL descarregado no Terminal de Sines e 44% de GN entregue na RNTGN através das interligações existentes com o sistema gasista espanhol.

A proporção GN/GNL observada em 2009 foi semelhante à registada em 2008 (43% GN e 57% GNL), mantendo-se a predominância da quota de GNL face ao GN, como resultado da composição do referido cabaz de contratos de aprovisionamento. O facto de a capacidade técnica do Terminal de Sines não estar ainda a ser utilizada na totalidade faz deste terminal o ponto de entrada em Portugal com maior potencial de crescimento para a importação de gás natural.

A entrada por Valença do Minho registada nos dois últimos meses de 2009, embora de valor muito reduzido, traduz o início de uma diversificação do gás natural importado, tendo sido efectuada por agentes que já actuavam no mercado espanhol.

### Aprovisionamento de gás natural (2009)

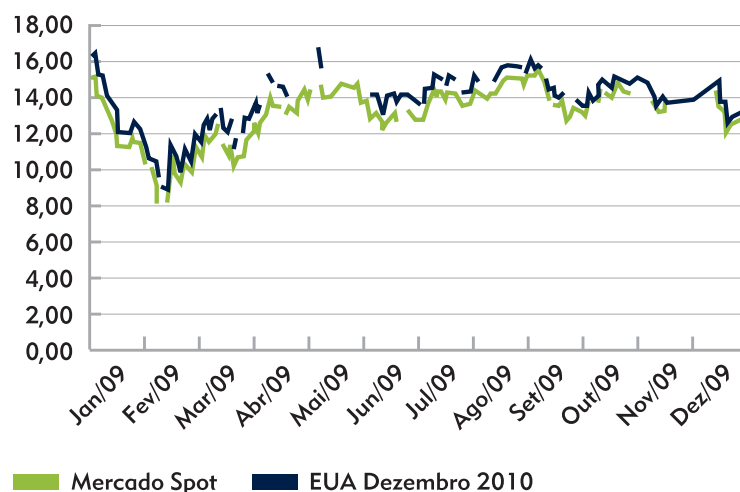


	GWh
Campo Maior	23.412
Sines (GNL)	30.242
Valença do Minho	3
<b>Total</b>	<b>53.657</b>

### Comércio de emissões

Em 2009, os preços de mercado das licenças de emissão foram fortemente influenciados pela crise económica e financeira mundial. No início do ano, a quebra da produção industrial europeia e, conseqüentemente, nas emissões de carbono, resultou numa tendência decrescente do preço do carbono, que atingiu um mínimo de 7,90€/t<sub>CO2eq</sub> em Fevereiro. Até ao Verão, o sentimento positivo vivido nos mercados financeiros transmitiu-se ao Comércio Europeu de Licenças de Emissão, com a valorização das licenças até um máximo de 15,30€/t<sub>CO2eq</sub> em Setembro. No final do ano, a cotação fixou-se nos 12,6€/t<sub>CO2eq</sub> valor que terá sido influenciado pelos resultados da Cimeira de Copenhaga.

### Comércio de emissões, €/t<sub>CO2eq</sub>



Fonte: Bloomberg

## Eficiência energética

Em 2009, foi publicado o Decreto-Lei 319/2009, de 3 de Novembro, que transpôs para a ordem jurídica interna a Directiva 2006/32/CE, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos. Na referida directiva, é estabelecido um objectivo geral indicativo de economias de energia de pelo menos 9% para 2016, a alcançar através de serviços energéticos e de outras medidas de melhoria de eficiência energética. Em resultado das medidas preconizadas no Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) (2008-2015), também designado *Portugal Eficiência 2015*, o consumo final de energia poderá ser reduzido em 10% até 2015, permitindo mitigar o crescimento da factura energética do país em 1% por ano neste horizonte. Para a electricidade, este objectivo corresponde a atingir uma redução de 7% do consumo em 2015.

No âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica (PPEC) 2009-2010, foram aprovadas cinquenta medidas com um potencial de poupança de cerca de 3.000 GWh, a que corresponde cerca de 1 milhão de toneladas de emissões de CO<sub>2</sub> evitadas.

Em termos de produção de electricidade, prevê-se que com a entrada em serviço das novas centrais de ciclo combinado a gás natural e com a desclassificação das centrais a fuelóleo, o rendimento médio de conversão energética na produção termoeléctrica ultrapasse os 50% no horizonte 2020.

## Energias renováveis

Os mecanismos de apoio à produção renovável em regime especial (que não inclui a grande hídrica) assentam especialmente em tarifas garantidas, subsídios ao investimento e benefícios fiscais. No entanto, os produtores que optarem pelo regime de mercado podem complementar a remuneração obtida no mercado organizado através da transacção de certificados RECS - *Renewable Energy Certificate System*.

Durante o ano de 2009 a REN, como entidade emissora de certificados RECS em Portugal, emitiu 140.239 certificados e procedeu ao resgate de 5.906 certificados.

Para cumprimento do novo objectivo estabelecido para Portugal no que respeita à quota de energia produzida a partir de fontes renováveis - 31% da energia primária - será necessária a contribuição de todos os sectores. A estratégia que tem vindo a ser referida pelo Governo português para atingir esse objectivo preconiza uma contribuição de 59% das fontes renováveis na produção de electricidade em 2020. A política energética do Governo pretende assegurar que Portugal se mantenha na fronteira tecnológica na área das renováveis, nomeadamente através das seguintes acções:

- consolidar a aposta na energia eólica, aumentando para 8.500 MW o objectivo de capacidade global;
- assegurar a implementação do Programa Nacional de Barragens e identificar possíveis reforços de potência em aproveitamentos existentes;
- lançar um programa de desenvolvimento das pequenas centrais hidroeléctricas, com o objectivo de aumentar a capacidade actual em 50%; e
- multiplicar por 10, em 10 anos, a meta actual da energia solar (1.500 MW).



## Electricidade

No sector da electricidade, a REN é concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) de energia eléctrica por 50 anos a partir de 2007, cuja actividade compreende:

- o planeamento, a construção, a exploração e a manutenção da rede;
- a monitorização da segurança de abastecimento e a gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional (SEN);
- a compensação de desequilíbrios no mercado da energia eléctrica.

Paralelamente, a REN assegura, através da REN Trading, a gestão dos Contratos de Abastecimento de Energia (CAE) com a Tejo Energia e com a Turbogás.

também a verificação da programação das trocas internacionais de energia e a gestão dos mecanismos de resolução de congestionamentos nas interligações. A RNT liga os produtores aos centros de consumo e assegura o equilíbrio entre a procura e a oferta. A rede cobre a totalidade do território de Portugal continental e tem oito interligações à rede espanhola de electricidade - quatro de 400 kV, três de 220 kV e uma de 130 kV. Os pontos de entrega da RNT fornecem directamente os clientes industriais e indirectamente os clientes residenciais e comerciais através da rede de distribuição.

Através da REN Trading, o grupo REN assegura a gestão dos dois CAE remanescentes e através da sua participação no Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A. (OMIP), o pólo português do mercado ibérico para a negociação de derivados de electricidade, a REN está também presente na actividade da operação de mercados de electricidade.

### Concessões



### Sector da electricidade em Portugal

O sector da electricidade em Portugal consiste, a montante do consumidor, nas actividades de produção, transporte, distribuição, comercialização e negociação de electricidade.

Na sua qualidade de titular duma concessão de serviço público por 50 anos a partir de 2007, a REN é a única transportadora de electricidade em Portugal continental. Ao mesmo tempo, a REN é responsável pela gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional e pelo planeamento, construção, operação e manutenção da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT).

Enquanto gestora técnica global do Sistema Eléctrico Nacional, a REN programa e controla em tempo real o equilíbrio entre a oferta das unidades de produção e a procura de energia eléctrica, de modo a corrigir eventuais desequilíbrios. Entre as suas atribuições estão

### Exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT)

Os principais congestionamentos que ocorreram na RNT em 2009 estiveram associados a indisponibilidades de elementos de rede que foram solucionadas por restrições na produção eléctrica ou por alterações topológicas introduzidas na rede.

Neste contexto, as indisponibilidades mais importantes localizaram-se:

- no posto de Corte da Caniçada, na sequência da realização dos trabalhos de remodelação/reconstrução total;
- na linha Palmela-Sines 2 (400 kV), indisponível para alteamento da linha na zona do montado de sobreiro;
- nas linhas Batalha-Ribatejo (400 kV) e Carregado-Rio Maior 1, 2 e 3 (220 kV), na sequência da queda de apoios provocada pela intempérie de 23 de Dezembro;
- nas linhas Portimão-Tunes 1 e 2 (150 kV), na sequência da queda de apoios, provocada pela intempérie de 23 de Dezembro.

Os congestionamentos resultantes das indisponibilidades fortuitas das linhas Batalha-Ribatejo (400 kV) e Carregado-Rio Maior 1, 2 e 3 (220 kV) foram resolvidos através dum conjunto de restrições impostas à



produção de electricidade a sul de Santarém, nomeadamente nas centrais do Ribatejo, Setúbal, Sines e Alqueva. Por seu lado, os congestionamentos que resultaram das indisponibilidades fortuitas das linhas Portimão-Tunes 1 e 2 (150 kV) foram solucionados com o arranque das turbinas de gás localizadas na central de Tunes.

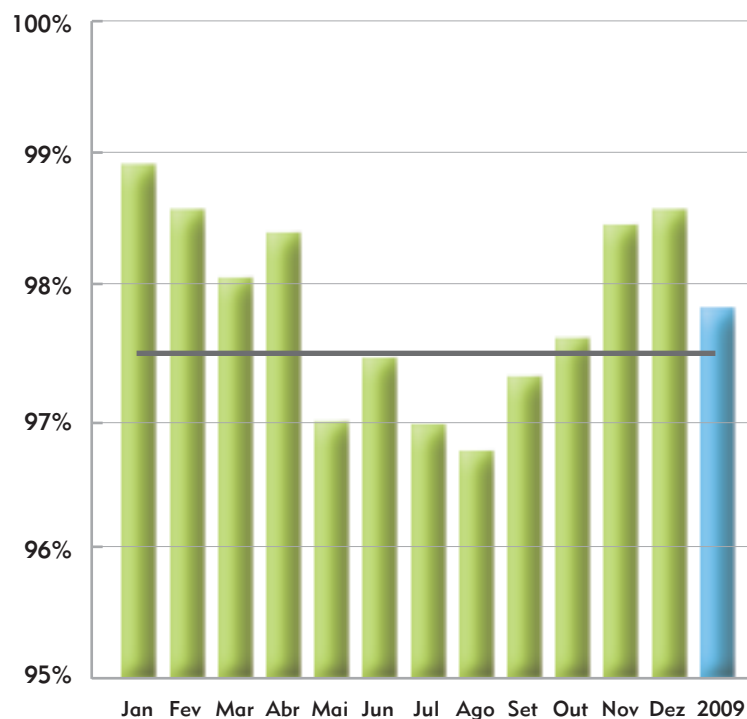
Apesar do elevado número de apoios afectados pela intempérie de 23 de Dezembro (18 na totalidade, dos quais 15 com queda total do poste), a RNT demonstrou uma robustez notável, sem que tivesse resultado dos incidentes nenhuma interrupção de fornecimento aos pontos de entrega à distribuição nem aos consumidores directamente ligados à RNT. No decurso de 2009, em simultâneo com alguns dos incidentes que afectaram as linhas da RNT, registaram-se diversos disparos com perda substancial de geração eólica. Este tipo de comportamento culminou com 2 incidentes, no dia 15 de Novembro, que tiveram como resultado um desequilíbrio por falta de produção no sistema eléctrico nacional superior a 1.000 MW, valor considerado no limiar da classificação como grande incidente a nível europeu. Em consequência destes incidentes, a REN continuou a promover, em conjunto com as diversas entidades com actividade no sector eléctrico, a introdução de medidas para adequar o comportamento da geração eólica instalada na rede aos requisitos técnicos indispensáveis à garantia de continuidade do fornecimento.

Para o período regulatório 2009-2011 foi introduzido pela ERSE - entidade reguladora do sector da energia, um novo indicador de disponibilidade dos elementos de rede de transporte de electricidade designado por *Taxa Combinada de Disponibilidade*. O valor deste

indicador determina a atribuição dum incentivo ou duma penalidade económica para a REN, conforme se situe acima ou abaixo do nível de indiferença (meta) que foi fixado em 97,5%.

Em 2009 este indicador atingiu o valor de 97,84% (tendo ficado acima dos 97,5% fixados pela ERSE) e a sua evolução mensal foi a seguinte:

### Taxa combinada de disponibilidade (2009)

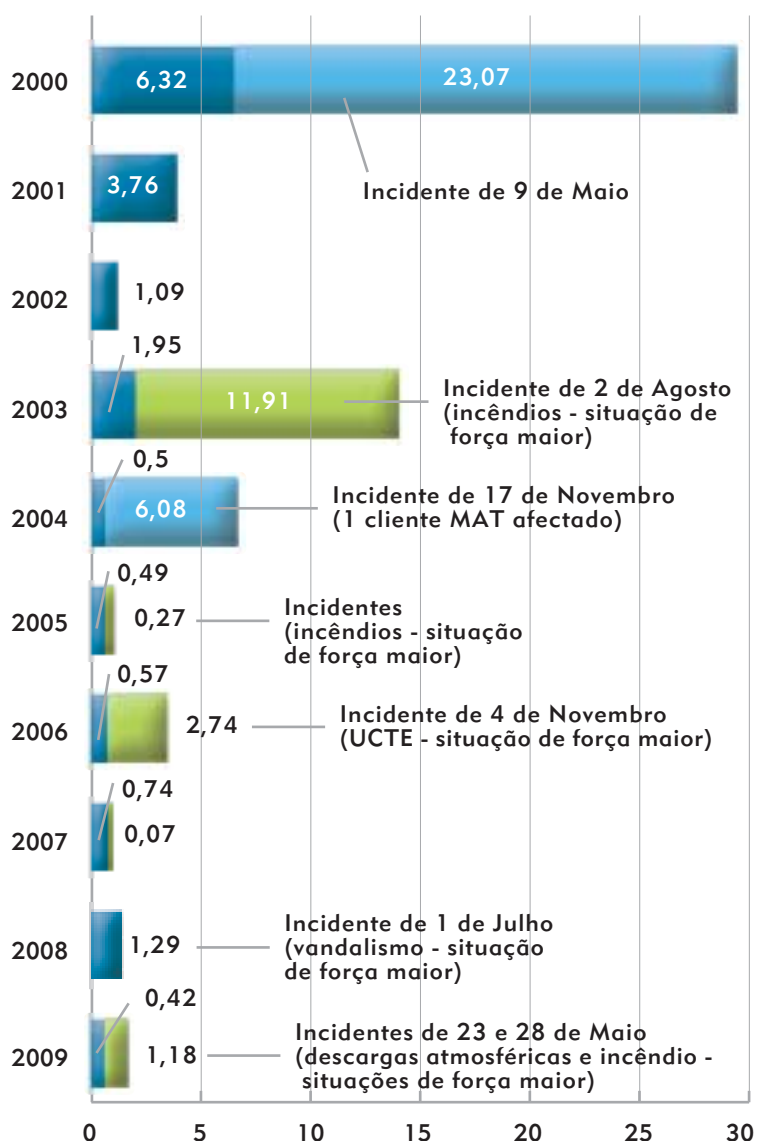


## Qualidade de serviço

A qualidade de serviço da RNT, entendida como segurança e continuidade do abastecimento de energia eléctrica com características técnicas adequadas, situou-se novamente num nível muito elevado, sendo o *Tempo de Interrupção Equivalente (TIE)* 0,42 minutos, o melhor valor de sempre. Expresso doutra forma, este tempo significa que a REN garantiu a alimentação dos diversos pontos de entrega aos clientes em 99,99992% do tempo, ou seja, cerca de 999 horas, 59 minutos e 57 segundos por cada 1.000 horas.

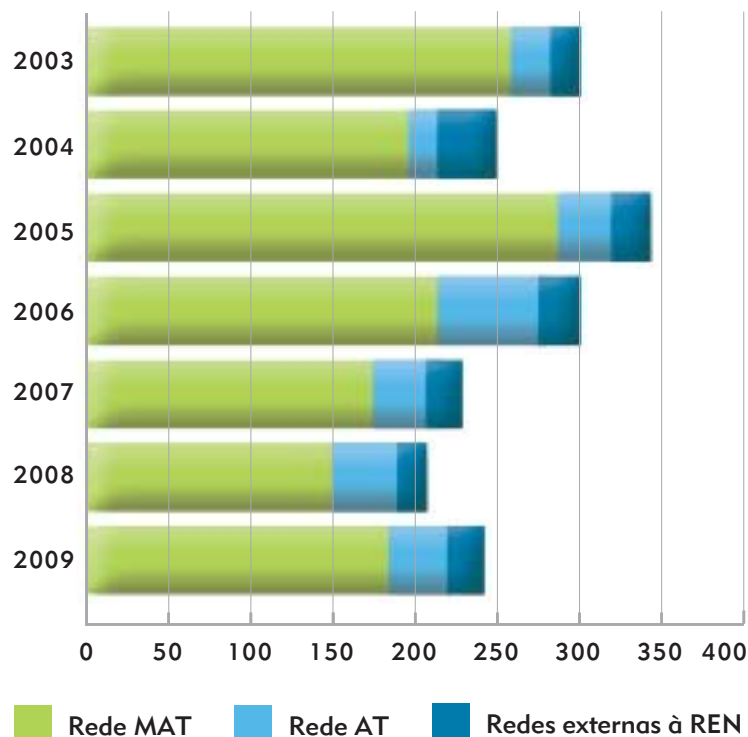
### Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE)

(em minutos)



O gráfico ilustra a tendência sustentada de melhoria da continuidade de serviço nos últimos anos, abstraído das situações pontuais de carácter excepcional. As situações classificadas como "força maior" não são consideradas no cálculo do indicador TIE. Em 2009, continuou a ser monitorizada a qualidade da onda de tensão na generalidade dos pontos de entrega e de interligação da RNT. As medições efectuadas evidenciaram resultados - com um número reduzido de excepções em casos pontuais e localizados - dentro dos valores recomendados no *Regulamento da Qualidade de Serviço*. O número de incidentes e perturbações - 240 - aumentou 17,6% em relação a 2008, dos quais 185 tiveram origem na rede de Muito Alta Tensão (MAT), 37 na rede de Alta Tensão (AT) e 18 em outras redes mas com impacto nas redes MAT e AT.

### Evolução do número de incidentes



Dos incidentes registados, apenas 11 (4,6% do total) afectaram o abastecimento de energia eléctrica aos clientes.

Excluindo os casos cuja causa foi classificada como fortuita ou de força maior, a *Energia Não Fornecida (ENF)* resultante destes incidentes foi estimada em 40,4 MWh.

## Desempenho das linhas

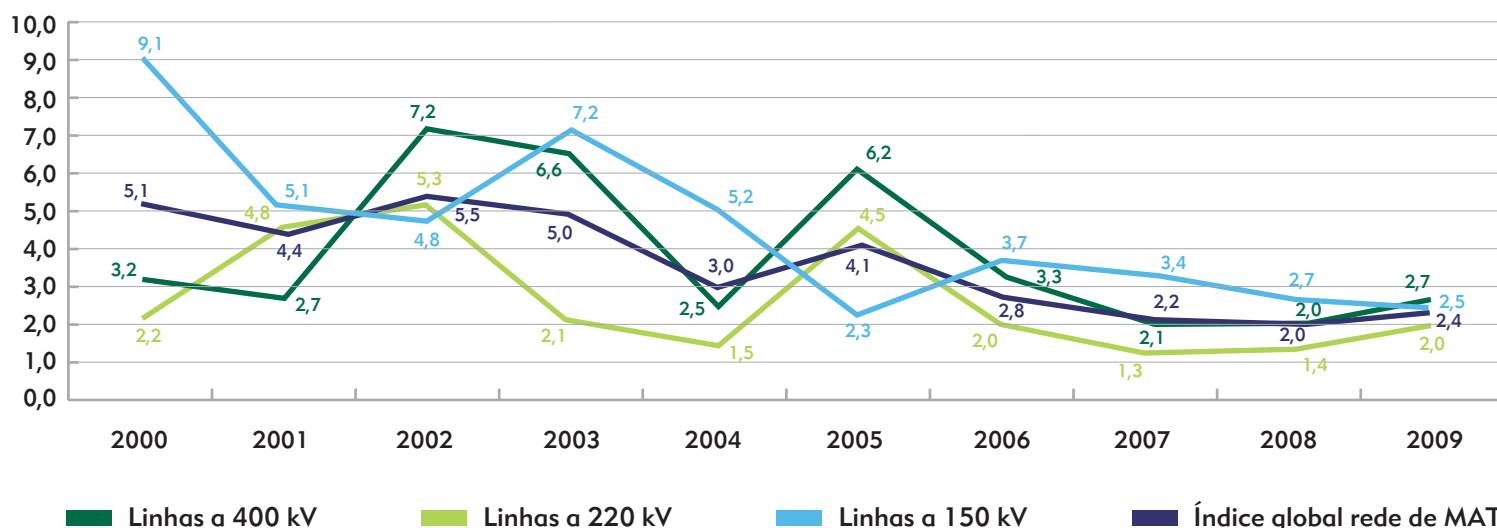
Em 2009, as linhas da RNT tiveram um desempenho global satisfatório. A taxa global de disponibilidade dos circuitos de linha, incluindo os painéis terminais, foi de 97,8%, um valor ligeiramente superior (+0,7%) ao verificado no ano anterior, apesar dos inúmeros trabalhos de modificação e melhoria em diversos circuitos da rede.

O gráfico seguinte ilustra o desempenho das linhas nos últimos anos, por nível de tensão, no que respeita ao número de defeitos registados por 100 quilómetros de circuito.

de cadeias de isoladores e acessórios, e melhoria da blindagem contra descargas atmosféricas;

- substituição de isoladores cerâmicos e de vidro por isoladores compósitos em linhas críticas instaladas em zonas de forte poluição;
- montagem generalizada de plataformas de nidificação e de dispositivos dissuasores de poiso de aves sobre as cadeias de isoladores, em linhas com impactos sobre as aves (cegonhas);
- inspecção visual aérea periódica com recurso a helicóptero, com termografia por câmaras de infra-vermelhos e medição de distâncias com tecnologia laser, que permite uma intervenção mais eficaz através de geo-referenciação de anomalias;

### Evolução do número de defeitos com origem em linhas da RNT por 100 km de circuito



Os valores de 2009, apesar dum ligeiro agravamento, são significativamente inferiores à média dos últimos 10 anos. O índice global da rede MAT registou um agravamento de 18,7% face a 2008, situando-se agora nos 2,35 defeitos por 100 km de circuito. Este agravamento foi devido a um aumento do número de incidentes causados por incêndios e descargas atmosféricas (condições ambientais e atmosféricas adversas não controláveis pela REN). Apesar do ligeiro agravamento verificado em 2009, os resultados comprovam a eficácia das medidas preventivas tomadas ao longo dos últimos anos, que se apoiaram nas seguintes acções:

- rejuvenescimento de diversas linhas, com reforço da capacidade de transporte (*upratings*), substituição

- monitorização da contaminação dos isoladores e subsequentes lavagens estivais mais eficazes;
- vigilância periódica da vegetação e gestão de material lenhoso nos corredores das linhas, no âmbito dos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios.

A maioria dos incidentes que afectaram instalações da REN teve origem nas linhas aéreas (70% do total), tendo tido, uma vez mais, como principais causas as descargas atmosféricas - 36% - e as aves (cegonhas) - 24%.

## Desempenho das subestações

Duma forma geral, as subestações registaram um bom comportamento em serviço e o número de avarias em transformadores foi significativamente inferior ao registado em 2008. O número de avarias nos disjuntores também baixou em 2009.

A taxa global de disponibilidade de transformadores e autotransformadores (incluindo os respectivos painéis) situou-se nos 98,0%, valor muito semelhante ao verificado em 2008 (+0,1%), consequência, principalmente, de várias remodelações e substituições de equipamento AT e de transformadores de potência, em 2009.

## Investimento na Rede Nacional de Transporte (RNT) de Energia Eléctrica

Em 2009, foram concluídos diversos reforços importantes na RNT com vista ao aumento da capacidade de recepção de energia renovável, de troca de energia com a rede espanhola e de alimentação às redes de distribuição.

### Principais investimentos concluídos em 2009

Em 2009, foi inaugurada a nova subestação (SE) de Lagoaça, no concelho de Freixo de Espada à Cinta, que nesta fase ainda funciona apenas como posto de corte de 220 kV. Para esta nova instalação foram desviadas algumas das linhas de 220 kV localizadas nesta zona do Douro Internacional, incluindo as duas de interligação com a SE espanhola de Aldeadávila. No posto de corte de 150 kV da Caniçada, que passou a fazer parte do património da REN, S.A., procedeu-se a uma grande acção de remodelação face ao avançado estado de obsolescência dos seus equipamentos.

Na zona Centro, foi inaugurada a nova SE 220/60 kV de Tábuca, para a qual foram desviadas as linhas Vila Chã - Pereiros 1 e 2, a 220 kV, o ramal desta última para o parque eólico de Pampilhosa da Serra, e terminada a construção da linha Penela - Tábuca, também de 220 kV.

Na região interior do Alto Alentejo foi colocada em serviço a linha Falagueira - Estremoz, isolada para 400 kV mas transitoriamente a operar a 150 kV, que alimenta a nova SE 150/60 kV de Estremoz. Em Lisboa, foram estabelecidas duas linhas subterrâneas de 220 kV entre a SE de Alto de Mira e o Zambujal, onde a REN irá construir uma nova subestação. Até à abertura da SE 220/60 kV do Zambujal, estas duas ligações serão exploradas a

60 kV alimentando a SE existente da EDP Distribuição. Foram também colocadas em operação duas ligações a 400 kV entre a SE de Lavos e a nova central termoeléctrica de Lares, para a sua ligação à rede. Refere-se igualmente a colocação em serviço na SE de Pedralva de um transformador 150/130 kV, de 140 MVA, na SE da Falagueira do segundo autotransformador desfasador 400/150 kV, de 450 MVA, na de Ferreira do Alentejo do segundo autotransformador 400/150 kV, de 250 MVA, este proveniente da Falagueira, e na de Portimão do primeiro autotransformador 400/150 kV, de 450 MVA. No total, e no que se refere a novas unidades, foram colocados em serviço 8 transformadores (potência total de 1.198 MVA) e 2 autotransformadores (900 MVA). Reforçou-se também a capacidade de transporte em algumas linhas da região de Lisboa e foram instalados 50 Mvar em novas baterias de condensadores. Em subestações da RNT já em serviço foram construídos diversos painéis de 60 kV tendo em vista a viabilização/ligação de nova produção em regime especial, designadamente parques eólicos (em Frades, Vila Pouca de Aguiar e Carrapatelo).

### Principais investimentos em curso

Para reforço das capacidades de interligação entre Portugal e Espanha:

- no Douro Internacional, a introdução do nível de tensão de 400 kV na SE de Lagoaça e o estabelecimento duma interligação a 400 kV entre Lagoaça e a SE espanhola de Aldeadávila; ao mesmo tempo, será também constituído um outro circuito de 400 kV para ligar Lagoaça à futura SE de Armamar;
- no Algarve, o fecho duma nova interligação a 400 kV, ligando a futura SE de Tavira com a actual instalação espanhola de Guillena.

Para ligação à RNT de novos produtores em regime especial:

- o fecho de malha a 220 kV em Trás-os-Montes, desde Lagoaça, no Douro Internacional, até Valdigem, passando pelas actuais subestações de Macedo de Cavaleiros e Vila Pouca de Aguiar e futura de Valpaços;
- o estabelecimento duma ligação a 220 kV entre as subestações de Vila Pouca de Aguiar e do Carrapatelo, contornando por norte a Serra do Alvão; na maior parte do seu traçado, esta ligação será construída como dupla de 400+220 kV, preparando desde logo a futura integração na rede das centrais do PNBEPH localizadas na região do Alto Tâmega;



- a abertura da SE de Armamar e a mudança da tensão de exploração para 400 kV do eixo Armamar - Bodiosa - Paraimo;
- a concretização duma nova linha entre Castelo Branco e Falagueira, construída como dupla de 400+150 kV mas de início a operar apenas a 150 kV.

Para ligação à RNT de novos grandes centros produtores em regime ordinário:

- o reforço do eixo a 220 kV que vai do posto de corte do Picote, que será objecto duma reconstrução total, à SE de Lagoaça, para escoamento da produção dos novos grupos electroprodutores associados aos aumentos de potência das centrais do Picote e de Bemposta; este reforço de rede será conseguido com uma nova linha, a qual terá um primeiro troço apenas a 220 kV e um segundo, duplo, com um terço a 400 kV e outro a 220 kV;
- a concretização das novas ligações a 400 kV, Batalha - Lavos e Lavos - Paraimo, na zona centro, e 'zona da Marateca' - Fanhões, na região de Lisboa/Setúbal, conjuntamente com a remodelação e/ou ampliação das subestações de Lavos e Sines e também do posto de corte do Pego, para integração na RNT das novas centrais de ciclo combinado a gás natural (Figueira da Foz, Pego e Sines) relativamente às quais a DGEG fixou reserva de capacidade.

Para alimentação de pólos de consumo e apoio às redes de distribuição:

- no Minho, a criação da nova subestação 150/60 kV de Vizela/Felgueiras;
- na região de Trás-os-Montes, a abertura da subestação 220/60 kV de Valpaços;
- no Porto, a criação do injecto 220/60 kV da Prelada, uma SE até onde será construído um circuito subterrâneo a 220 kV proveniente de Vermoim, e a remodelação para 220/60 kV da actual subestação 150/60 kV de Ermesinde, com o nível de 220 kV alimentado através de dois novos circuitos realizados, parte em traçado aéreo e parte em subterrâneo;
- na parte sul do Douro Litoral, a nova subestação 400/60 kV da Feira;
- na zona norte de Lisboa, a reconversão da ligação Carregado - Rio Maior 1 para dupla de 400+220 kV;
- na região de Lisboa, a abertura das SE 220/60 kV do Zambujal e do Alto de S. João, qualquer uma delas alimentada através de dois cabos subterrâneos, no primeiro caso provenientes de Alto de Mira (já construídos e em operação a 60 kV) e no segundo de Sacavém;

- na península de Setúbal, a conclusão da segunda linha a 150 kV Fernão Ferro -Trafaria e a introdução do nível de tensão de 400 kV na actual SE de Fernão Ferro, que será totalmente remodelada;
- no Algarve, o estabelecimento de nova linha a 150 kV entre as subestações de Portimão e Tunes, e a 400 kV entre as de Portimão e Tavira e ainda a abertura da SE de Tavira, com os níveis de tensão de 400, 150 e 60 kV.
- o reforço da capacidade de transporte de algumas das actuais linhas da RNT.

Para alimentação de grandes clientes em muito alta tensão (MAT) - em projecto:

- alimentação à linha ferroviária de alta velocidade no troço português do eixo Lisboa - Madrid, para o que está prevista a passagem à tensão de exploração de 400 kV da linha Falagueira - Estremoz e da SE de Estremoz e fecho da malha a 400 kV entre Estremoz e Palmela, através da construção do eixo Estremoz - Divor (Évora) - Pegões - Palmela;
- estabelecimento de ligações de alimentação às subestações de tracção ferroviária, com origem na actual SE da RNT de Estremoz, e nas futuras de Divor e Pegões, todas a 400 kV.



## Gás natural

No sector do gás natural, a REN é concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) por 40 anos a partir de 2006 e exerce, neste âmbito, as seguintes actividades:

- o planeamento, a construção, a exploração e a manutenção da RNTGN;
- a monitorização da segurança de abastecimento e a gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN);
- a recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL); e
- a exploração, construção, manutenção e gestão do armazenamento subterrâneo de gás natural.

### Sector do gás natural em Portugal

O Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) compreende um conjunto de actividades exercidas na sua quase totalidade por empresas da REN:

- REN Atlântico - recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito, através do terminal de GNL de Sines;
- REN Armazenagem - armazenamento subterrâneo de gás natural;
- REN Gasodutos - gestão técnica global do sistema, operação logística de mudança de comercializador, transporte de gás natural e acesso à rede de transporte de gás natural.

### Gás Natural



GNL - Gás Natural Liquefeito | UAG - Unidade Autónoma de Gás

As actividades que não são exercidas por empresas do Grupo REN, como a compra e venda de gás natural, a sua comercialização e o acesso à rede de distribuição de gás natural, são exercidas por outras entidades participantes do sistema, cuja coordenação é assegurada pela REN Gasodutos no seu papel de gestora técnica global do SNGN. Nesta qualidade, a REN gere e acompanha o equilíbrio entre a oferta e a procura através da coordenação operacional entre as programações dos agentes de mercado nas diversas infra-estruturas de alta pressão e os consumos verificados. A REN assegura que as solicitações de capacidade às infra-estruturas e à rede possam ser processadas e gere os fluxos de modo a manter a sua viabilidade. A REN monitoriza também o cumprimento das obrigações legais e operacionais de segurança do abastecimento pelos agentes de mercado que operam no Sistema Nacional de Gás Natural. A REN Gasodutos, uma empresa integralmente detida pela REN, é titular duma concessão de serviço público em regime de exclusividade por 40 anos a partir de 2006 e uma das suas actividades principais é o transporte de gás natural em alta pressão através da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural. Esta rede é composta por gasodutos principais e ramais com um total de 1.267 quilómetros, que compreende 186 estações de gasoduto - 42 de seccionamento, 65 de derivação, 78 de regulação de pressão e medição e 1 de transferência internacional de custódia - pelo despacho (centro de comando de todo o sistema gasista nacional) localizado em Bucelas, no concelho de Loures. Por razões de segurança, existe um centro de despacho alternativo no centro do país, numa zona sísmica diferente da de Bucelas. Os quatro centros de operação e manutenção da REN Gasodutos localizam-se em Sandim, no concelho de Vila Nova de Gaia, em Pombal, em Portalegre e em Bucelas.

Ao abrigo duma concessão de serviço público, a REN Atlântico, também integralmente detida pela REN, recebe, armazena e regaseifica gás natural liquefeito no terminal de GNL de Sines e entrega-o à Rede Nacional de Transporte de Gás Natural. A REN Atlântico é igualmente responsável pela carga de camiões cisterna a pedido dos agentes de mercado, que se destinam a unidades de regaseificação que abastecem redes locais de gás natural e não se encontram ligadas à rede de transporte. A concessão de armazenamento subterrâneo detida pela REN Armazenagem, integralmente detida pela REN, consiste na injeção, armazenamento, extracção, tratamento e entrega de gás natural.



## Exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN)

No final de 2009, encontravam-se a operar no mercado português de gás natural 19 agentes de mercado:

- cinco comercializadores em regime de mercado: Galp Gás Natural, EDP Gás.Com, EDP Gestão Produção, Gas Natural Comercializadora e Endesa;
- doze comercializadores regulados: 11 CURr + 1 CURg;
- dois clientes constituídos como agentes de mercado, na sequência do programa de *gas release* de Fevereiro de 2009.

No âmbito da gestão sistémica das infra-estruturas, foi efectuado o enchimento com gás natural e o início de operação da RENC-4, a terceira caverna de armazenamento subterrâneo da REN no parque do Carriço.

Durante o ano, iniciou-se a exploração comercial da Central Térmica de Lares, a quarta central térmica a gás natural a operar em Portugal, com uma potência eléctrica instalada de 430 MW em dois grupos electro-geradores, tendo sido iniciada a sua exploração comercial em Setembro e Outubro. Estes pontos de consumo em alta pressão têm uma capacidade máxima prevista conjunta de cerca de 42 GWh por dia. No seguimento da concessão de isenção pela DGEG da obrigação de constituição de reservas de segurança às centrais eléctricas da Tapada do Outeiro e de Lares, articulada com a entrada em exploração da caverna RENC-4 nas instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço, a ERSE, em consulta com o Gestor Técnico Global do SNGN, deliberou libertar capacidade de armazenamento subterrâneo para utilização comercial num quantitativo equivalente às reservas libertadas através da referida isenção no Ano Gás 2009-2010, que se cifra em 573 GWh, e por um período de seis meses, com início em 1 de Janeiro de 2010, dando um sinal de abertura ao mercado para a única infra-estrutura congestionada do SNGN.



## Desempenho operacional

### Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN)

No decurso do ano de 2009 - excluindo as quantidades relativas a trânsito internacional - as entradas de gás natural na infra-estrutura explorada pela REN, na sua qualidade de concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), efectuaram-se essencialmente por Sines (56%), provenientes da regaseificação de GNL no Terminal de Sines da REN Atlântico. O restante (44%) entrou por Campo Maior, predominantemente com origem na Argélia, através do gasoduto do Mahgreb. No final do ano, registou-se também uma pequena entrada por Valença do Minho.

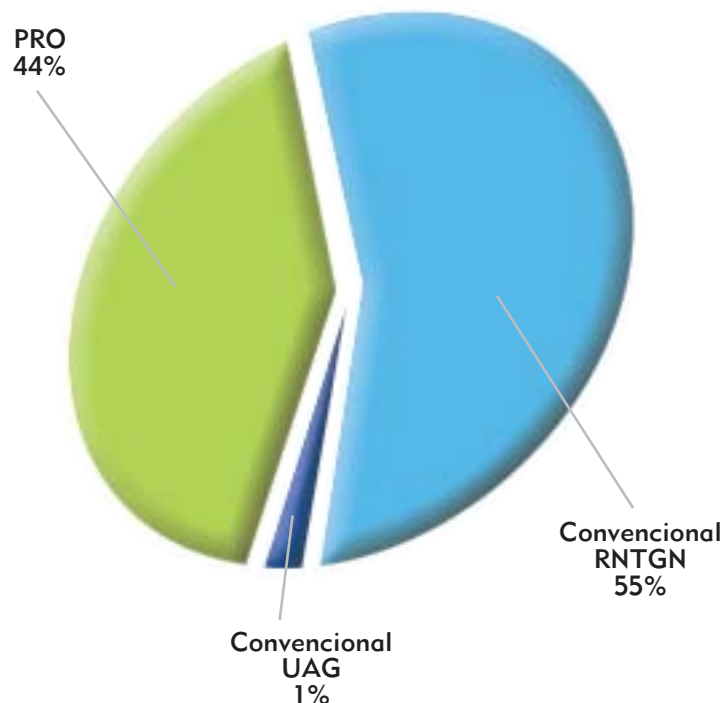
Em 2009, foram transportados através da RNTGN 54.415 GWh<sup>1</sup>, cerca de 4,57 mil milhões de metros cúbicos (bcm), que incluem o consumo nacional em alta pressão e a injeção de gás natural no armazenamento subterrâneo, que atingiu 2.015 GWh<sup>1</sup>, ou cerca de 0,169 bcm. Para esta forte componente de injeção, contribuiu o enchimento com *cushion gas* e gás operacional da nova cavidade REN-4, no valor de 1.416 GWh<sup>1</sup>, cerca de 0,119 bcm. Em 2009 a procura de gás natural em Portugal contraiu 1,0% relativamente a 2008, como se detalha no quadro seguinte:

### Segmento de mercado

	Procura de gás natural (GWh)		Variação (%)
	2008	2009	
Produção de electricidade em regime ordinário	25.343	23.499	-7,3
Mercado convencional RNTGN	27.642	28.901	4,6
Mercado convencional UAG	506	568	12,3
<b>Total</b>	<b>53.491</b>	<b>52.968</b>	<b>-1,0</b>



### Peso relativo dos segmentos de mercado



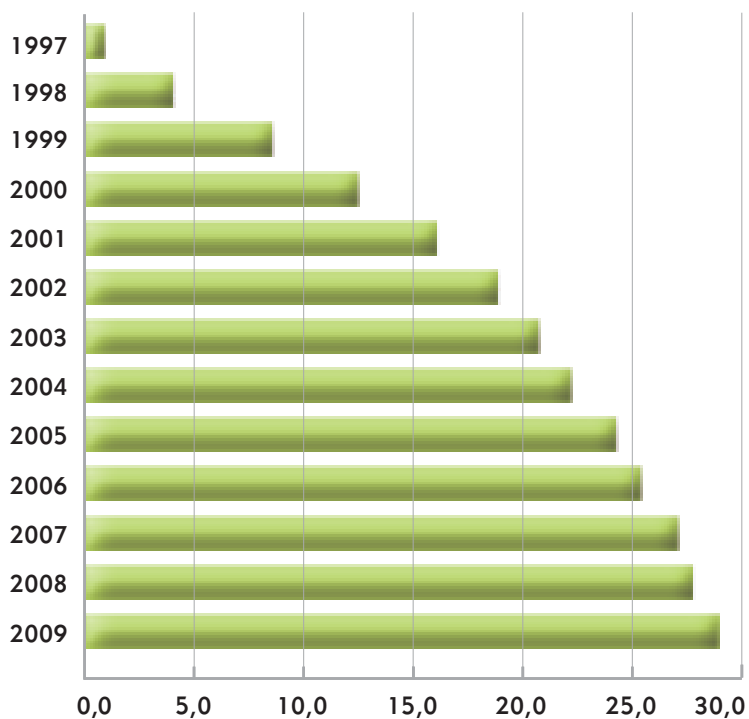
<sup>2</sup> A equivalência entre a energia indicada em kWh e o m<sup>3</sup> normal depende do poder calorífico superior do gás que é variável pelo que não se pode indicar a equivalência correcta. Para os cálculos apresentados em m<sup>3</sup>(n) a equivalência utilizada foi de 1 m<sup>3</sup>(n) - 11,9 kWh.

No mercado convencional, a variação homóloga de 2008 para 2009 esteve em linha com a tendência de crescimento desde o arranque do projecto de gás natural em Portugal. A tendência de estabilização verificada nos anos anteriores foi compensada pelo arranque de novos projectos industriais, tal como ilustrado na figura seguinte:

No que respeita ao segmento de mercado da produção de energia eléctrica em regime ordinário, os consumos anuais variam de acordo com a capacidade termoeléctrica instalada, com o regime hidrológico presente e com o contributo da produção de energia eléctrica em regime especial. Neste segmento, destaca-se o peso crescente da componente eólica, cuja potência instalada em Portugal, no final do ano, se cifrava em 3.353 MW, correspondendo a um aumento de sensivelmente 30% face à potência instalada no final do ano anterior. Acresce, ainda, o efeito do funcionamento do mercado na selecção das fontes de satisfação da procura de electricidade, dada a sua sensibilidade às variações de preço das matérias-primas. Da conjugação destes factores resulta uma volatilidade de consumos anuais traduzida na seguinte figura:

### Evolução da procura de gás natural Mercado Convencional\*

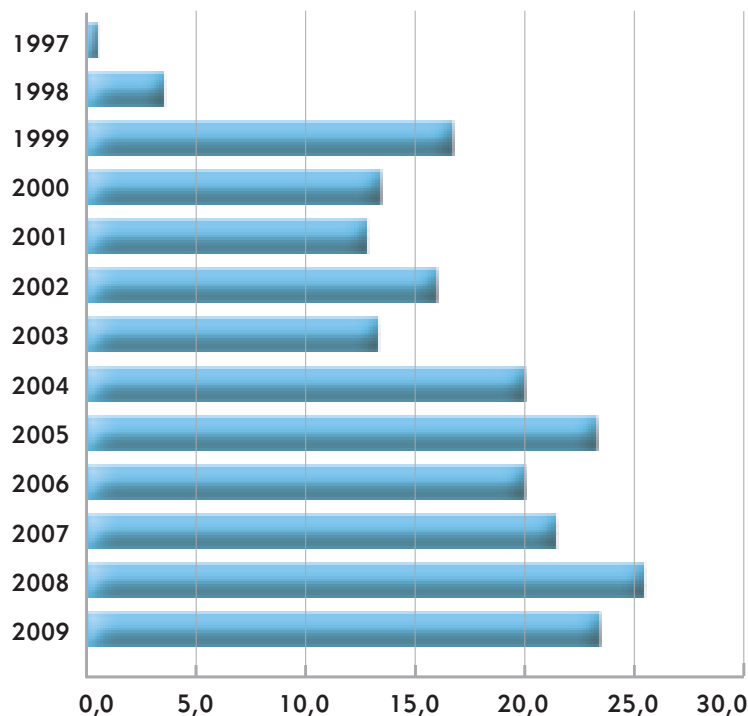
(em TWh)



\* O Mercado Convencional exclui a procura para produção de electricidade em regime ordinário

### Evolução da procura de gás natural para produção de energia eléctrica em regime ordinário

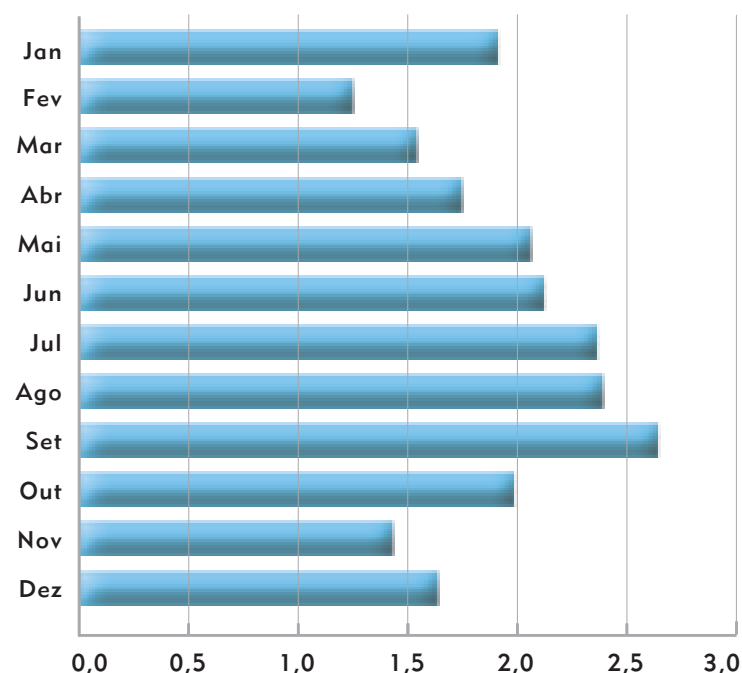
(em TWh)



Pelos motivos já referidos, nomeadamente em resultado do regime hidrológico observado, da competitividade do gás natural face ao carvão, bem como do aumento da componente eólica, verificou-se uma evolução variável da procura deste segmento ao longo do ano de 2009, evidenciada no seguinte gráfico:

### Procura intra-anual de gás natural para produção de energia eléctrica em regime ordinário em 2009

(em TWh)



### Terminal de GNL

O Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines tem uma localização atlântica em porto de águas profundas e uma acessibilidade privilegiada, o que lhe confere um papel essencial no contexto do sistema gasista peninsular e central no abastecimento do sistema gasista nacional, respondendo também às necessidades de diversificação das fontes de aprovisionamento de gás natural do país.

O crescimento do mercado nacional e as necessidades de flexibilidade dos seus agentes, que resultaram das solicitações dum mercado fortemente influenciado pelo comportamento das novas centrais de ciclo combinado, sujeitas a concorrência no espaço alargado do Mibel, impõe o aumento de capacidade desta infra-estrutura em linha com os seus equivalentes peninsulares, de modo a proporcionar condições de mais fácil acesso por parte de um maior número

de agentes de mercado e contribuindo, deste modo, para o desenvolvimento do mercado em termos de concorrência e liquidez da oferta de gás, bem como para o reforço da segurança do abastecimento de energia a Portugal.

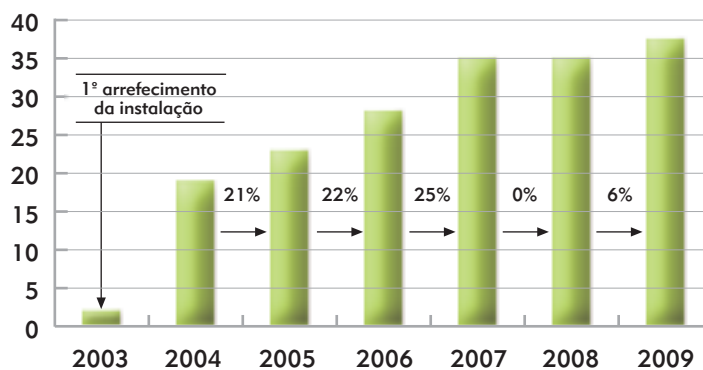
Após a expansão que proporcionará um aumento de capacidade desta infra-estrutura, resultante da construção de um novo tanque de GNL e da instalação de equipamento processual adicional, o Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines permitirá ainda a Portugal integrar como parceiro e com reciprocidade o espaço alargado do futuro Mercado Ibérico do Gás - Mibgás.

### Descarga de navios

Em 2009, foram recebidos e descarregados em Sines 37 navios metaneiros (mais 2 do que no ano anterior), que totalizaram 30.934 GWh, a maioria procedentes da Nigéria, com excepção de 6 navios com GNL de origens diversas: Trinidad e Tobago, Bélgica, Itália e Guiné Equatorial.

### Descarga de navios

(em número de navios)



A carga média trasfegada por navio em 2009 foi de 122.876 m<sup>3</sup> ou 54,9 toneladas de GNL, correspondendo a 836 GWh de energia, sendo este valor médio mais reduzido em relação ao ano anterior pelo facto de o TGNL ter efectuado três descargas de um navio de pequeno porte (65.000 m<sup>3</sup>). O tempo médio efectivo de descarga de navio (tempo contado entre o momento de acostagem em segurança e pronto para descarregar até que seja desligado o último braço de carga com a conclusão da descarga) foi de 19 horas e 32 minutos.



### Emissão de gás natural para a RNTGN

Durante o ano de 2009, foram regaseificados para a RNTGN 2,5 bcm de gás natural que perfizeram 30.242 GWh, o que representou um aumento de 0,4% relativamente ao ano anterior e 56% do total de gás natural movimentado na Rede Nacional de Transporte. Durante o ano foi garantida a emissão de gás natural durante 8.745 horas, de um total anual de 8.760, o que equivale a um quociente de disponibilidade de 99,83%. Foi efectuada uma paragem geral programada para manutenção, de acordo com o plano de indisponibilidade do terminal, com um tempo de interrupção de 14 horas, sem afectar a disponibilidade global do fornecimento de gás natural.

No início de 2009, foram recebidos seis navios com GNL provenientes de Trinidad e Tobago, Bélgica, Itália e Guiné Equatorial, de composições um pouco diferentes das recebidas no resto do ano com proveniência da plataforma de exploração e liquefacção de Bonny Island, na Nigéria.

Os perfis de emissão estão dependentes das necessidades da Rede Nacional de Transporte. Assim, a emissão máxima diária do terminal, 161 GWh, foi alcançada no mês de Julho, para uma emissão média diária de 83 GWh.

### Enchimento de camiões cisterna

A actividade de enchimento de cisternas em 2009 teve um perfil semelhante à do ano anterior, com 2.094 camiões cisterna carregados. As quantidades de energia movimentadas, 642 GWh, continuam a representar um valor relativamente baixo, cerca de 2,1% em relação à energia total movimentada pelo terminal.

O crescimento desta actividade foi sustentado pelo aumento de consumo nas UAG nacionais, com destaque para as zonas norte e sul do país. No final de 2009, estavam ao serviço quatro novas UAG. O mercado espanhol representou 10% da expedição de GNL por via rodoviária, uma redução de cerca de 50% relativamente ao ano anterior, justificada com a entrada em funcionamento da actividade do carregamento de cisternas no Terminal de GNL do Ferrol, na Galiza.

### Armazenamento subterrâneo

Em Junho de 2009, foi iniciada a exploração comercial da terceira cavidade da REN Armazenagem, RENC-4, após a conclusão do respectivo processo de injeção do *cushion gas*, no mês de Junho, no decurso das operações de primeiro enchimento com gás natural. Considerando a globalidade da infra-estrutura de armazenamento subterrâneo, foram extraídos 634 GWh e injectados 1.920 GWh de gás natural nas cavernas da REN Armazenagem, com auto-consumos na ordem dos 17 GWh. Ao nível da utilização das instalações de superfície, a movimentação total de gás natural cifrou-se em 2.691 GWh. No final do ano, e comparativamente com a situação verificada no final de 2008, observou-se o seguinte balanço de quantidades armazenadas:

### Existência de GN na REN Armazenagem

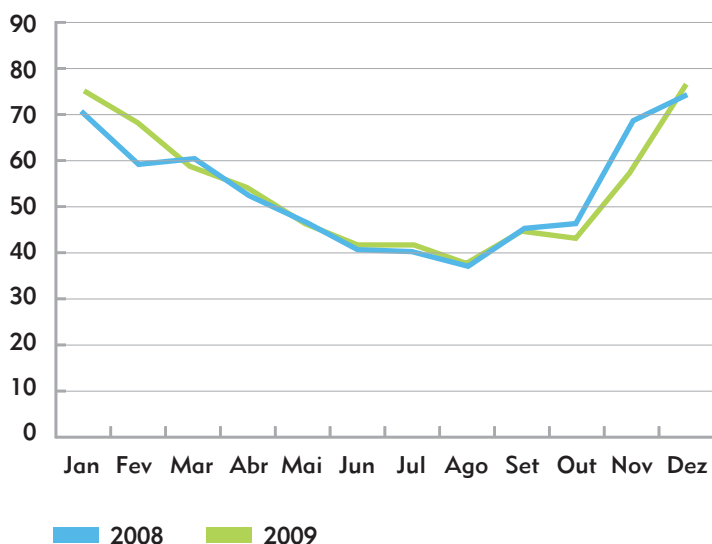
(em GWh)

31 Dezembro 2008	902
31 Dezembro 2009	1.465
Varição 2008 / 2009 (energia)	62%

Nota: Os valores indicados não incluem o *cushion gas*

### Expedição de GNL por via rodoviária

(em GWh)



As quantidades armazenadas no final de 2009 representam um acréscimo de 62% relativamente às registadas no final do ano transacto. À data de 31 de Dezembro de 2009, as características nominais de capacidades das três cavidades da REN Armazenagem em operação apresentavam os seguintes valores:

### Capacidade das infra-estruturas da REN Armazenagem

(em GWh)

	2008	2009
Capacidade máxima	1.063	1.705
Capacidade comercialmente disponível	788	1.645
Gás técnico ( <i>cushion gas</i> )	877	1.583

Notas:

- *cushion gas*: volume de gás imobilizado para garantir a pressão de estabilidade estrutural das cavidades;
- capacidade máxima: capacidade máxima, deduzido o valor do respectivo *cushion gas*;
- capacidade comercialmente disponível: capacidade máxima efectiva após restrições técnicas, subtraída da capacidade atribuída ao Gestor Técnico Global do SNGN para reservas operacionais.

No âmbito das actividades operacionais da REN Armazenagem no ano de 2009, é ainda de salientar a adjudicação da prestação de serviço de limpeza dos 20 poços do sistema de captação de água, de modo a aumentar a sua produtividade, com impacte na gestão do recurso natural água e na actividade de lixiviação.

## Evolução da RNTGN

Em 2009, a infra-estrutura em serviço foi complementada com a entrada em funcionamento de novos ramais correspondentes a um total de cerca de 19 km de extensão e de novos pontos de entrega para abastecimento de gás natural a novos clientes, como a EDP Produção (Lares e Barreiro), empresas do Grupo Portucel, Beiragás (Vila Velha de Rodão) e Repsol (Sines).



Construção de gasoduto

No final de 2009, a RNTGN incorporava as seguintes infra-estruturas principais:

- 1.267 gasodutos em AP (alta pressão, km);
- 52 estações de junção (JCT);
- 42 estações de seccionamento (BV);
- 13 estações de derivação (ICJCT);
- 78 estações de regulação e medida (GRMS);
- 1 estação de transferência de custódia (CTS).

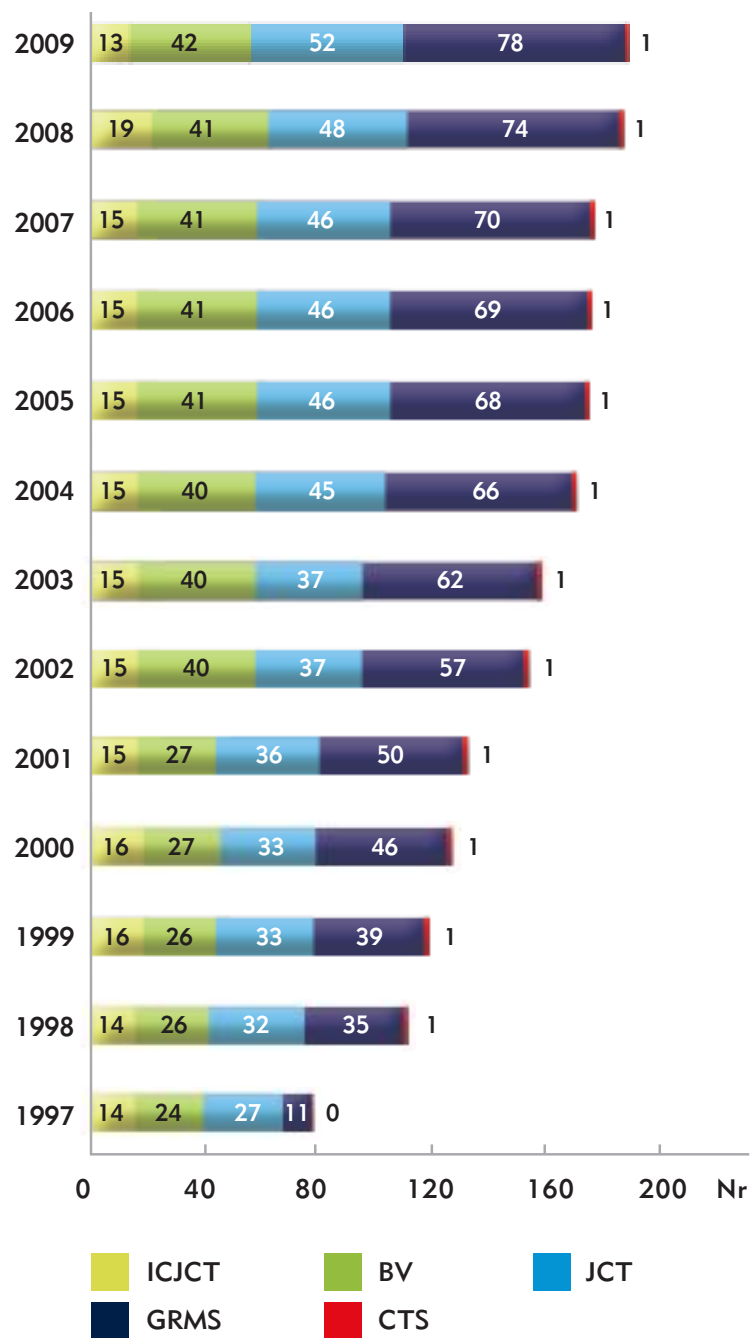


Os gráficos seguintes ilustram a evolução da infra-estrutura desde o ano de 1997.

### Extensão da rede de transporte em AP



### Número de estações da RNTGN





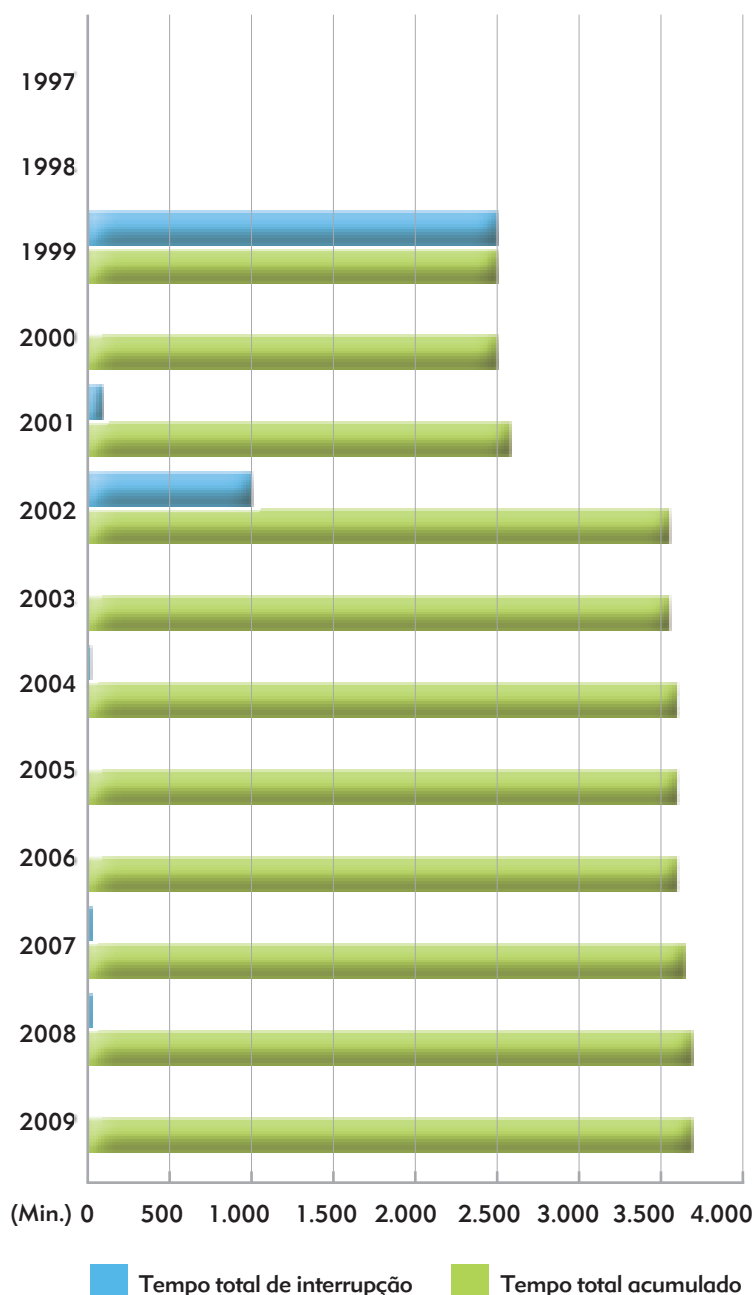
## Qualidade de serviço

Relativamente à qualidade de serviço, os resultados dos indicadores de continuidade de serviço para 2009 - 0 interrupções/ponto de saída; 0 min./ponto de saída; e 0 min./interrupção - resultam da ausência de interrupções de fornecimento.

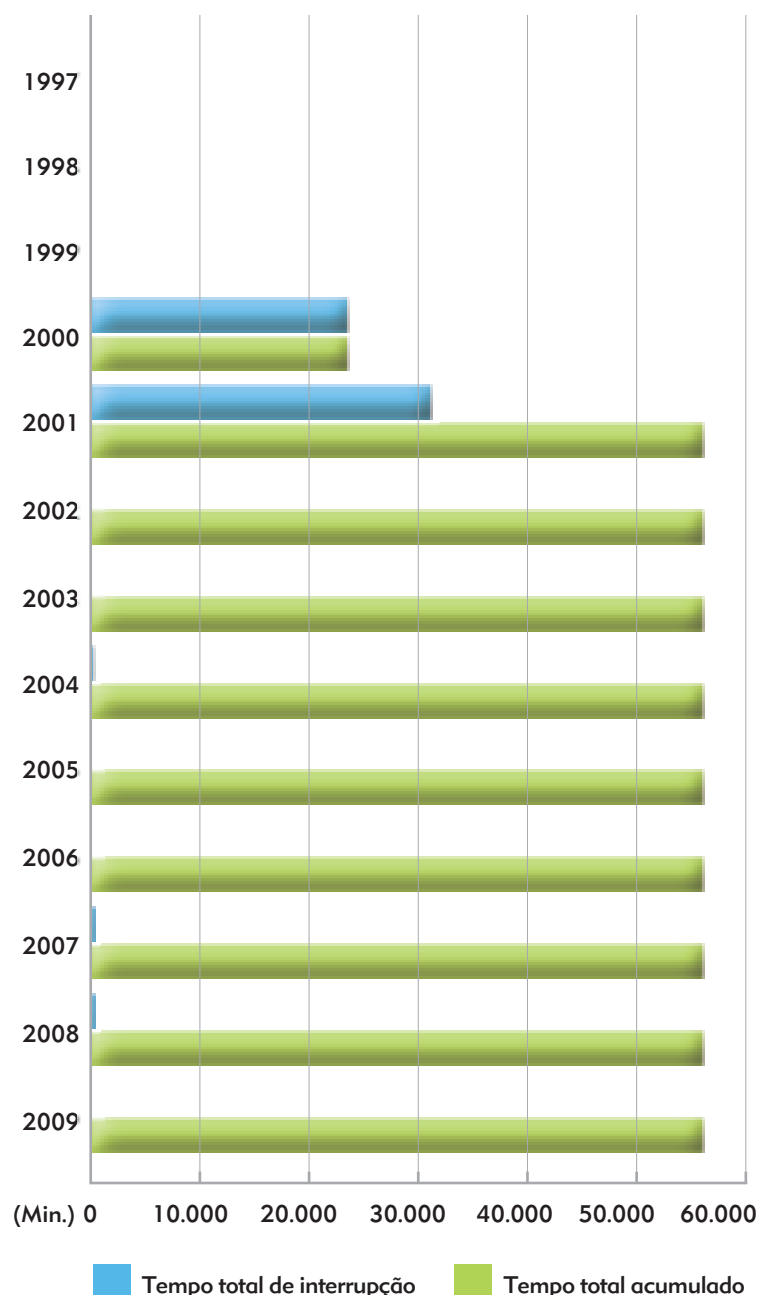
Em relação aos indicadores referentes às características do gás natural, verifica-se que todos se situaram dentro dos limites definidos no RQS.

Os valores históricos, anuais e acumulados, para as interrupções controláveis acidentais e programadas, desde o início da exploração da RNTGN, apresentam-se nas seguintes figuras:

### Interrupções controláveis acidentais



### Interrupções controláveis programadas



Não se registaram incidentes na infra-estrutura de transporte em alta pressão, mantendo-se o indicador acumulado de índice de incidentes com fuga não intencional de gás, publicado pelo *European Gas Pipeline Incident Data Group*, de que a REN Gasodutos é operadora integrante, igual a zero incidentes por 1.000 km de infra-estrutura exposta por ano. Finalmente, e tendo em vista a melhoria contínua do relacionamento com as suas partes interessadas, a REN procedeu à realização, durante o primeiro trimestre de 2009, dum *Estudo de avaliação da qualidade apercebida e da satisfação dos clientes do gás natural*.

Este foi o primeiro estudo de avaliação da satisfação dos clientes do gás natural, realizado no âmbito do novo modelo de negócio, após a separação da actividade de transporte e a incorporação desta actividade na REN. Os resultados deste estudo mostram que a satisfação média global é positiva (7,1 na escala de 1 a 10), e que os distribuidores são o segmento mais satisfeito com a prestação da REN (7,9).

pacote para o sector da energia da União Europeia, visando criar condições para desbloquear as dificuldades que persistem relativamente à criação de um mercado único europeu de energia. Em particular, o novo Regulamento N.º 715/2009 introduz a criação da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás (REORT para o gás, ou ENTSOG - *European Network Transmission System Operators - Gas*), definindo o seu papel no desenvolvimento e elaboração de códigos de rede para o Mercado Europeu de Gás, na preparação e publicação, de dois em dois anos, dum plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, bem como estabelecendo os meios para uma colaboração intensiva com os agentes de mercado e os organismos governamentais relevantes. A REORT-G foi fundada em 1 de Dezembro de 2009, com sede em Bruxelas. A REN Gasodutos, em representação de Portugal, integra o conjunto dos 31 membros fundadores, pertencentes a 21 dos actuais 27 estados membros da União Europeia.

## Cooperação internacional

Em 2009 prosseguiu a cooperação entre a REN e a Enagas - empresa encarregada de gerir o transporte de gás natural em alta pressão em Espanha - com o objectivo de coordenar os contributos dos dois gestores técnicos de sistema para a construção do Mibgás. Neste âmbito, foi actualizado o plano de entreaajuda operacional entre os dois gestores técnicos de sistema, que tinha sido elaborado em 2007 e revisto em 2008, nomeadamente no que se refere às capacidades de transporte disponíveis nos pontos de interligação internacionais.

No âmbito desta colaboração entre a REN e a Enagas para a construção do Mibgás, prosseguiram os estudos para avaliação do interesse e viabilidade duma nova interligação entre os sistemas gasistas português e espanhol, tendo em conta o aumento da segurança do abastecimento e um melhor funcionamento do mercado no espaço ibérico.

Ainda no âmbito das relações operacionais com a Enagas e com vista a dar resposta a orientações definidas pelo Grupo de Reguladores Europeus para a Electricidade e o Gás (ERGEG), inserido no plano de iniciativas para a zona Sul da Europa (SGRI), a REN Gasodutos estabeleceu também com a sua congénere espanhola um acordo de gestão conjunta das interligações internacionais de Badajoz/Campo Maior (IP39) e de Tuy/Valença do Minho.

A nível europeu, foi publicado em Julho de 2009 o conjunto de diplomas que constituem o terceiro



## Outros negócios

### Gestão de contratos de aquisição de energia (CAE) pela REN Trading

Os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não sujeitos a cessação antecipada em conformidade com o Decreto-Lei 172/2006 de 23 de Agosto, passaram a ser geridos, até ao seu termo, pela REN Trading, uma empresa detida a 100% pela REN - Redes Energéticas Nacionais.

Neste contexto, a REN Trading gere o CAE com a Tejo Energia, referente ao centro electroprodutor térmico do Pego (600 MW), e o CAE com a Turbogás, referente ao centro electroprodutor térmico da Tapada do Outeiro (990 MW). O objectivo da empresa é a maximização dos proveitos com a venda de energia e serviços de sistema em mercado e a minimização dos custos dos CAE, em conformidade com o Despacho n.º 11210/2008, da ERSE.

Em termos organizativos, a REN Trading tem três áreas operacionais: Gestão de Contratos, Comercialização e Desenvolvimento.

No âmbito da gestão dos CAE, a REN Trading comercializa a totalidade da energia e serviços de sistema das centrais do Pego e da Turbogás. O controlo diário de toda a informação relevante para a formação dos encargos e a validação da facturação envolvida é da responsabilidade da Gestão de Contratos, que também acompanha o mercado de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, fazendo a gestão das alocações e obrigações legais das centrais neste âmbito. Nesta actividade há também que acompanhar os mercados de combustíveis (carvão e gás natural) e seus indexantes, para além do Acordo de Gestão de Consumos de Gás Natural (AGC) estabelecido com a Galp Gás Natural.

Em 2009, prosseguiu o processo negocial para a revisão do AGC iniciado com a Galp Gás Natural em 2008. Esta negociação tem como objectivo a adaptação do contrato ao novo enquadramento legal do sector do gás natural e também a obtenção de melhores condições de aquisição de gás natural para a central da Turbogás. Atendendo à complexidade da negociação, não foi possível encerrar este processo em 2009, esperando-se que tal ocorra nos primeiros meses de 2010.

No âmbito da Gestão de Contratos, a actuação no mercado europeu de licenças de emissão (ETS - *Emissions Trading Scheme*) teve um grande crescimento em termos de volumes transaccionados, com uma maior participação nas bolsas Bluenext e Nord Pool e com a adesão à maior bolsa de negociação

de futuros/*forwards*, a ECX (*European Climate Exchange*). Cabe à REN Trading gerir as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e estabelecer uma estratégia de gestão do carbono para as duas centrais. Assim, estabeleceram-se novos contratos com entidades envolvidas no mercado de licenças de CO<sub>2</sub> tendo em vista a compra e venda de licenças, bem como a realização de operações de *swap* de EUA (*European Unit Allowances*) por CER (*Certified Emissions Reductions*).

Durante 2009, iniciou-se uma nova actividade no âmbito da Gestão de Contratos: a cobertura financeira das compras de carvão para a central do Pego. Neste âmbito, assinaram-se contratos ISDA com algumas entidades financeiras e iniciou-se a cobertura das posições para o quarto trimestre de 2009 e para 2010. A venda de energia eléctrica, desenvolvida pela área de Comercialização, é sobretudo efectuada no Mercado Ibérico de Electricidade através de ofertas de venda diárias no OMEL.

Para melhorar os resultados obtidos e como forma de diversificar o risco, a REN Trading participou nos diversos leilões CESUR realizados ao longo de 2009, tendo por este meio vendido energia em carga base e em período de ponta no primeiro, terceiro e quarto trimestres a preços bastante favoráveis relativamente ao mercado *spot* e, naturalmente, com resultados finais muito positivos. Para além disso, foram ainda tomadas posições de venda através de contratos financeiros, que também se revelaram positivas.

Em 2009, o mercado de Serviços de Sistema cresceu em Portugal. Neste mercado, o Gestor de Sistema contrata regulação secundária (telerregulação) e/ou regulação terciária (variação de carga em tempo real), ambos os serviços essenciais à correcta exploração técnica do sistema eléctrico.

Tratando-se duma empresa regulada, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) estabeleceu no seu Despacho n.º 11210/2008, de 8 de Abril, um conjunto de incentivos que definem métodos de partilha dos benefícios das actividades reguladas entre os consumidores de energia eléctrica e a empresa. Este despacho estabelece, no seu Anexo II, os valores anuais dos parâmetros a utilizar no cálculo dos incentivos.

A REN propôs a actualização de alguns desses parâmetros. Como não foi obtida qualquer resposta da ERSE em tempo útil para o cálculo dos incentivos deste ano, consideraram-se para 2009 os mesmos parâmetros do ano anterior.

O valor final do incentivo resulta da actuação nas diversas vertentes de actividade da empresa

relacionadas quer com a optimização das vendas da energia das centrais, quer com a minimização dos custos de aquisição de gás natural ou de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

Os resultados operacionais da empresa correspondem assim ao valor calculado para os incentivos definidos pela ERSE, que se identificam a seguir.

Incentivos regulatórios à REN Trading:

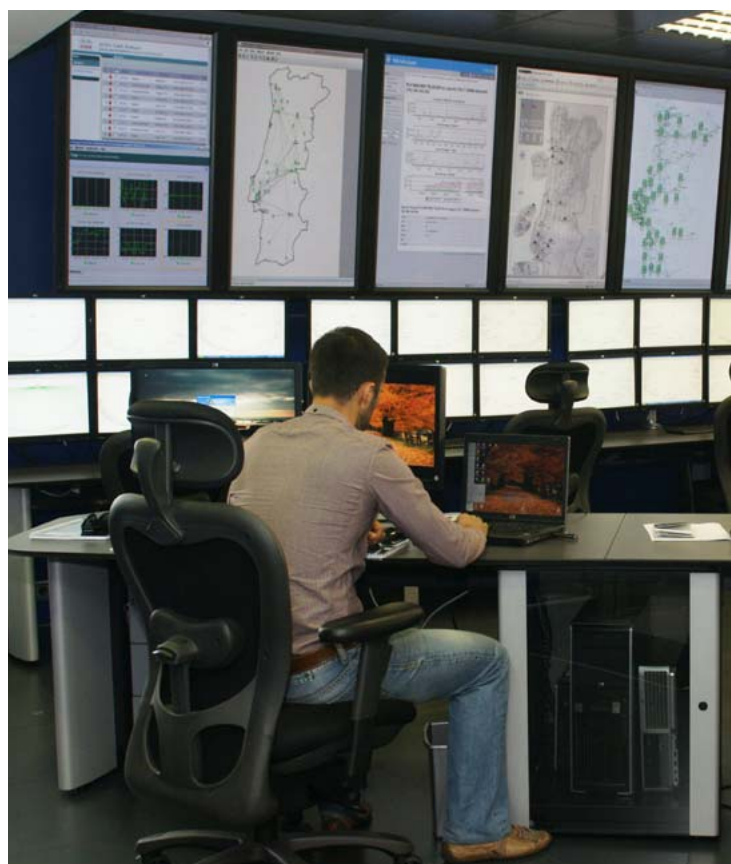
- 1 - Incentivo relativo à venda eficiente da produção da Turbogás em mercado;
- 2 - Incentivo relativo à compra eficiente de gás natural;
- 3 - Incentivo relativo à venda eficiente da produção do Pego em mercado;
- 4 - Incentivo relativo à gestão eficiente das licenças de emissão do CO<sub>2</sub>;
- 5 - Incentivo para a optimização das trocas (*swaps*) de EUA por CER no mercado de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

## Operador do Mercado Ibérico de Electricidade (OMIP)

Em 2009, foi decidido pelos governos de Portugal e Espanha acelerar a constituição do futuro Operador do Mercado Ibérico de Electricidade (OMI), tendo indicado para a sua presidência o Eng.º Carvalho Neto, o qual foi, ulteriormente, eleito Presidente do Conselho de Administração do OMIP.

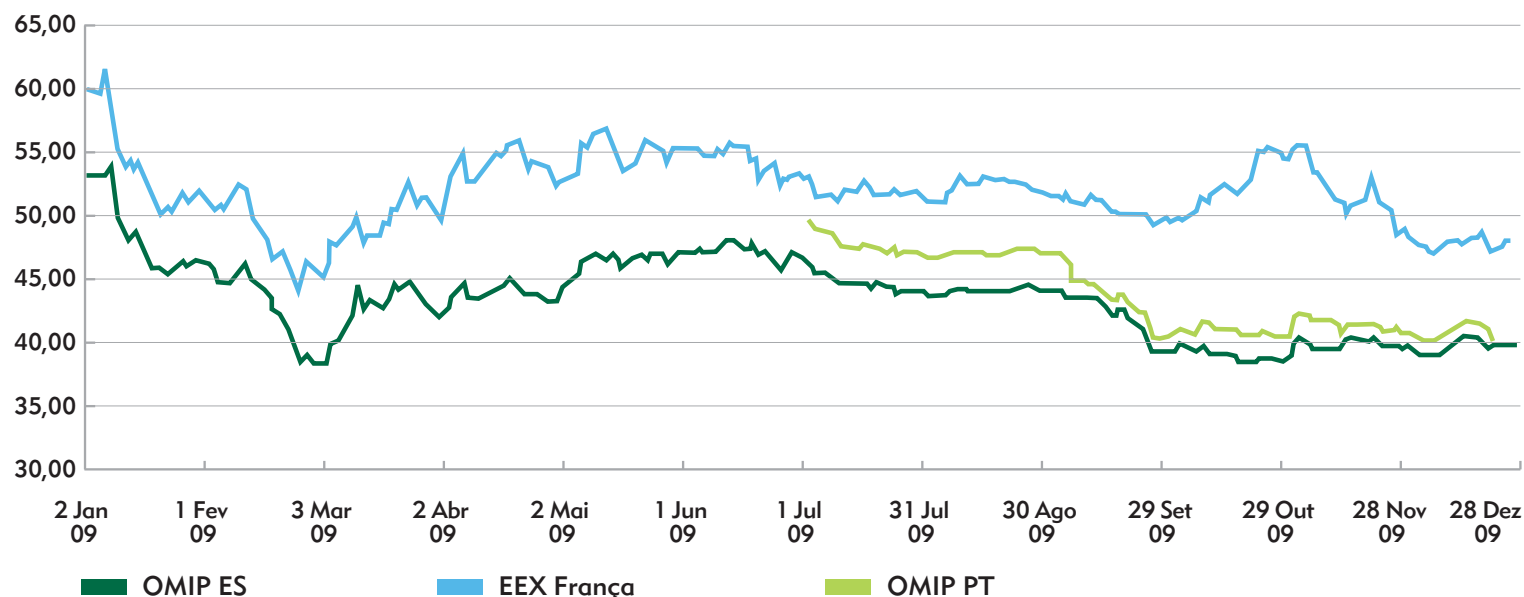
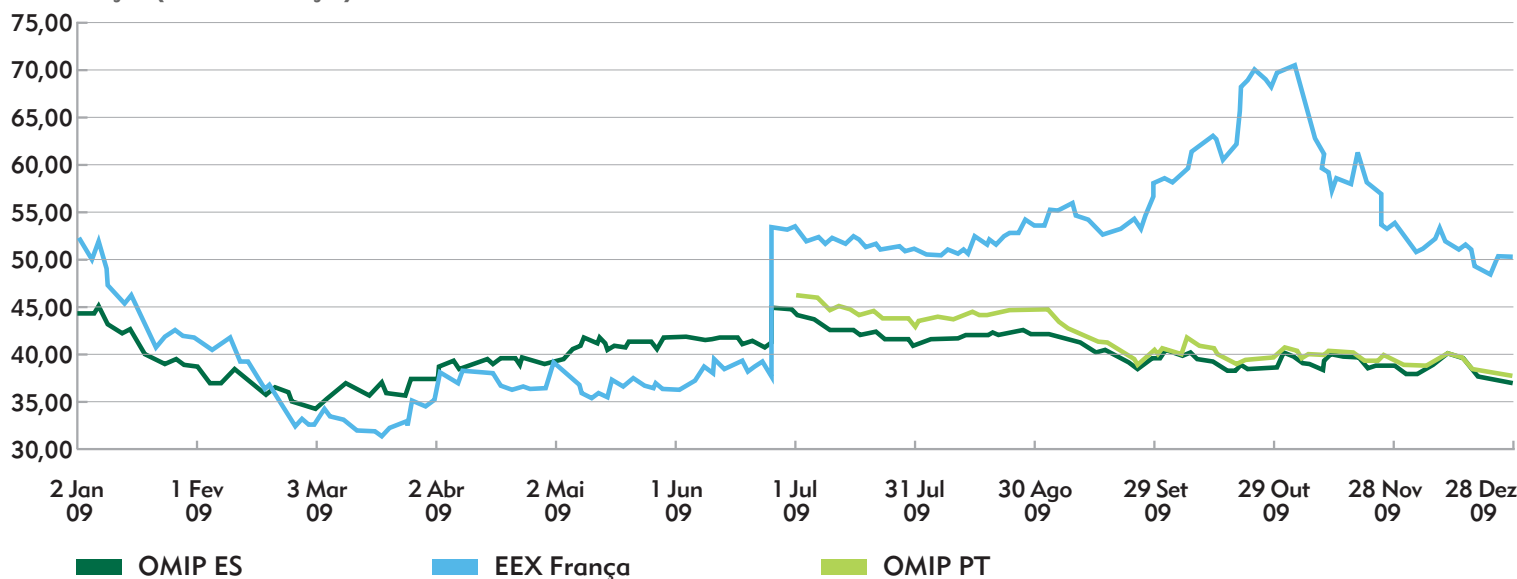
Durante o ano, foram desenvolvidos esforços para promover a liquidez no Mercado de Derivados do MIBEL. Os resultados obtidos traduziram uma evolução muito positiva da actividade, em volumes transaccionados, número de participantes e valor nocional transaccionado:

	2009	2008	Variação
Volume transaccionado (TWh)	51	32	59%
Valor nocional negociado (M€)	2.142	1.963	9%
Número de participantes	46	38	21%



Relativamente aos participantes, no final de 2009 tinham aderido ao Mercado de Derivados do MIBEL 46 entidades, nas diferentes modalidades de *Membro Negociador* (Conta Própria, Conta de Terceiros e Conta Própria e de Terceiros), *Membro Compensador* (Geral e Directo), *Agente de Liquidação Física* e *Agente de Liquidação Financeira*. O número de participantes no OMIP teve um aumento superior a 20% e a sua origem ganhou uma diversidade significativa: além da Espanha e de Portugal, o Reino Unido, a Suíça, a Alemanha, a Bélgica, a Noruega e os Estados Unidos. Quanto aos preços dos contratos negociados no mercado de derivados do MIBEL, verificou-se, com excepção dos meses de Outubro e Novembro, uma elevada correlação dos preços do OMIP (zonas portuguesa e espanhola) com os da sua congénere EEX-França, de que são exemplos os preços dos contratos anuais e trimestrais, cuja evolução se apresenta nas figuras seguintes. Salienta-se, ainda, o facto de os preços no MIBEL terem sido sempre inferiores aos verificados em França no contrato Ano-2010, tendo a diferença entre os preços respectivos da zona espanhola do MIBEL e de França atingido o valor de 16,99€.



Preços do contrato *Ano - 2010* em Portugal\* (OMIP PT), Espanha (OMIP ES) e França (EEX França)Preços dos contratos *Trimestre seguinte* em Portugal\* (OMIP PT), Espanha (OMIP ES) e França (EEX França)

\*Lançamento de contratos de futuros para a zona portuguesa do MIBEL em 1 de Julho de 2009

Estes resultados deveram-se em grande medida à estratégia de reforço do mercado de derivados do MIBEL e à diversificação dos produtos e serviços. Neste contexto, destacam-se os seguintes projectos e iniciativas:

- acções de *marketing* com o objectivo de promover o OMIP e a OMIClear como operadores de referência no âmbito dos produtos a prazo do MIBEL;
- lançamento de contratos de futuros para a zona portuguesa do MIBEL, assim como de *swaps* e *forwards*

para a zona espanhola do MIBEL;

- promoção de *market makers* no OMIP, que resultou na adesão do Deutsche Bank e do Citigroup, que vieram juntar-se à EGL Espanha;
- criação duma grelha competitiva de comissões de negociação, de compensação e de registo das operações bilaterais;
- migração do sistema de liquidação da OMIClear para o sistema Target 2, o que deu uma maior robustez ao sistema de pagamentos da câmara de compensação;
- realização de leilões de aquisição de gás natural

pela REN Armazenagem para enchimento (*cushion gas*) de uma caverna no Carriço e venda de gás natural (*gas release*) pela Galp Gás Natural no âmbito da liberalização do mercado em Portugal;

- especificação e desenvolvimento dum sistema informático de apoio ao processo de mudança de comercializador no sector do gás natural, no âmbito dum contrato estabelecido com a REN Gasodutos;
- especificação e desenvolvimento duma plataforma para a realização de leilões do tipo “relógio ascendente e descendente”, sobre a qual foi realizado o leilão de venda de gás natural da Galp Gás Natural;
- início do processo de substituição das plataformas de negociação e de compensação cujos contratos terminam em Junho de 2010.

Para o exercício de 2010 perspectivam-se várias iniciativas importantes.

Com a recente publicação em Espanha das alterações ao Acordo Internacional que criou o MIBEL, prevê-se a concretização do Operador do Mercado Ibérico (OMI). Deste modo, a integração entre os dois operadores ibéricos poderá ser efectuada com êxito já em 2010, o que irá influenciar positivamente o desenvolvimento do mercado eléctrico na Península Ibérica.

No Plano de Negócios do OMIP e da OMIClear para 2010 estão previstas iniciativas para promover o aumento da liquidez no mercado de futuros, acções de *marketing* para captação de novos participantes, designadamente novos *market makers*, bem como o lançamento de novos produtos. Ao mesmo tempo, espera-se que a entrada em serviço das novas plataformas tecnológicas de negociação e de compensação contribuam para os objectivos de crescimento das duas sociedades através da satisfação das expectativas dos seus membros.

Finalmente, o OMIP e a OMIClear irão dar seguimento à sua estratégia de diversificação das respectivas carteiras de produtos e serviços nos sectores da energia.

## RENTELECOM

O Grupo REN está presente no negócio das telecomunicações através da RENTELECOM. Esta empresa, criada inicialmente para rentabilizar a capacidade excedentária da rede de telecomunicações de segurança da REN - Rede Eléctrica Nacional, estendeu a sua actividade às restantes empresas do Grupo, particularmente à REN Gasodutos.

A RENTELECOM centra a sua actividade empresarial na comercialização, gestão e manutenção de redes e sistemas de telecomunicações e na oferta de serviços de voz, dados, aluguer de circuitos de transmissão,

aluguer de espaços, *housing* e cedência de utilização de fibra óptica escura, no âmbito das Telecomunicações e dos Sistemas de Informação.

O ano de 2009 caracterizou-se pelo desenvolvimento da actividade comercial através de um esforço suplementar centrado na oferta de serviços aos sectores energético e dos sistemas de informação, mercados privilegiados pela RENTELECOM. Esta linha de orientação contribuiu para o aumento das vendas de 2009, sendo de destacar o crescimento dos serviços de SRPV (Serviço de Redes Privativas de Voz), de dados e de sistemas de telecomunicações e de manutenção a promotores/parques eólicos. O crescimento de 277% nas vendas deveu-se aos contratos chave na mão no âmbito do SRPV. No aluguer de circuitos, a facturação aumentou 22% em relação a 2008, em linha com a tendência de crescimento iniciada em 2007. No aluguer de fibra óptica escura, a facturação aumentou 12% em relação a 2008.

Nas receitas provenientes do serviço de aluguer de espaços, composto por *housing*, torres/antenas e áreas/contentores, verificou-se um ligeiro decréscimo relativamente a 2008, uma vez que nesse ano foram realizadas receitas extraordinárias resultantes de regularizações pendentes de anos precedentes. Estima-se que as encomendas recebidas no final de 2009 para os serviços de *housing* venham a inverter esta evolução, perspectivando-se para 2010 um crescimento de cerca de 500% neste segmento. Apesar das dificuldades sentidas no sector, prevê-se para 2010 um crescimento sustentado da actividade da RENTELECOM, em linha com o verificado nos últimos anos.

A RENTELECOM foi auditada pela APCER em Dezembro de 2009 tendo em vista a Certificação do Sistema Integrado de Gestão, Qualidade, Ambiente e Segurança, de acordo com as normas NP EN ISO 9001, NP EN ISO 14001 e OHSAS 18001, contribuindo, desse modo, para os elevados níveis de qualidade da sua carteira de serviços.

A RENTELECOM dispõe de recursos essenciais ao desenvolvimento das telecomunicações - infra-estruturas, capacidade de transporte, elevada disponibilidade e dispersão geográfica - pelo que em 2010 continuará a apostar, de forma focada e criteriosa, nos sectores empresariais mais exigentes, tais como o da energia, o dos operadores de telecomunicações e o dos prestadores de serviço de IT, através da prestação de serviços associados à sua capacidade excedentária de rede de telecomunicações de segurança e outros serviços de valor acrescentado no sector das telecomunicações.

# Regulação



# Electricidade

## Activos regulados de electricidade

O Grupo REN exerce no sector eléctrico três actividades reguladas:

- Gestão Global do Sistema;
- Transporte de Energia Eléctrica; e
- Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, que consiste na actividade de *trading*, no âmbito do MIBEL, da produção proveniente dos Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica (CAE) não cessados, através da REN *Trading*.

As duas primeiras actividades são remuneradas por duas tarifas reguladas: a tarifa de *Uso Global do Sistema (UGS)* e a tarifa de *Uso da Rede de Transporte (URT)*. Os proveitos da terceira actividade são essencialmente provenientes da venda em mercado da produção dos CAE não cessados, reflectindo a tarifa UGS a diferença, positiva ou negativa, entre o proveito daquela venda em mercado e o custo correspondente no quadro dos CAE. As duas tarifas acima referidas são fixadas anualmente pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) com base em dados previsionais energéticos e económicos, respeitantes nomeadamente à procura, custos, proveitos e investimentos, e decorrem de um modelo de regulação económica baseado em custos aceites e na aplicação de uma taxa de remuneração aos activos fixos em exploração afectos a cada actividade, líquidos de subsídios. Sobre este modelo, foram introduzidos, no início de 2009, alguns mecanismos de incentivo.

Em Dezembro de 2008 foi publicado pela ERSE um novo Regulamento Tarifário (RT) que introduziu na actividade de Transporte de Energia Eléctrica, com efeitos a partir de Janeiro de 2009, incentivos ao investimento, à redução de custos de operação e manutenção, à disponibilidade da rede e à manutenção de activos em fim de vida útil.

O incentivo ao investimento consiste na introdução de custos de referência para a valorização do novo investimento. A remuneração deste investimento a custos de referência é realizada por intermédio duma taxa de remuneração superior à taxa de remuneração dos restantes activos.

Apesar de o tratamento de alguns custos continuar a ser de *pass through*, como é o caso dos custos ambientais e de outros custos decorrentes de alterações legislativas, a grande parte dos custos de operação e manutenção (OPEX) ficam sujeitos a uma abordagem do tipo *revenue cap*.

Estes custos evoluirão nos anos seguintes com base na taxa de variação do Índice de Preços implícito no Produto Interno Bruto, deduzida duma meta de eficiência determinada pela ERSE, que para o triénio regulatório em curso é de 0,5%, e acrescidos do aumento de OPEX decorrente do crescimento anual da rede de transporte (em quilómetros de linhas e em número de painéis nas subestações), calculado com os correspondentes custos incrementais, também fixados pela ERSE.

O incentivo à manutenção do equipamento em fim de vida útil pretende estimular a continuidade em serviço de activos que ainda apresentem condições técnicas de funcionamento, mas que já se encontrem em final de vida útil económica. Para 2009, o valor deste incentivo foi de 1,96M€. No entanto, por determinação da ERSE, o montante relativo a 2009 apenas será incluído nos proveitos tarifários de 2010.

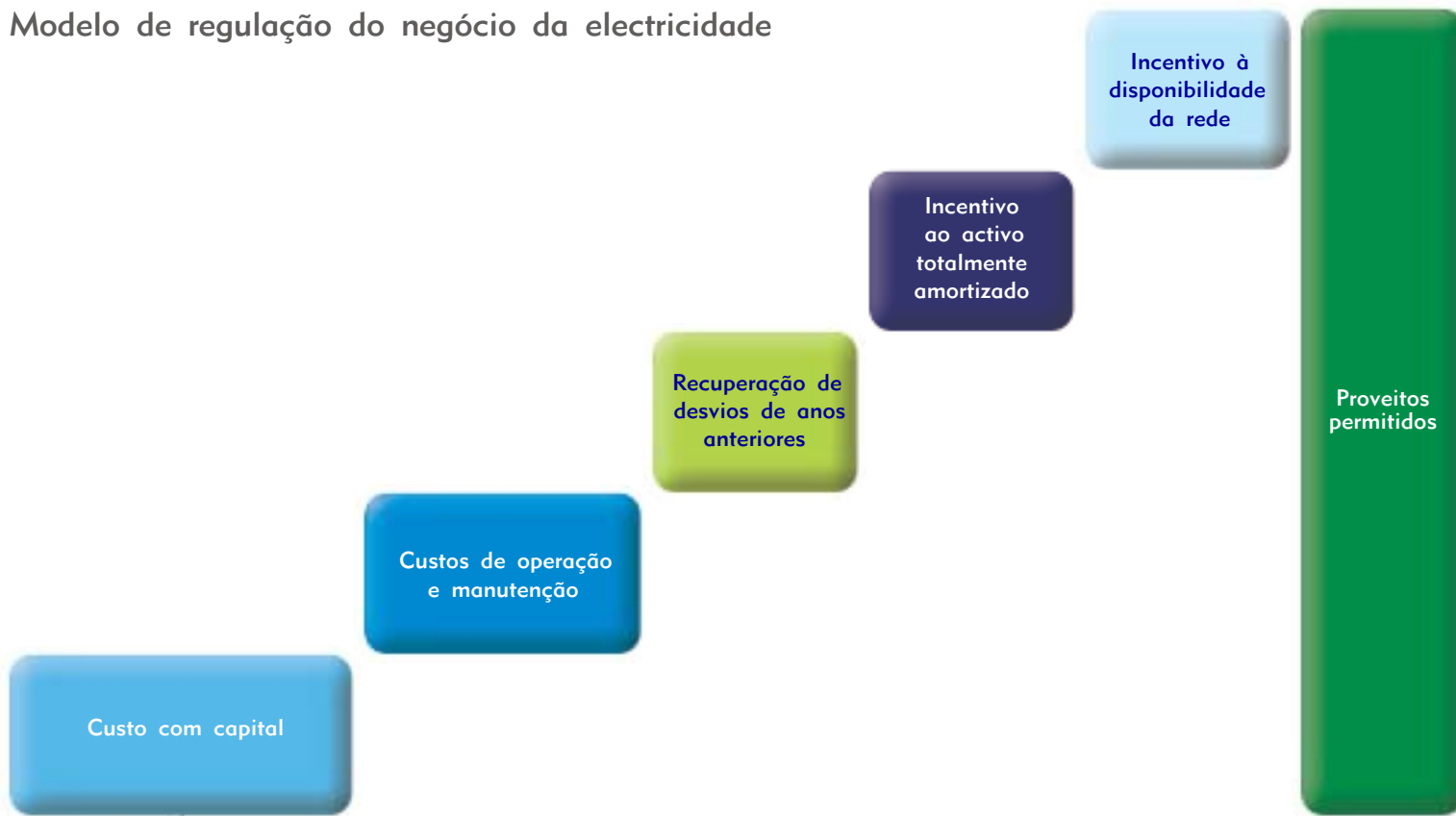
O incentivo ao aumento da disponibilidade da Rede Nacional de Transporte de electricidade, que também se aplica a partir de 2009, tem como objectivo promover a eficiência da operação e manutenção da infra-estrutura de rede. No entanto, é contabilizado com um diferimento de dois anos, o que significa que o incentivo relativo a 2009 apenas se reflectirá nos resultados de 2011.

As tarifas fixadas pela ERSE reflectem ainda desvios tarifários que, dois anos depois, reconciliam (na medida em que sejam justificáveis e aceites pela ERSE) valores previstos e ocorridos de custos e proveitos.

De seguida apresentam-se os vários constituintes dos proveitos permitidos de actividade de Transporte de Energia Eléctrica.



## Modelo de regulação do negócio da electricidade



(1) Taxa de remuneração = obrigações do tesouro a 10 anos (calculado com base na média das rendibilidades diárias das OT a 10 anos no período compreendido entre 1 de Setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1 acrescida de 300p.b. para os activos valorizados a custos reais e com um prémio adicional de 150 p.b. para os novos investimentos valorizados a preços de referência.  
 (2) Índice de preços implícito no PIB.  
 (3) Spread: 0,5% (2007 e 2008), 1,0% (2009).

O mecanismo de optimização da gestão dos CAE e das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, previsto desde meados de 2007 para incentivar as acções de *trading* do Agente Comercial, repartindo os ganhos da correspondente optimização entre os consumidores e a empresa, veio a ser regulamentado e parametrizado pela ERSE no final do primeiro trimestre de 2008. De acordo com a actual parametrização do mecanismo, poderão ser obtidos ganhos anuais para a empresa próximos dos 5 milhões de euros.

## Remuneração dos activos regulados de electricidade

A base de activos regulados (RAB) da electricidade compreende o activo líquido de subsídios afecto às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema. O RAB é determinado de acordo com as regras da contabilidade regulada, baseada em custos históricos. Para efeitos de cálculo da remuneração, a ERSE utiliza a média aritmética dos valores do RAB no início e no final de cada ano. Para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica, o novo Regulamento Tarifário contempla, com efeitos a partir do início de 2009, um mecanismo de incentivo à eficiência no investimento que prevê a valorização deste a *preços de referência*. Assim, a partir de 2009, passam a existir duas bases distintas de activos regulatórios: o RAB valorizado a custos aceites e o RAB valorizado a *custos de referência*. Em 2009, a REN e a ERSE acordaram na adjudicação a um consultor do estudo para a determinação dos "custos de referência", trabalho que foi concluído durante o mês de Agosto. Aguarda-se que a ERSE publique os "custos de referência" regulamentarmente previstos. Transitoriamente, a REN e a ERSE têm considerado como estimativa do valor do RAB a "custos de referência" os correspondentes encargos contabilísticos. Em 2009, o RAB médio entrado em exploração até ao final de 2008 a custos aceites era de 1.257M€ e o RAB médio a custos de referência, entrado em exploração a partir do início de 2009, 141M€. Neste contexto, também as taxas de remuneração passaram a ser duas e a regra de fixação destas consiste na soma à rendibilidade das Obrigações do Tesouro a 10 anos de um *spread* de 300 pontos base a aplicar aos activos em exploração valorizados a custos reais e um prémio adicional de 150 pontos base para os novos investimentos valorizados a preços de referência, o que, para 2009, em termos nominais e antes de impostos, correspondeu a

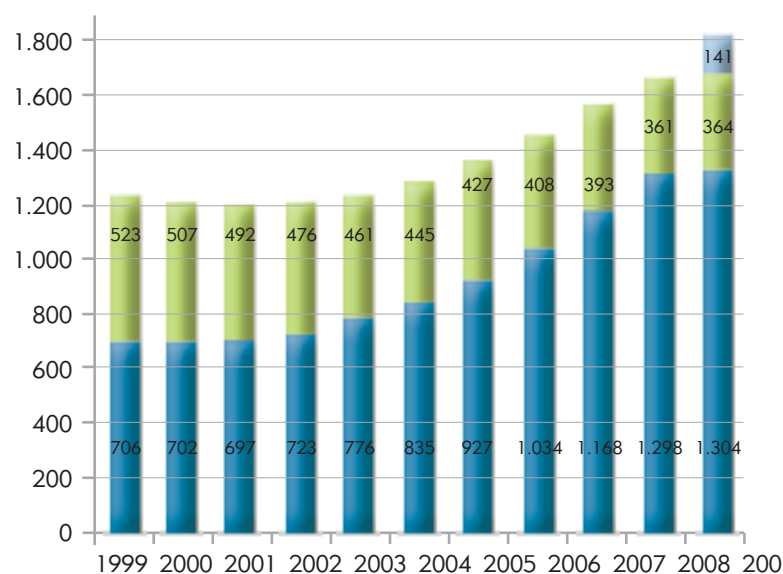
7,55% e a 9,05%, respectivamente.

Na actividade da Gestão Global do Sistema, o princípio de valorização do RAB está assente numa base de custos reais, sendo nestes casos aplicada a taxa de remuneração de 7,55%. O RAB médio da actividade da Gestão Global do Sistema era, em 2009, de 47 M€. Ao activo afecto a esta actividade pertencem ainda os terrenos do domínio público hídrico cuja remuneração é dada pela taxa de inflação do mês de Setembro do ano anterior, conforme a Portaria n.º 481/2007 de 19 de Abril. Em 2009, o RAB médio dos terrenos do domínio público hídrico foi de 364 M€ e a taxa de remuneração foi de 2,9%.

O gráfico seguinte apresenta o valor do RAB para três diferentes grupos de activos:

### Evolução RAB desde 1999 até 2009

Em Milhões de Euros



- RAB actividades eléctricas (excluindo terrenos)
- RAB terrenos de centrais
- RAB activo em exploração a partir do início de 2009 ainda valorizado a custo de aquisição

## Estabilidade dos proveitos – Proveitos permitidos

No final de 2009, o saldo dos desvios tarifários para o conjunto das três actividades reguladas desenvolvidas pela REN no sector eléctrico era de 108,5 M€.

O saldo das contas de desvios tarifários relativo às actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema era de -8,5 M€.

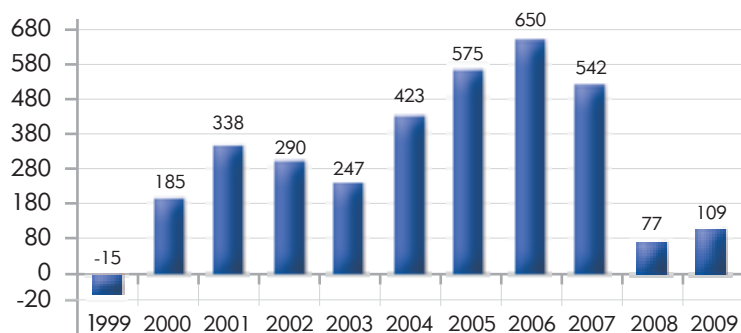
Relativamente a anos anteriores, o valor do saldo acumulado do desvio tarifário para estas duas actividades baixou devido à introdução de uma nova regra de aceitação dos custos de interruptibilidade (estes custos passaram a ser incluídos nas tarifas de cada ano, com base em previsões).

O saldo da conta de desvios tarifários da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica cresceu consideravelmente em 2009, atingindo 117,0M€ no final de 2009. A principal razão para a dimensão deste desvio foi o facto de as tarifas terem previsto um preço de mercado bastante mais elevado do que aquele que se verificou na realidade.

O gráfico seguinte apresenta a evolução do saldo das contas de desvios tarifários no final de cada ano, para o período entre 1999 e 2009:

### Saldo de contas de balanço de desvios tarifários no final de cada ano

Milhões de Euros



O saldo do desvio tarifário de 2009 foi, tal como em 2008, relativamente mais baixo do que o saldo de outros anos. Esta redução deve-se, em grande medida, à cessação da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica que, devido à dificuldade de previsão dos preços de combustíveis, justificava sempre uma grande parte do desvio tarifário.

## Gás natural

### Activos regulados de gás natural

As infra-estruturas da REN no sector do gás natural são exploradas por três empresas:

- REN Gasodutos – rede de transporte em alta pressão;
- REN Armazenagem – armazenamento subterrâneo;
- REN Atlântico – terminal de recepção e regaseificação de GNL.

Estas infra-estruturas logísticas são fundamentais essenciais para o funcionamento do mercado e para o fomento das trocas comerciais de gás natural entre agentes de mercado, satisfazendo a procura de capacidade e a movimentação de gás natural.

A rede de alta pressão constitui uma plataforma de rotação logística entre as fontes de abastecimento do país, as duas interligações com a rede espanhola por gasoduto, o Terminal de Sines e as infra-estruturas de armazenamento subterrâneo, assegurando o abastecimento de gás natural às redes de distribuição, centrais de produção de energia eléctrica e indústrias directamente ligadas à alta pressão, independentemente da sua proveniência. As infra-estruturas de gás natural da REN têm assim um papel essencial na gestão dos riscos de abastecimento incorridos pelos agentes de mercado, em particular, pelos comercializadores.

No quadro legal e regulamentar, trata-se de infra-estruturas de acesso regulado. O *Decreto-Lei 30/2006* e o *Decreto-lei 140/2006* enquadram juridicamente o exercício das actividades reguladas destas empresas, que celebraram com o Estado português um Contrato de Concessão de Serviço Público por um período de 40 anos a partir da data de assinatura no final de 2006. Em particular, a REN Gasodutos tem a exclusividade do transporte de gás natural em território continental. No âmbito das actividades desenvolvidas, cabe à REN Gasodutos o papel de Gestor Técnico Global do SNGN e, desde o início de 2009, por imposição regulamentar, o de Gestor do Processo de Mudança de Comercializador, enquanto não for criado o quadro legal para um Operador Logístico de mudança de comercializador. No actual quadro legal e regulamentar, as empresas de gás natural da REN desenvolvem a sua actividade num contexto regulado pela legislação em vigor, pelos Contratos de Concessão de Serviço Público, pela regulamentação técnica emitida pela Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e pela regulamentação económica publicada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Antecipando a evolução regulamentar a nível europeu, em particular na sequência da publicação da terceira directiva IGM 2009/73/EC, as empresas reguladas da REN no mercado do gás natural reflectem já a total independência jurídica de decisão e de propriedade, estando preparadas para a entrada em vigor da directiva em 3 de Março de 2011.

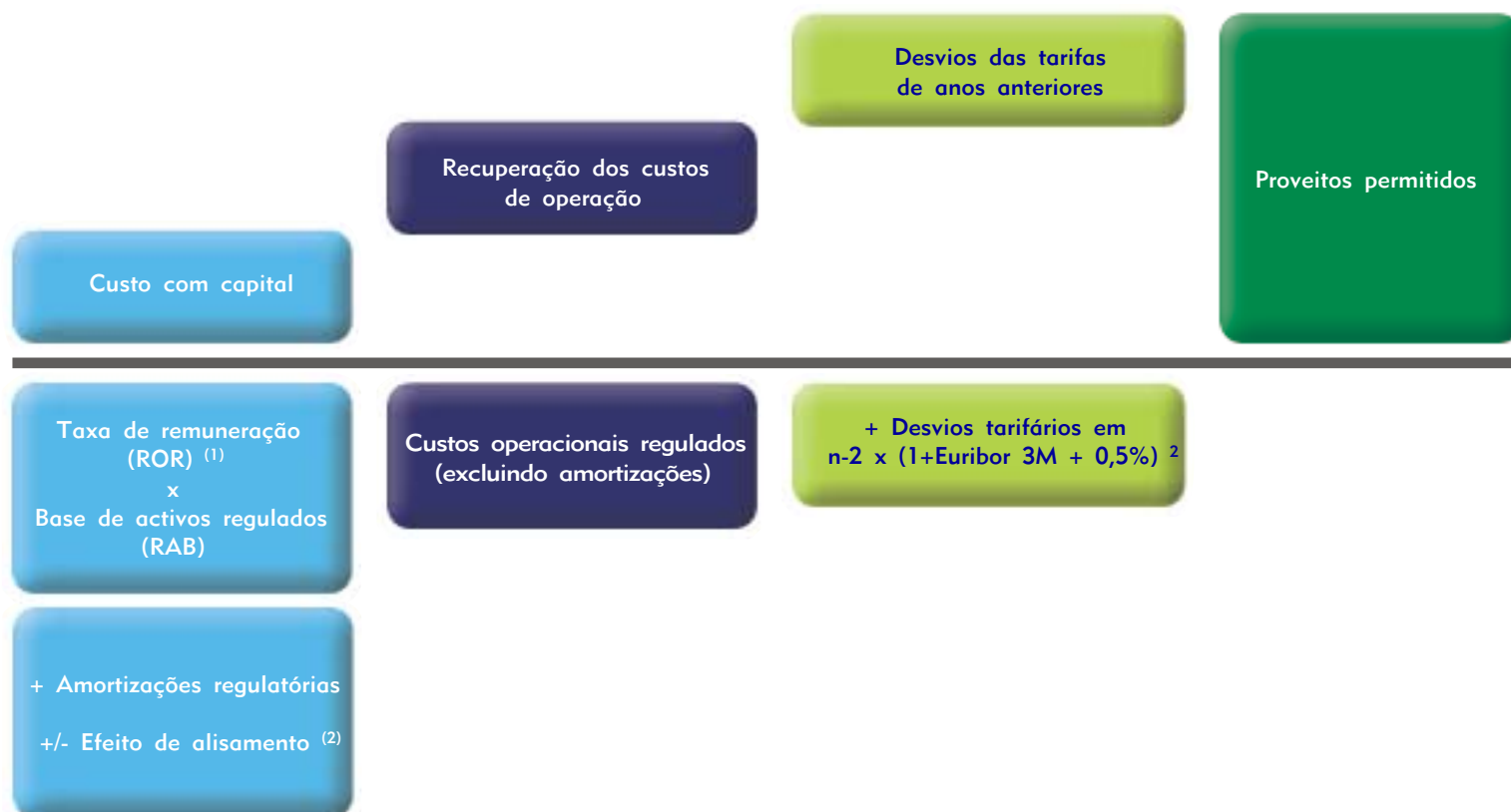
Após a conclusão em 2008 da publicação da totalidade dos regulamentos e disposições complementares, o ano de 2009 foi de estabilidade regulamentar, com apenas alguns regulamentos republicados para incorporar ajustes de pormenor. Foram igualmente publicadas em 2009 as primeiras regras de resolução de congestionamentos para o armazenamento subterrâneo. Durante 2009, a ERSE colocou em discussão pública uma proposta de revisão regulamentar. Os regulamentos actualmente em vigor foram publicados em Setembro de 2006, pelo que a proposta de revisão resultou do balanço dos primeiros dois anos e meio de actividade numa altura em que se aproxima – em Julho de 2010 – o fim do actual período regulatório de três anos aplicável às infra-estruturas de alta pressão. Entre as medidas propostas, destacam-se o fim do alisamento de proveitos da REN Gasodutos e a sua limitação a um período de transição de sete anos

para a REN Atlântico, bem como o fim da informação financeira na base do Ano Gás como ano de referência para o cálculo de proveitos e tarifas. Na sequência da discussão pública, a ERSE procederá à publicação dos novos regulamentos, o que se espera venha a decorrer no início de 2010. O teor destes regulamentos dependerá exclusivamente da entidade reguladora e poderá ou não reflectir as propostas apresentadas.

## Remuneração dos activos regulados de gás natural

A base de activos regulados (RAB) incorpora o valor dos activos regulamentarmente reconhecidos para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos. Esta base de activos reflecte os investimentos que têm vindo a ser realizados, nomeadamente para aumentar a capacidade das infra-estruturas existentes.

### Modelo de regulação do negócio do gás natural



(1) 8% até 30 de Junho de 2010.

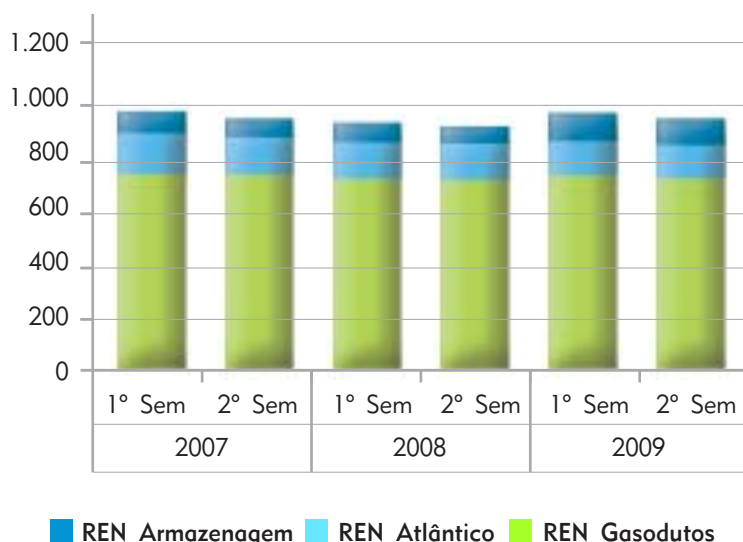
(2) Custo com capital alisado do ano: Tarifa alisada x Quantidade do ano. Tarifa alisada: Ratio que divide o "valor actual" do custo com capital futuro, até ao fim da concessão, calculado com uma taxa de actualização igual a ROR, pelo "valor actual" das quantidades durante o mesmo período, utilizando a "taxa de actualização de quantidades" definida (ambas as taxas são definidas pela ERSE).



Entre os investimentos mais significativos contam-se o projecto da REN Atlântico para ampliação da capacidade do terminal de GNL com conclusão estimada em 2012, e o aumento de 65% da capacidade de armazenamento subterrâneo da REN Armazenagem com a entrada em serviço de mais uma cavidade para armazenamento de gás natural, o que contribuirá para um aumento significativo da capacidade das infra-estruturas da REN. O RAB das empresas de gás natural teve a seguinte evolução até ao final de 2009:

## RAB

Em Milhões de Euros



Salienta-se o investimento que permitiu reforçar a capacidade de armazenamento sujeita a frequentes congestionamentos, bem como o início dos trabalhos para o aumento da capacidade de armazenamento de GNL e de emissão do Terminal de Sines, que permitirá maior flexibilidade nas programações e na recepção de navios, o que permitirá que mais utilizadores recorram aos seus serviços e que o armazenamento e emissão se adaptem às suas necessidades, sem interferências significativas entre si. A evolução do RAB comprova o esforço de investimento da REN para acomodar a política energética do concedente, promovendo a concorrência, a competitividade das infra-estruturas e a segurança de abastecimento. Estão em estudo outras medidas para incentivar o desenvolvimento do mercado gasista em Portugal, em linha com a criação futura do MIBGÁS e com as necessidades crescentes dum mercado que pode ainda considerar-se emergente.

## Estabilidade dos proveitos – Proveitos permitidos

A remuneração das empresas da REN com actividades reguladas no sector do gás natural é determinada no Regulamento Tarifário pela definição dos proveitos permitidos, sendo o período de regulação de três anos, com estabilização dos parâmetros nesse período e revisão anual de tarifas em função das estimativas de quantidades do regulador.

Estes proveitos decorrem essencialmente duma regulação por *custo de serviço*, que remunera os activos fixos a uma taxa definida pela entidade reguladora para cada período de regulação. Os custos operacionais reconhecidos são igualmente incluídos nas tarifas.

Sendo os proveitos permitidos predominantemente decorrentes da taxa de remuneração do RAB (Custo de capital), aqueles estão associados à sua evolução e à fixação da taxa de remuneração permitida, *rate of return*. Dado que esta última é fixada para cada triénio, a estabilidade dos proveitos decorre da própria evolução do RAB, que se reduz por efeito das amortizações e aumenta por efeito do investimento. Releva-se a evolução positiva do RAB conjunto das empresas da REN ligadas ao gás natural, decorrente da concretização de investimentos necessários ao aumento de capacidade num mercado como o português, em que o consumo tem crescido acima da média de países europeus próximos, mesmo em períodos de crise económica como em 2009.

As actividades reguladas exercidas pela REN Gasodutos são o transporte de gás natural em alta pressão e a gestão técnica global do SNGN, sendo a primeira remunerada pela tarifa *URT* (uso da rede de transporte) e a segunda pela tarifa *UGS* (uso global do sistema).

O armazenamento é explorado pela REN Armazenagem, aplicando-se uma tarifa *UAS* (Uso do Armazenamento Subterrâneo), proporcional à energia armazenada em cada dia e aos volumes diários injectados e extraídos.

A REN Atlântico exerce a actividade de recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, que é remunerada através da tarifa *UTRAR* (Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação), que inclui preços de capacidade de regaseificação utilizada e energia processada e armazenamento usado em cada dia. Os camiões cisterna possuem para cada carga uma tarifa específica. Nos termos previstos no Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou, em Junho de 2009, as *Tarifas e*

*Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2009-2010* com base nos parâmetros de regulação publicados em 2007 para o período de regulação 2007-2008 a 2009-2010, que definem os proveitos permitidos a cada uma das actividades reguladas bem como os preços para as tarifas praticadas.

Os custos em capital permitidos decorrem da aplicação dum processo de alisamento a partir duma fórmula publicada pela entidade reguladora e que consiste, em termos muito sumários, em dividir o valor actual dos proveitos futuros até ao fim da concessão, pelo somatório das quantidades no mesmo período, actualizadas a uma taxa de desconto definida pela entidade reguladora.

O processo de recuperação dos proveitos através de tarifas implica o seu cálculo com base em valores estimados das variáveis tarifárias, o que conduz a desvios sistemáticos por ser impossível prever com exactidão a intensidade de uso utilizada na estimativa das variáveis tarifárias.

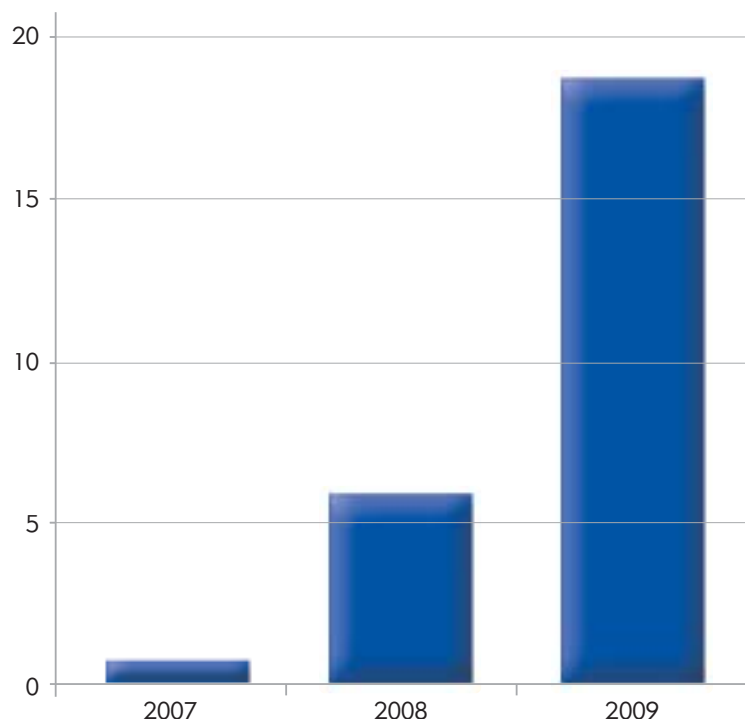
Os desvios são recuperados dois anos depois de ocorrerem, sendo esse valor remunerado a uma taxa regulada igual à Euribor a 3 meses mais 50 pontos base.

A evolução dos desvios tarifários foi a seguinte:



### Saldo das contas de balanço de desvios tarifários no final de cada ano

Em Milhões de Euros



# Análise económica e financeira



## Análise dos resultados de 2009

O resultado líquido recorrente da REN em 2009 teve um crescimento importante, devido essencialmente à expansão da base de activos regulados. Esta expansão reflecte, por seu turno, o esforço de investimento que a empresa tem vindo a desenvolver, e que se traduz em valores elevados de novos activos colocados em exploração, o que teve um impacto directo no EBITDA recorrente, que aumentou 16,1% em relação ao do anterior.

Apesar da aceleração do investimento, que se traduziu num acréscimo de dívida, os resultados financeiros não se deterioraram, em consequência da descida das taxas de juro. Deste modo, o resultado da função financeira em 2009 manteve-se ao nível de 2008.

Assim, da conjugação da forte expansão dos resultados operacionais recorrentes com a manutenção do nível dos resultados financeiros resultou uma melhoria significativa do resultado líquido recorrente, que aumentou 14,1% em relação a 2008.

O resultado líquido contabilístico (IFRS) teve um crescimento significativamente inferior ao recorrente, o que se deveu ao efeito das rubricas não recorrentes, que em 2009 foram de +25,8 M€ e em 2008 de +32,6 M€. Assim, o resultado líquido de 2009 foi de 134,0 M€, mais 5,2% do que em 2008. Em 2009, o impacto das rubricas não recorrentes deveu-se às seguintes correcções de procedimentos contabilísticos decididas pela REN com o acordo do novo auditor externo do Grupo:

- A Empresa passou a proceder ao reconhecimento dos desvios tarifários em proveitos e custos no momento em que são originados – por oposição ao critério do momento em que são reflectidos na tarifa - ao abrigo do conceito de alterações de estimativas contabilísticas preconizado na IAS 8.
- O período de vida útil aplicável às amortizações de linhas e subestações eléctricas passou a ser idêntico ao que é utilizado para efeitos regulatórios (e que corresponde ao critério POC), ou seja, 30 anos, cumprindo-se assim um dos requisitos do novo normativo nacional (SNC), que obriga à adopção de um critério único de amortização já a partir de 2010.
- Anulação da provisão de 22,8 M€ que estava constituída relativamente à venda do Pego.

Se o critério do período de vida útil aplicável às amortizações de linhas e subestações eléctricas tivesse sido aplicado em 2008, o resultado líquido recorrente teria tido um crescimento de 22%.

O quadro seguinte compara a variação de diversos níveis de resultados entre 2008 e 2009:

### Variação Resultados

em Milhões de Euros

	Jan-Dez.08	Jan-Dez.09	Var. %
EBITDA recorrente	322,3	374,1	16,1%
Resultado financeiro	-65,0	-64,5	-0,8%
Resultado antes de impostos	171,9	184,9	7,6%
Resultado líquido	127,4	134,0	5,2%
Resultado líquido recorrente	94,8	108,2	14,1%





## Análise da evolução do EBITDA

### Formação em detalhe do EBITDA da REN

Em milhões de euros

	Dez 08	Dez 09	Var. %
Remuneração do RAB da Electricidade	99,5	121,3	21,8 %
Remuneração do RAB do Gás	74,5	75,7	1,6%
Outros proveitos operacionais	50,0	50,4	0,7%
Utilização de previsão		36,3	
Recuperação do sobrecusto dos CAE	69,0	89,1	29,1%
Recuperação do OPEX da Electricidade	67,3	66,4	-1,3%
Recuperação das amortizações da Electricidade	94,9	102,0	7,4%
Recuperação do OPEX do Gás	30,7	33,4	9,0%
Recuperação das amortizações do Gás	36,8	39,8	8,1%
Diferenças de alisamento (Gás)	0,2	15,6	9.737,2%
Desvios Tarifários (Electricidade e Gás)	-1,6		
Ganhos comerciais	5,4	5,4	0,8%
Juros de desvios e défice tarifário	13,4	6,4	-52,0%
Recebimento do défice dos terrenos	67,2		
<b>Total Proveitos</b>	<b>607,3</b>	<b>641,8</b>	<b>5,7%</b>
Fornecimentos e Serviços Externos, dos quais:	78,9	78,7	-0,2%
Custos com utilização dos gasodutos	23,1	23,2	0,5%
Outros fornecimentos e serviços externos	55,8	55,5	-0,5%
Custos com pessoal	49,7	48,0	-3,4%
Amortizações	129,7	159,8	23,2%
Sobrecusto dos CAE	69,0	89,1	29,1%
Provisões	28,0	1,0	-96,5%
Outros custos operacionais	15,1	15,8	4,7%
<b>Total dos Custos Operacionais</b>	<b>370,4</b>	<b>392,4</b>	<b>5,9%</b>
<b>Resultado Operacional</b>	<b>237,0</b>	<b>249,5</b>	<b>5,3%</b>
Amortizações	129,7	159,8	23,2%
<b>EBITDA</b>	<b>366,7</b>	<b>409,2</b>	<b>11,6%</b>
Proveitos não recorrentes - recebimento do défice dos terrenos	67,2		
Custos não recorrentes - Provisão para cobertura da mais valia	22,8		
Anulação da prov. para cob. da mais valia dos terrenos do Pego		22,8	
Reconhecimento dos desvios tarifários		12,4	
<b>EBITDA corrigido</b>	<b>322,3</b>	<b>374,1</b>	<b>16,1%</b>

## Proveitos

Os proveitos da remuneração do RAB da electricidade cresceram 21,8% e reflectiram tanto o aumento do RAB como o aumento da taxa de remuneração. O aumento do RAB reflectiu a entrada em exploração de activos avaliados em 309 M€, dos quais 173 M€ no último trimestre. A taxa de remuneração dos activos entrados em exploração até 31 de Dezembro de 2008 passou de 7% para 7,55% a partir de 1 de Janeiro de 2009, e os activos entrados em exploração depois desta data passaram a beneficiar de um prémio de 1,5% em relação aos 7,55%.

No sector do gás natural, o crescimento dos proveitos da remuneração do RAB foi de 1,6%, embora a aceleração do investimento em infra-estruturas e a longa duração do ciclo de construção façam com que as entradas em exploração sejam ainda pouco superiores às amortizações. Deve no entanto destacar-se a entrada em exploração da 3ª caverna de armazenamento subterrâneo em Junho de 2009. Os proveitos com juros de desvios e défice tarifário diminuíram 7,0 M€ por o período de Janeiro a Abril de 2008 ainda incluir juros do défice tarifário regularizado a 16 de Abril desse ano.

## Custos operacionais

Os custos OPEX diminuíram relativamente ao ano anterior em consequência da diminuição dos custos com pessoal e dos fornecimentos e serviços externos (FSE). A poupança nos custos com pessoal deveu-se à diminuição da remuneração variável e ao aumento da imobilização de encargos de estrutura associada ao esforço de investimento. No caso dos FSE, a redução deveu-se a uma alteração de critério contabilístico em Novembro, que consistiu na imobilização de encargos de estrutura, que já eram tratados como 'trabalhos para a própria empresa' segundo a contabilidade regulada. Sem esta alteração de critério, os FSE teriam crescido 4,7%, o que esteve em linha com o aumento da actividade.

## Alisamento dos proveitos

O mecanismo de alisamento dos proveitos com capital consiste no cálculo em cada ano do custo unitário (rácio que divide o "valor actual" do custo com capital futuro até ao fim da concessão, descontado à taxa de remuneração regulatória dos activos, pelo "valor actual" das quantidades no mesmo período, utilizando a "taxa de actualização de quantidades", ambas definidas pela ERSE). O custo unitário assim apurado, multiplicado pelas quantidades previstas para o ano, define os proveitos com capital permitidos no ano.

O cálculo do mecanismo de alisamento de algumas actividades/funções das empresas de gás natural considera o valor dos investimentos previstos até ao final da concessão. Dado que em 2009 a previsão desses investimentos foi revista em alta, tendo em conta, em particular, a informação actualizada dos custos do projecto de expansão do Terminal de GNL de Sines, o efeito global do mecanismo de alisamento induziu um aumento de proveitos face à situação de não alisamento de 15,6 M€.

## RAB médio e investimento

O investimento realizado no ano de 2009 foi de 466,3 M€, mais 48,8% do que no ano de 2008. O RAB médio total cresceu 7,0% em consequência das entradas em exploração que atingiram no ano o montante de 383,9 M€ (309,7 M€ respeitantes ao segmento da electricidade e 74,2 M€ ao segmento do gás natural).

### RAB Médio e Investimento

Milhões de euros

	Jan-Dez 08	Jan-Dez 09	Var.%
<b>RAB Médio Total</b>	<b>2.587,3</b>	<b>2.769,0</b>	<b>7,0%</b>
Electricidade		140,9	
Subestações e Linhas entradas em exploração em 2009			
Electricidade - Outros	1.284,4	1.304,2	1,5%
Terrenos Hídricos	379,3	363,8	-4,1%
Gás	923,6	960,0	3,9%
Investimento	313,5	466,3	48,8%
Electricidade	268,1	355,3	32,5%
Gás	45,0	110,7	145,7%
Outros	0,3	0,4	33,3%

## Investimento

Em 2009 o investimento total da REN foi de 466 M€. Os investimentos de montante mais elevado realizaram-se sobretudo na electricidade, com destaque para os projectos associados à subestação de Armamar, onde foram investidos cerca de 36 M€. No entanto, o projecto com um custo individual mais elevado foi o da expansão da capacidade do Terminal de gás natural de Sines, ainda em curso.

## Electricidade

A criação da subestação de Armamar e o reforço das linhas existentes no Vale do Douro – o investimento mais dispendioso da área da electricidade em 2009 – irão permitir o escoamento da capacidade acrescida de produção de energia eléctrica quer para o litoral (região do Grande Porto) quer para a região Centro-sul do país. A entrada em serviço, na sua fase inicial, da subestação de Lagoaça e respectivas linhas, igualmente um

### Investimento



#### REN REDE ELÉCTRICA (Projectos principais)

**35,8 M€**

Subestação de Armamar e linhas

**24,8 M€**

Subestação de Lagoaça e linhas

**19,0 M€**

Linha Batalha-Lavos e painéis

**16,7 M€**

Subestação de Estremoz e linha

**14,2 M€**

Linha Alto Mira-Zambujal 1 e 2 (cabo subterrâneo)

**12,7 M€**

Subestação de Tábua e linhas

**Total: 355,3 M€**

#### REN GASODUTOS (Projectos principais)

**10,8 M€**

Ramal do Barreiro

**9,7 M€**

Ramal de Leça

**6,1 M€**

Alteração de 6 estações de derivação para estações de junção

**Total: 46,6 M€**

#### REN ATLÂNTICO (Projectos principais)

**42,1 M€**

Projecto de Expansão Terminal de Sines

**0,4 M€**

Ampliação do Jetty

**Total: 44,3 M€**

#### REN ARMAZENAGEM (Projectos principais)

**18,2 M€**

Cavidade 04

**Total: 19,8 M€**

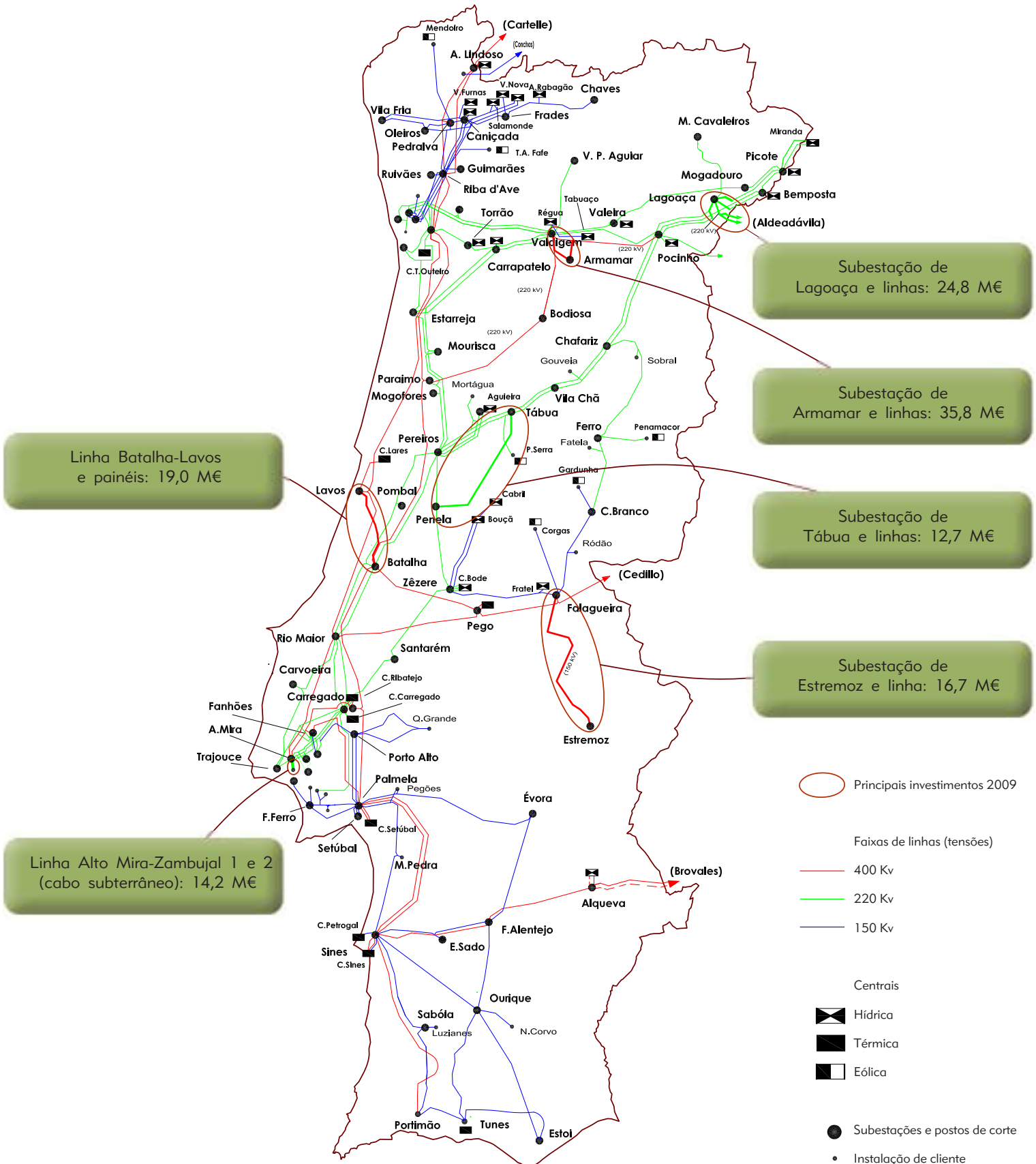
Electricidade  
355,3 M€

Gás  
110,7 M€

Outros negócios  
0,4 M€

Investimento total do grupo em 2009: 466,3 M€

## Principais investimentos do Grupo REN - Electricidade





investimento de elevado montante, representou uma melhoria muito importante de toda a rede do Douro, possibilitando o aumento da capacidade regional da RNT, com extensão da rede de 400 kV até à zona raiana de Trás-os-Montes, a recolha da produção renovável em crescimento da região e o reforço da interligação com Espanha.

Na Zona Centro, foi inaugurada a nova subestação 220/60 kV da Tábua, para onde foram desviadas as linhas próximas a 220 kV, e construída a linha Penela – Tábua, também de 220 kV. Estes investimentos permitiram a melhoria do abastecimento das redes de distribuição regionais e a ligação com maior segurança da produção renovável da região. Durante o ano realizaram-se também as novas ligações a 400 kV, com especial destaque para a linha Batalha – Lavos na Zona Centro, juntamente com a remodelação e/ou ampliação das subestações de Lavos e Sines, e também do posto de corte do Pego, para integração adequada e segura das novas centrais de ciclo combinado a gás natural (Figueira da Foz, Pego e Sines) na RNT.

Na zona de Lisboa, foram instaladas duas linhas subterrâneas de 220 kV entre a subestação de Alto de Mira e o Zambujal, onde a REN irá construir uma nova subestação e também onde já existe uma da EDP Distribuição. Até à abertura da subestação 220/60 kV do Zambujal, estas duas ligações serão exploradas a 60 kV.

Na região interior do Alto Alentejo entrou em serviço a linha Falagueira – Estremoz, que alimenta a nova subestação de Estremoz. Este investimento permitiu garantir a segurança de alimentação da região, fortemente dependente do apoio da rede espanhola, e permitirá também a alimentação das futuras infra-estruturas ferroviárias de alta velocidade.

## Gás natural

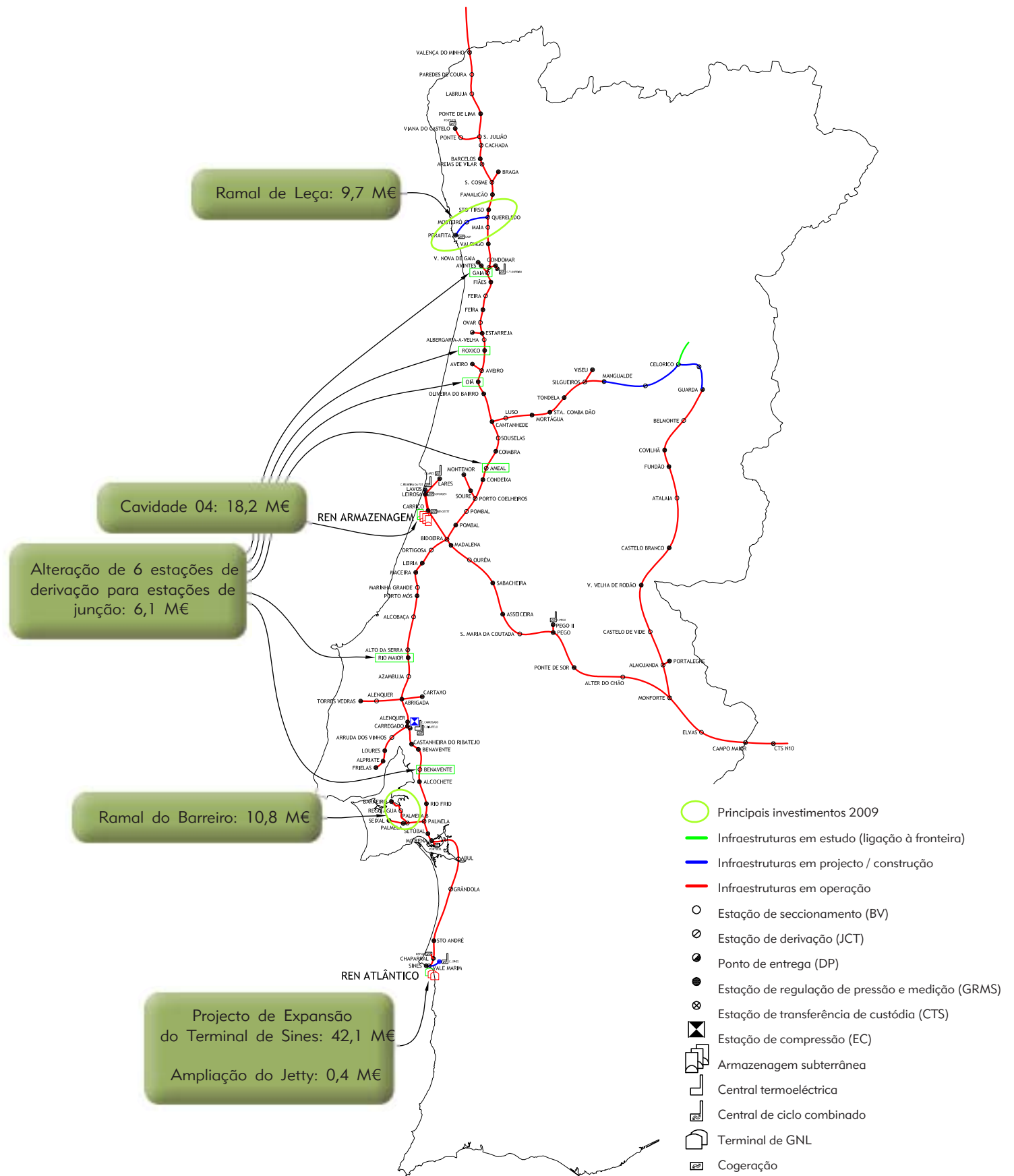
Em 2009, a REN Atlântico efectuou trabalhos de ampliação no seu cais de acostagem de Sines, que agora permite receber navios com maior capacidade de carga. Enquanto antes era apenas possível receber navios de capacidade de carga até 165.000 m<sup>3</sup> de gás natural liquefeito, o limite passou a ser de 215.000 m<sup>3</sup> de GNL, um aumento de cerca de 30%. Este limite está relacionado com os navios desta capacidade que começaram a ser construídos em 2007, uma nova geração de metaneiros (denominada Q-Flex) tecnologicamente mais evoluídos e com consumos próprios de energia 40% inferiores aos navios convencionais.

A REN Gasodutos prosseguiu a execução do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT, correspondente aos três Anos Gás entre 1 de Julho de 2008 e 30 de Junho de 2011.

Neste âmbito, destacam-se a construção e a entrada em serviço do novo ramal de cerca de 15,6 km de extensão e da nova estação de regulação e medida para assegurar o abastecimento ao cliente EDP – Gestão de Produção de Energia no Barreiro, bem como a construção do novo ramal que permite o abastecimento à refinaria do Porto da Galp Energia, em Leça da Palmeira (23,5 km). Igualmente importante foi o projecto de alteração de 14 estações da RNTGN com funcionalidade de ICJCT para JCT, com conclusão dos trabalhos em 6 estações. Na REN Armazenagem, foi importante a entrada em exploração comercial da terceira cavidade de armazenamento subterrâneo (RENC-4), que permitiu um aumento de 62%, relativamente a 2008, das quantidades armazenadas de gás natural.



## Principais Investimentos do Grupo REN - Gás



## Financiamento e dívida

Em 2009, prosseguiu a reestruturação da dívida do Grupo REN, iniciada em 2008 com três objectivos fundamentais:

- prolongar o seu prazo médio, de modo a torná-la mais adequada à natureza de longo prazo dos activos no balanço;
- diversificar as fontes de financiamento;
- reduzir o risco de liquidez.

### Financiamento

No âmbito destes objectivos, foram efectuadas em 2009 as seguintes operações:

- em Fevereiro, foi reaberta a emissão obrigacionista inaugural da REN SGPS realizada em Dezembro de 2008 para serem emitidos mais 300 M€, fungíveis com a emissão inicial, elevando o montante total para 800 M€;
- em Abril, foi realizado um empréstimo obrigacionista por subscrição particular (*private placement*) no valor de 50 M€ com vencimento em Dezembro de 2013;
- em Junho, foi emitido um empréstimo obrigacionista (*private placement*) de 10 mil milhões de ienes a 15 anos por subscrição particular no mercado japonês, tendo o risco cambial sido coberto através dum *cross-currency swap*;
- em Julho, foi contratado com o Banco Europeu de Investimento (BEI) um novo empréstimo de 150 M€ em duas tranches de 75 M€, uma a 17 e outra a 20 anos, para financiamento de projectos de gás natural;
- durante o ano foram renegociados para prolongamento do prazo diversos programas de papel comercial com compromisso de tomada firme.

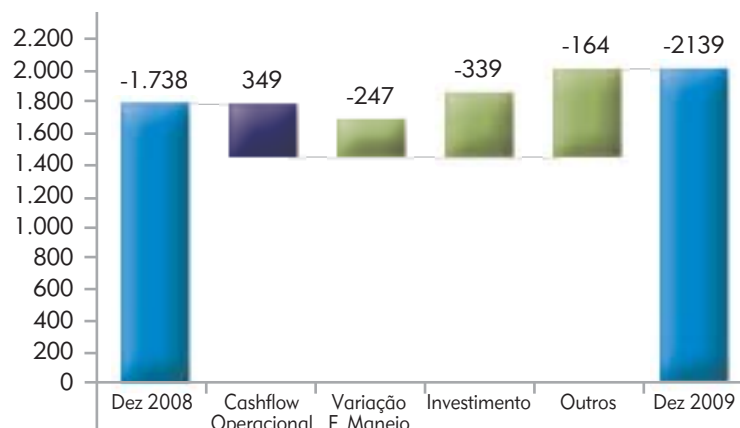
Todas as emissões obrigacionistas foram efectuadas ao abrigo do programa de *Euro Medium Term Notes* (EMTN) da REN SGPS.

### Dívida

No final de 2009, a dívida líquida consolidada do Grupo REN era de 2.139 M€, mais 401 M€, ou 23,1%, do que um ano antes, o que se deveu, em grande medida, ao programa de investimento realizado em 2009, cujo montante foi significativamente superior ao de 2008.

### Evolução da dívida

Milhões de Euros



A rubrica "Outros" inclui os resultados financeiros e o pagamento dos dividendos pagos aos accionistas.

As emissões obrigacionistas de 2009 e a contratação do novo financiamento com o BEI vieram alterar a estrutura da dívida do Grupo, permitindo prolongar o seu prazo médio, melhorar a posição de liquidez do Grupo e diminuir o risco de refinanciamento.

### Dívida financeira (M€)

(IFRS)	2009	2008	Variação	
			absol.	%
Dívida financeira líquida	2.138,9	1.738,1	400,8	23,1%
Dívida financeira bruta	2.208,8	1.839,6	369,2	20,1%
Caixa e equivalentes de caixa	69,9	101,4	-31,5	31,1%

A 31 de Dezembro de 2009, a dívida de médio e longo prazo representava 78% da dívida consolidada do Grupo – contra 71% um ano antes – e o prazo médio da dívida total situava-se nos 5 anos.

### Dívida de curto e médio/longo prazo





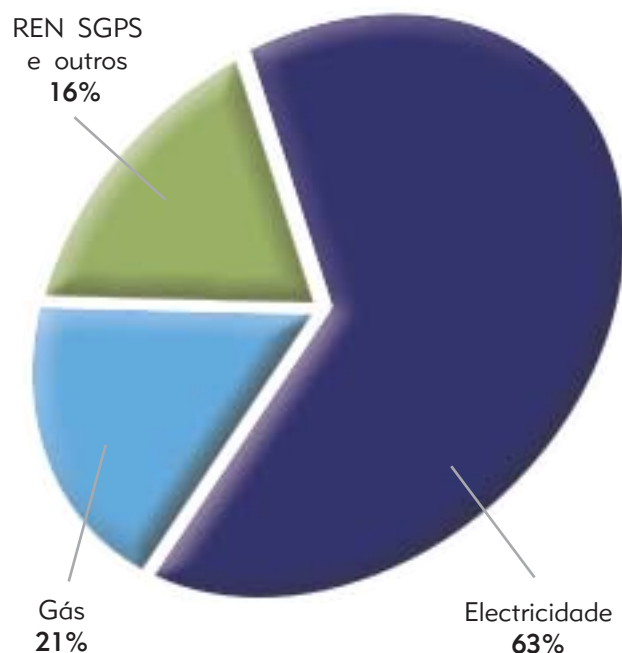
Os financiamentos contratados em 2009 vieram igualmente melhorar o equilíbrio entre as diferentes fontes de financiamento, com uma redução do peso do papel comercial e um incremento do peso das emissões obrigacionistas.

### Fontes de financiamento (M€)

	2009	2008	Variação		Peso 2009
			absol.	%	
<b>(Capital em dívida)</b>					
Papel comercial	555,0	649,0	-94,0	-14,5%	25,3%
Banco Europeu do Investimento	670,7	640,5	30,2	4,7%	30,5%
Empréstimos obrigacionistas	922,9	500,5	422,4	84,4%	42,0%
Descobertos bancários	45,3	41,9	3,4	8,1%	2,1%
Locações financeiras	4,0	3,9	0,1	1,9%	0,2%

Em 2009, cerca de 63% da dívida do Grupo estava afectada ao negócio da electricidade, 21% ao negócio do gás e os restantes 16% à REN SGPS.

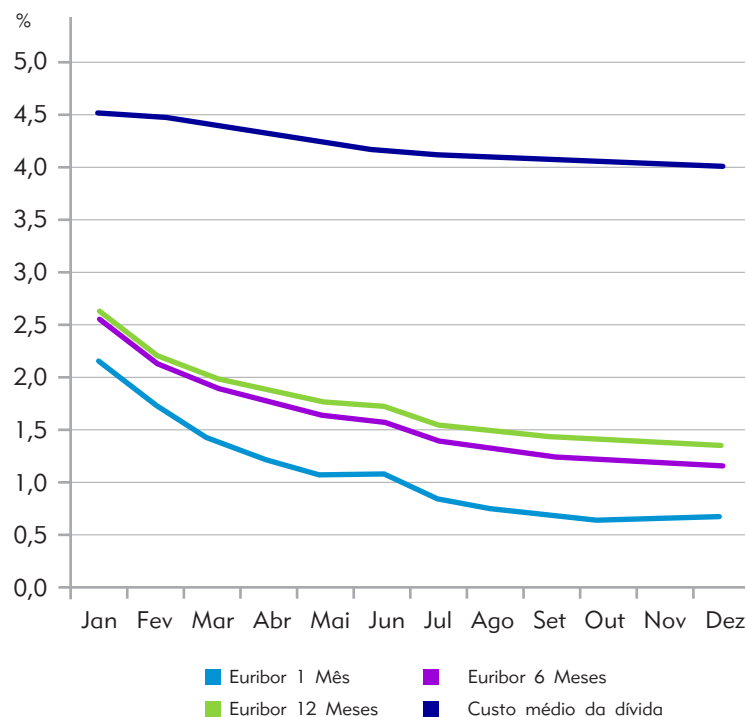
### Afectação da dívida líquida por negócio



Os custos do financiamento líquido aumentaram 0,8 M€ em 2009 em relação a 2008, de 76,2 M€ para 77,0 M€. Este aumento moderado deveu-se à descida generalizada das taxas de juro de referência em 2009, que acabou por compensar em grande medida o aumento da dívida no mesmo período. O custo médio da dívida remunerada em 2009 foi de 3,86%, menos 94 pontos base do que em 2008, ano em que foi de 4,80%.

Através duma política activa de gestão do risco de taxa de juro com a contratação de *swaps*, a componente de taxa fixa aumentou durante o ano. Estas operações foram enquadradas pela conjuntura de mercado, com taxas de juros historicamente baixas, o que permitiu dar sequência a uma gestão do risco de taxa de juro orientada para a redução sustentada do custo da dívida no médio e longo prazo e para a redução da volatilidade dos encargos financeiros.

### Evolução mensal das taxas de juro e custo médio acumulado da dívida em 2009



No final de 2009, a classificação do risco de crédito da REN SGPS era de A+ com *negative outlook* pela Standard & Poor's e de A2 com *stable outlook* pela Moody's. A revisão da Standard & Poor's para *negative outlook* em 7 de Dezembro de 2009 foi motivada pela revisão análoga do risco de crédito da República.



# Ambiente, sociedade e *governance* (ASG)

## Ambiente

A REN considera que a criação de valor para os accionistas e para a sociedade, no âmbito do serviço público de que é concessionária no sector da energia, está associada a uma protecção eficaz do meio ambiente.

### Alterações climáticas

O combate às alterações climáticas é um factor que a REN tem em conta na elaboração da estratégia de desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte (RNT), nomeadamente através da incorporação dos objectivos fixados nos seguintes documentos de referência:

- Protocolo de Quioto;
- Estratégia para o Desenvolvimento Sustentável da União Europeia;
- Livro Verde Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura;
- Política Energética para a Europa;
- Programa Europeu para as Alterações Climáticas (ECEP);
- Plano de Acção Europeu para a Eficiência Energética;
- Estratégia Nacional de Desenvolvimento Sustentável 2005-2015;
- Estratégia Nacional para a Energia;
- Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2006; e
- Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH) 2007-2020.

Neste contexto, o desenvolvimento da RNT tem sido orientado para a capacidade de incorporar produção – até ao valor de 45% do consumo bruto – com origem em fontes de energia renovável, como a energia hidroeléctrica, a energia eólica, a energia de biomassa, a energia solar e a energia das ondas. Neste último caso, o Estado português adjudicou à REN a gestão duma zona piloto destinada ao desenvolvimento tecnológico, com o objectivo de estimular a investigação e o investimento, nacional e internacional, num domínio de elevado potencial, mas com dificuldades tecnológicas que ainda terão de ser ultrapassadas.

Enquanto entidade gestora de Sistemas de Transporte de Energia (TSO), a REN é um agente activo na reversão das causas das alterações climáticas, nomeadamente quando recolhe com

eficiência e segurança a energia produzida com recurso a fontes renováveis.

A REN dedica também uma atenção especial aos riscos que as alterações climáticas colocam à sua actividade, designadamente os de deterioração das suas infra-estruturas em consequência de incêndios florestais ou de fenómenos atmosféricos extremos como ventos de elevada intensidade e inundações.

No respeitante ao risco de incêndios florestais, a REN mantém faixas e corredores de protecção, uma actividade que gere em colaboração com as autarquias locais e com a Protecção Civil, desde a elaboração dos planos até às acções operacionais de combate a incêndios.

Quanto aos ventos de elevada intensidade, a REN adopta critérios prudentes de dimensionamento mecânico e aproveitou a execução do programa de melhoramento de linhas da RNT, cujo objectivo primário era o aumento da capacidade de transporte da rede, para efectuar operações de reforço mecânico com aplicação de critérios ainda mais prudentes.

Também a eventualidade de inundações merece uma atenção especial da REN, pelo efeito daqueles fenómenos climáticos na estabilidade das fundações de apoios de linhas que se situam em zonas inundáveis, por exemplo, junto aos rios Tejo e Mondego. Neste caso, a REN adopta um dimensionamento compatível com os cenários de inundações mais desfavoráveis.

### Preservação do ambiente

Em Maio de 2009, foi aprovada e publicada uma versão actualizada da *Declaração de Política de Qualidade, Ambiente e Segurança*, em que a REN assumiu o compromisso de adoptar um modelo socialmente responsável de preservação do ambiente.

Esta postura da REN no domínio do ambiente traduz-se na verificação contínua da conformidade legal da sua actuação, na identificação e na minimização dos impactos ambientais e no estabelecimento de objectivos de melhoria do seu desempenho ambiental. Entre estes últimos, contam-se a utilização racional dos recursos naturais, a prevenção da poluição e o desenvolvimento e a utilização de energias renováveis.

O impacto ambiental das actividades das diversas empresas da REN é avaliado para todos os projectos de infra-estruturas das redes de electricidade e de gás natural. Os diversos impactos são avaliados

com o auxílio dos instrumentos apropriados a cada uma das fases: planeamento, projecto, construção, exploração, manutenção e desmantelamento pós-obsoloscência, de acordo com as normas internacionais em vigor. O resultado desta avaliação, que é objecto de revisão periódica, serve de base à implementação de medidas com vista à minimização e à mitigação dos impactos.

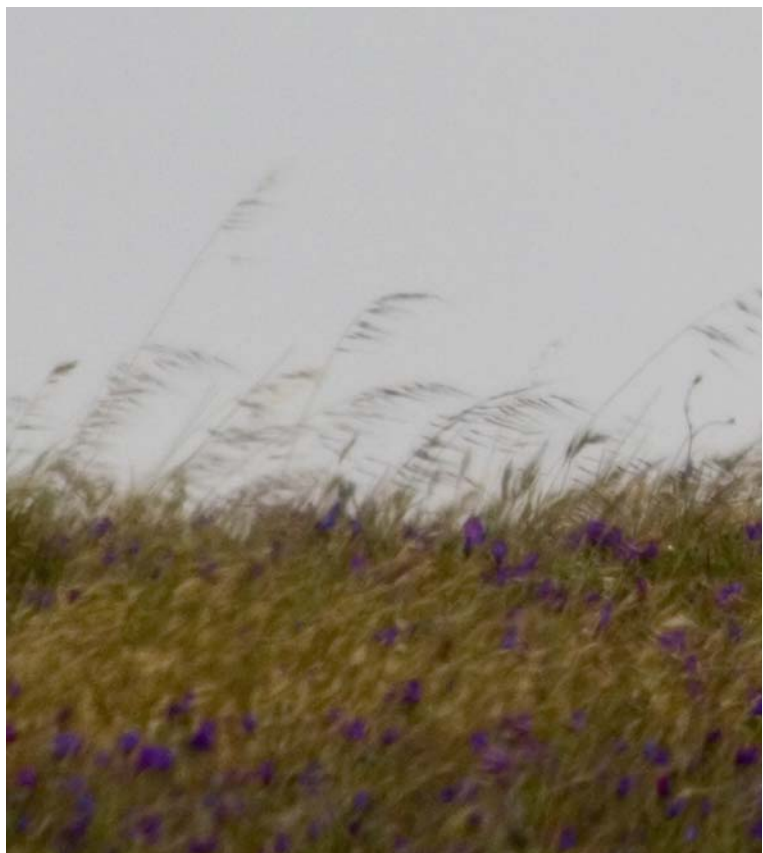
Em 2009 foi realizada, pela primeira vez, uma avaliação ambiental estratégica do *Plano de Desenvolvimento e Investimentos na Rede de Transporte* (PDIRT) de electricidade referente ao período 2009-2014 mas que inclui também uma previsão de desenvolvimento da rede até 2019. Para além dos aspectos ambientais, sociais e económicos, este plano considera os principais desafios associados à expansão da rede de transporte de energia eléctrica, como o crescimento dos consumos e a ligação a novos centros de produção de electricidade, em regime ordinário ou especial, licenciados ou previstos.

A minimização do impacto ambiental das actividades da REN é assim tida em conta logo na fase inicial de implementação dos diversos projectos de expansão das infra-estruturas da empresa através da adopção dum conjunto de medidas que visam compensar os eventuais efeitos ambientais negativos dos projectos. Para além destas medidas, a REN desenvolveu um conjunto de requisitos ambientais, cujo cumprimento é obrigatório no perímetro das suas actividades, quer estas sejam desenvolvidas internamente ou pelos prestadores de serviços que contrata.

No domínio das medidas compensatórias associadas em 2009 a novos projectos de investimento da Rede Eléctrica Nacional, destaca-se a definição dum programa metodológico para adopção dum conjunto de medidas compensatórias decorrentes do atravessamento do Parque Natural do Douro Internacional e do vale do rio Távora pelas linhas Armamar-Lagoaça a 400 kV, Lagoaça-Aldeadávila 1 a 400 kV e Pocinho-Aldeadávila 1 e 2 a 220 kV.

A REN Trading é também um agente importante no controlo de impactos ambientais, na medida em que a sua gestão das centrais da Tejo Energia e da Turbogás está sujeita às regras e aos limites resultantes do plano nacional de atribuição de licenças de emissão e, por isso, do mercado europeu em que estes direitos são transaccionados. Devido aos tectos de emissão de CO<sub>2</sub>, as decisões tomadas pela REN Trading de colocação da produção destas centrais no mercado consideram sempre o volume de emissões e o seu custo em

termos de licenças de CO<sub>2</sub>. Assim, há ocasiões em que a inclusão dos custos de emissão de CO<sub>2</sub> nos custos totais de produção da central do Pego, que é





accionada a carvão, afecta a sua competitividade no mercado eléctrico e determina, assim, a substituição da sua produção por outra menos

poluente como a da Turbogás, uma central que utiliza o gás natural.

## Gestão do desempenho ambiental

As actividades de melhoria do desempenho ambiental estão consagradas em quatro *Planos de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA)*, um por cada concessionária. Estes planos são instrumentos de regulação promovidos pela ERSE com vista à adopção de medidas voluntárias de melhoria do desempenho ambiental das suas concessionárias. As medidas propostas por estas abrangem várias áreas como a promoção da biodiversidade, a melhoria do enquadramento paisagístico e visual das suas infra-estruturas, a investigação na área dos campos eléctricos e magnéticos (CEM), a utilização de energias renováveis e a formação dos colaboradores na área do ambiente.

Algumas das acções da REN na área do ambiente são desenvolvidas através de parcerias com organizações não governamentais de ambiente (ONGA), universidades, institutos de investigação e organismos da administração pública. Um bom exemplo destas parcerias é o acordo estabelecido com o Instituto da Conservação da Natureza e da Biodiversidade, cuja implementação prosseguiu em 2009, no âmbito da iniciativa *Business & Biodiversity*. A intervenção da REN na área do ambiente está intimamente associada à acção da empresa noutros domínios como a gestão da qualidade de serviço e da segurança, nas suas componentes de higiene, saúde e segurança no trabalho e de prevenção de acidentes graves. Como corolário do trabalho desenvolvido nestas áreas, o âmbito da certificação dos sistemas de gestão da REN SGPS – que incluía a Rede Eléctrica, a REN Serviços e a REN Trading – foi alargado, tendo a *APCER – Associação Portuguesa de Certificação* concedido à REN Gasodutos e à REN Atlântico a extensão da tripla certificação em Qualidade, Ambiente e Segurança. No final de 2009, foram realizadas auditorias de concessão da certificação nos três referenciais normativos às empresas REN Armazenagem e REN Telecom, o que conduziu a que, no final de 2009, todas as empresas da REN estivessem certificadas em Qualidade, Ambiente e Segurança.

O relatório de sustentabilidade de 2009 da REN descreve em detalhe a actuação da empresa no domínio do ambiente e inclui a identificação dos principais riscos ambientais, assim como o modo como a regulamentação em vigor é implementada na empresa.



Falcões peneireiros das torres e abetarda. Duas das espécies protegidas pela REN em parceria com a liga para a protecção da natureza (LPN)



## Sociedade

A boa cidadania empresarial da REN manifesta-se em vários domínios. Entre estes, estão o estudo dos efeitos das suas actividades nas diversas envolventes, as interacções com a comunidade no plano social, educativo e cultural e a protecção da fauna.

### Efeito dos campos electromagnéticos na saúde humana

Em 2009, a REN desenvolveu acções de esclarecimento sobre eventuais efeitos dos campos electromagnéticos na saúde humana. Nestas sessões de grande audiência participaram oradores especialistas da área da saúde e da genética humana. Neste contexto, foi enfatizada a opinião da Organização Mundial de Saúde (OMS), segundo a qual não está demonstrada uma relação entre os campos electromagnéticos e patologias diferentes dum tipo de leucemia muito raro. Segundo a Agência Internacional de Investigação sobre o Cancro (IARC), o potencial carcinogénico para o ser humano resultante de diversos agentes é, em termos comparativos, o seguinte:

#### Potencial carcinogénico para o ser humano

Efeito	Agente
Carcinogénicos para o ser humano	Amianto
	Bebidas alcoólicas
	Benzeno
	Gás mostarda
	Gás radão
	Radiação solar
	Tabaco
Provavelmente carcinogénicos para o ser humano	Raios X e raios gama
	Creosoto
	Gases de motores diesel
	Formaldeído
Possivelmente carcinogénicos para o ser humano	PCB
	Café
	Campos magnéticos de muito baixa frequência
	Gases de motores a gasolina
	Fibra de vidro
	Estireno

No entanto, apesar desta conclusão científica, a REN promove o cumprimento rigoroso das normas internacionais relativas aos limites de exposição tanto para trabalhadores como para o público em geral. Neste contexto, a REN perfilha a recomendação da OMS de que as autoridades nacionais devem estabelecer um programa de protecção que inclua a medição dos campos electromagnéticos para a tomada de medidas de precaução. A REN entende também que deverão ser organizados programas de investigação para reduzir a incerteza das provas científicas.

Neste contexto, a REN apoiou o projecto MEDEA, criado pela Sociedade Portuguesa de Física (SPF) para incentivar os alunos de várias escolas do país a medir e a compreender os campos electromagnéticos que os rodeiam. Todas as escolas participantes no MEDEA receberam um medidor de campo eléctrico e magnético. Os alunos foram desafiados a apresentar um trabalho com os resultados das suas medições. A apreciação final dos projectos foi feita por um júri nomeado pela SPF, que escolheu os vencedores. Ainda neste âmbito foi criada a série televisiva *O Condoninho da Renata*, que pretende despertar o interesse do público mais jovem pelos assuntos relacionados com a eficiência energética e com as actividades da empresa, nomeadamente, a problemática dos campos electromagnéticos. Associada a esta série está a observação em tempo real, 24 horas por dia, dum ninho de cegonha instalado num dos postes da REN. O uso cada vez mais frequente da internet permitiu que um número muito elevado de pessoas se apercebesse do convívio harmonioso da espécie com as infra-estruturas da empresa.

## Interacção com a comunidade

### Participação em projectos científicos

A REN participa em vários projectos de I&D em diversas áreas. Dos projectos iniciados em 2009 destacam-se os seguintes:

#### PEGASE

Este projecto, com a duração de quatro anos, tem como objectivo, entre outros, definir os requisitos de informação para um controlo integrado de segurança da rede europeia de transporte de electricidade (ETN). O projecto incide sobre as redes de transporte de alta e muito alta tensão na Europa e a sua implementação é assegurada por um consórcio.

cio de 20 participantes incluindo operadores de sistemas de transporte de electricidade, empresas especializadas e destacados centros de investigação nos domínios da análise de sistemas de energia e da matemática aplicada.

### **MERGE - Mobile Energy Resources in Grids of Electricity**

Liderado pelo INESC Porto, o projecto MERGE, que está orçado em 4,5 M€, tem como objectivo preparar o sistema eléctrico europeu para a utilização massificada de automóveis eléctricos, na sequência da necessidade de redução das emissões de gases poluentes e da futura escassez de petróleo. O projecto consiste especificamente em encontrar soluções que minimizem a necessidade de reforço das infra-estruturas das redes eléctricas e dos sistemas electroprodutores, de modo a evitar custos excessivos, que teriam de ser suportados pelos utilizadores de veículos eléctricos. O projecto visa contribuir para a construção dum sistema inteligente que adapte os carregamentos das baterias dos veículos eléctricos à disponibilidade dos recursos energéticos da infra-estrutura das redes eléctricas, tendo em conta as características dos sistemas eléctricos europeus. O MERGE envolve 16 empresas e instituições, entre elas a REN.

### **Apoio a actividades culturais**

A REN mantém uma política de apoio a acções no domínio da cultura. Nestes últimos anos, a REN patrocinou centenas destas iniciativas, do cinema à fotografia, do documentário à animação, do teatro à música. Destacam-se os Dias da Música no CCB, a compra de correspondência inédita de Fernando Pessoa e ainda a digitalização e a recuperação de documentos no Arquivo Nacional da Torre do Tombo. A REN tem o estatuto de membro fundador da Fundação de Serralves e Mecenaz do Centro Nacional de Cultura. Ao todo são mais de 50 as entidades culturais que contam com o apoio da REN.

### **Apoio a diversas associações com fins educativos, sociais e recreativos**

Em 2009, a REN prosseguiu a sua actividade filantrópica, designadamente através de contributos pecuniários para associações de diversas categorias, entre as quais se destacam:

- Universidades
- Câmaras municipais
- Juntas de freguesia
- Centros juvenis
- Centros de desenvolvimento infantil

- Associações para a educação ambiental
- Clubes desportivos amadores
- Associações de estudantes
- Comité Paralímpico de Portugal
- Cruz Vermelha Portuguesa
- *Global Compact* das Nações Unidas

## **Protecção da fauna**

### **Participação em projectos LIFE**

Em 2009, a REN foi parceira de dois projectos europeus *LIFE* (projectos de conservação da Natureza apoiados pela União Europeia) que irão prolongar-se por vários anos: um dedicado à conservação da águia-de-bonelli e outro às aves estepárias (abetarda, sisão, peneireiro-das-torres).

### **Protecção da cegonha branca**

A cegonha branca (*Ciconia Ciconia*) é uma das espécies mais características e queridas em Portugal. Em tempos em vias de extinção, esta ave tem vindo a alterar os seus hábitos, dos quais um é escolher as infra-estruturas da REN para a construção dos seus ninhos. O número de cegonhas que utilizam os postes de transporte de electricidade tem vindo a aumentar a um ritmo acentuado e por isso, hoje em dia, quando observamos um poste, vemos em regra uma cegonha branca. Desta forma a *Ciconia Ciconia* tornou-se numa figura indissociável da empresa. A REN gere, 365 dias por ano, cerca de 1.700 ninhos, realojando-os em locais seguros. Ao mesmo tempo, a empresa tem em curso um plano de realojamento que inclui a monitorização e contagem dos ninhos e ainda o desenvolvimento e colocação de dispositivos destinados a afastar as cegonhas dos pontos mais sensíveis das linhas. O êxito destas medidas de protecção está documentado pelo número cada vez maior de exemplares da espécie que permanecem durante todo o ano em Portugal.



## Governance

Investir judiciosamente pressupõe entender os factores, financeiros e não financeiros, que condicionam o valor dum empresa. Entre os não financeiros, para além dos impactos ambientais e da qualidade das interacções com a comunidade, tem particular relevância o modo como a empresa é administrada e controlada. Questões importantes neste domínio são a relação entre accionistas e órgão de administração, entre accionistas maioritários e minoritários e entre o órgão de administração e os de fiscalização.

### Distribuição do capital e estrutura accionista

O capital social da REN é detido maioritariamente por accionistas estratégicos, onde predominam entidades – a Parpública (46%), a Capitalpor (3,9%) e a Caixa Geral de Depósitos (1,1%) – participadas na sua totalidade pelo Estado português. Os restantes 49% do capital estão distribuídos por duas empresas activas no sector da energia – a EDP – Energias de Portugal (5%) e a Red Eléctrica de España (5%) – três veículos de investimento – Oliren (5%), Gestfin (5,2%) e Logoenergia (8,4%) – e o mercado accionista, onde cerca de 20,3% das acções são transaccionadas livremente.

### Categorias de acções

O capital da REN é composto por 49% de acções da categoria A, com os direitos inerentes à informação, ao voto em assembleia geral, à impugnação das deliberações dos órgãos sociais e à cobrança de dividendos. Estas acções são livremente transaccionáveis, embora estejam sujeitas ao regime estatutário de salvaguarda quanto ao não exercício do direito de voto, aplicável no caso de aquisição de acções que exceda os limites legais, de 5% e 10%, previstos nos Decretos-Lei n.ºs 29/2006 e 30/2006, de 15 de Fevereiro. Os restantes 51% do capital social são constituídos por acções da categoria B, ainda não privatizadas, que englobam não só os direitos inerentes à titularidade de acções da categoria A como ainda a não sujeição ao regime de salvaguarda mencionado. Para além das referidas restrições legais, não são do conhecimento da sociedade outros impedimentos à livre transmissibilidade das acções, incluindo

acordos parassociais relativos à transmissão, quer de valores mobiliários, quer de direitos de voto. A cada acção da REN, independentemente da sua categoria, corresponde um voto.

### Modelo de governo

O modelo de governo da REN visa a transparência e a eficácia, através da separação dos poderes do conselho de administração – ao qual compete a elaboração da estratégia da empresa e o acompanhamento da sua execução – dos da comissão executiva, cujas tarefas, que lhe são delegadas pelo conselho de administração são do foro operacional. A supervisão da actividade de ambos os órgãos incumbe à comissão de auditoria e a verificação das demonstrações financeiras compete a um revisor oficial de contas.

### Assembleia geral

A assembleia geral da REN, composta pela universalidade dos seus accionistas, é o órgão máximo da sociedade e a ela compete, entre outras atribuições, eleger o conselho de administração, a comissão de auditoria, o revisor oficial de contas e a comissão de vencimentos.

### Conselho de administração

No final de 2009, o conselho de administração da REN era composto por doze administradores em efectividade de funções, entre os quais se contavam quatro executivos e oito não executivos. De entre estes últimos, três constituíam a comissão de auditoria. Ao conselho de administração compete, entre outras funções, definir a estratégia da empresa e a sua estrutura organizativa, assim como aprovar investimentos de custo elevado e acompanhar a respectiva execução.

As deliberações do conselho de administração são tomadas, de um modo geral, por maioria dos votos dos administradores, expressos presencialmente ou mediante representação.

Em 2009, os administradores não executivos tiveram um papel de relevo na formulação da estratégia empresarial e intervieram activamente na sua implementação. Paralelamente, acompanharam de perto a acção dos administradores executivos promovendo, nomeadamente, o reforço dos sistemas de controlo interno e de gestão de riscos de diversas naturezas. Neste âmbito, foi criado um Gabinete de

auditoria que, sendo um órgão interno, tem por objectivo implementar a política de transparência do Grupo.

Durante o ano realizaram-se 12 reuniões do conselho de administração.

## Comissão executiva

A actual comissão executiva é composta por quatro administradores nomeados pelo conselho de administração por deliberação de 27 de Novembro de 2009.

À comissão executiva compete assegurar a gestão corrente da REN de acordo com a estratégia definida pelo conselho de administração. No desempenho das suas funções, detalhadas no relatório sobre o governo da sociedade, a comissão executiva gere o grupo de empresas que compõem a REN, afecta recursos, promove sinergias e acompanha a execução das políticas definidas para as diversas áreas.

Os poderes delegados na comissão executiva pelo conselho de administração exigem que aquele órgão se reúna com regularidade e assiduidade. Seguindo estas orientações, a comissão executiva realizou 49 reuniões em 2009.

Os trabalhos do conselho de administração, bem como os da comissão executiva, obedecem aos regulamentos criados para formalizar o funcionamento destes dois órgãos sociais.

## Comissão de auditoria e revisor oficial de contas

A função de fiscalização é exercida por uma comissão de auditoria e por um revisor oficial de contas.

A comissão de auditoria é composta por três membros, designados pela assembleia-geral.

Compete à comissão de auditoria fiscalizar a administração da sociedade e zelar pelo cumprimento da lei e do contrato de sociedade, verificar a exactidão dos documentos de prestação de contas e fiscalizar a respectiva revisão, fiscalizar o processo de preparação e de divulgação de informação financeira, propor à assembleia-geral a nomeação do revisor oficial de contas e convocar a assembleia-geral, sempre que o presidente da respectiva mesa não o faça, nas situações em que esteja obrigado a fazê-lo.

Em 2009 realizaram-se 16 reuniões da comissão de auditoria.

O revisor oficial de contas tem os poderes e as competências estabelecidos na lei, cabendo-lhe, especialmente, proceder a todas as verificações e

exames necessários à revisão e à certificação legal das contas.

## Comissão de vencimentos

A remuneração dos membros dos órgãos sociais é fixada por uma comissão de vencimentos eleita pela assembleia geral de accionistas para um mandato de três anos, coincidente com o mandato dos restantes órgãos sociais.

Os membros da mesa da assembleia geral são remunerados através de um sistema de atribuição de senhas de presença.

A remuneração dos administradores executivos tem uma componente fixa e uma componente variável. Esta última, cujo montante não pode exceder o da primeira, reflecte o objectivo de criação de valor a longo prazo para o accionista, uma vez que é calculada tendo em vista, entre outros factores, a consecução de objectivos estratégicos e a gestão eficiente do grupo.

A remuneração dos administradores não executivos, incluindo os membros da comissão de auditoria, é unicamente fixa.

Todas as questões relacionadas com esta matéria estão desenvolvidas no Relatório de Governo Societário.



# Recursos humanos



## Recursos humanos

De modo a assegurar o desempenho cabal da sua missão, que se centra em áreas marcadamente tecnológicas, a REN necessita de quadros muito qualificados, o que torna mais exigente a política de recursos humanos do Grupo, que tem de estar orientada para a valorização dos colaboradores e para a sua motivação através de níveis cada vez mais elevados de satisfação.

O ano de 2009 marca uma etapa importante na evolução dos recursos humanos da REN. Pela primeira vez, e em ambiente de completa paz social, o Grupo efectuou uma redução do número de colaboradores e deu início a um processo de rejuvenescimento dos seus quadros.

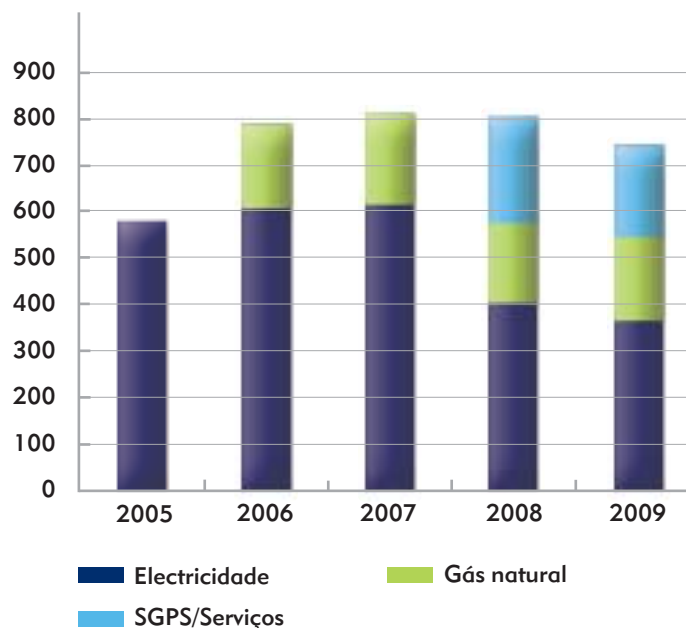
Foi feito também um esforço importante na formação profissional, com um aumento de mais de 28% no número de horas de formação ao mesmo tempo que o número de colaboradores em formação mais do que duplicou em relação ao ano anterior.

### Caracterização dos recursos humanos da REN

Até 2006, a totalidade dos efectivos da REN estava afectada unicamente ao sector da electricidade. Com a aquisição da base de activos regulados do gás natural no final de 2006, o Grupo passou a distribuir os seus quadros pelos dois sectores, com predomínio, porém, do sector da electricidade, a que, no final de 2009, estava afectada quase metade do número de colaboradores.

Com a criação da REN Serviços em 2008, os colaboradores que não estavam especificamente afectos aos sectores operacionais – electricidade e gás natural – foram transferidos para a nova unidade, que concentrou os serviços e as direcções comuns.

#### Distribuição dos efectivos pelas diversas áreas



#### Número de colaboradores do Grupo REN no final o ano

	2006	2007	2008	2009
Electricidade	607	617	406	368
Gás natural	187	196	173	181
GPS / Serviços			228	197
<b>Total</b>	<b>794</b>	<b>813</b>	<b>807</b>	<b>746</b>



Em 2009, o número total de efectivos diminuiu cerca de 8%, de 807 colaboradores em 31 de Dezembro de 2008 para 746 em 31 de Dezembro de 2009. Esta diminuição líquida de 61 efectivos resultou de 18 entradas e 79 saídas, como se pormenoriza no quadro seguinte:

### Entradas e saídas de colaboradores 2009

<b>Entradas</b>	
Contratos a termo	7
Estágios profissionais	6
Termo de requisição oficial	3
Contratos sem termo	1
Termo de licença sem vencimento	1
<b>Total</b>	<b>+18</b>

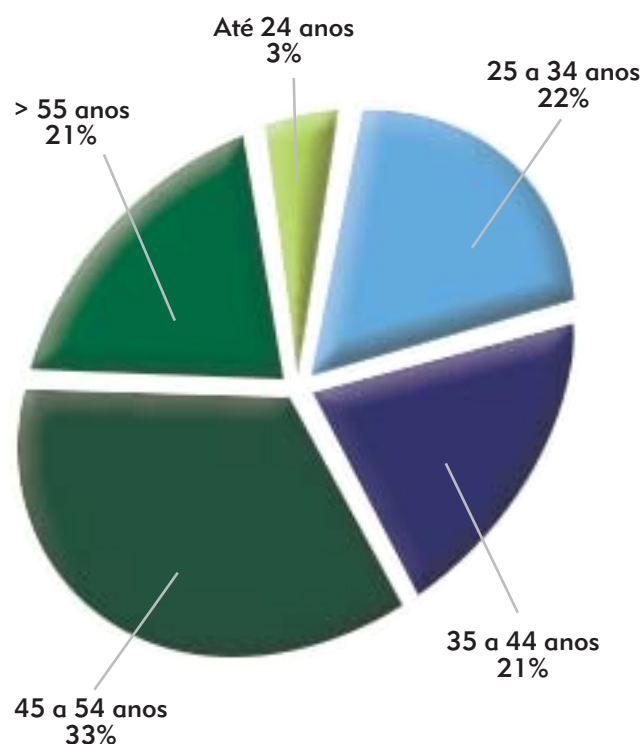
<b>Saídas</b>	
Pré-reforma	68
Termo de contrato a termo	3
Requisições oficiais	3
Nomeações OS - Secretário da sociedade	2
Termo de estágio	1
Reforma por velhice	1
Início de licença sem vencimento	1
<b>Total</b>	<b>-79</b>

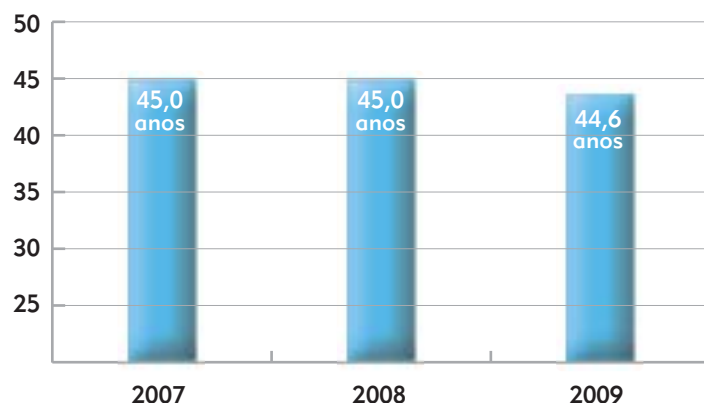
<b>Número colaboradores</b>	
<b>2008</b>	<b>2009</b>
<b>807</b>	<b>746</b>

A estrutura etária dos colaboradores das empresas do Grupo REN evidenciou um ligeiro rejuvenescimento em 2009, com a idade média a baixar para 44,6 anos. Com cerca de 1/3 do total, a classe dos 45 aos 54 anos continuou a predominar.

### Efectivos por idade



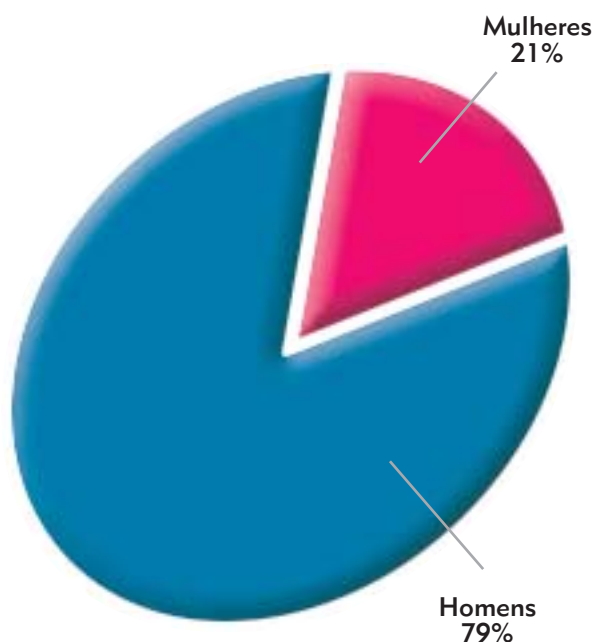
### Idade média do Grupo REN





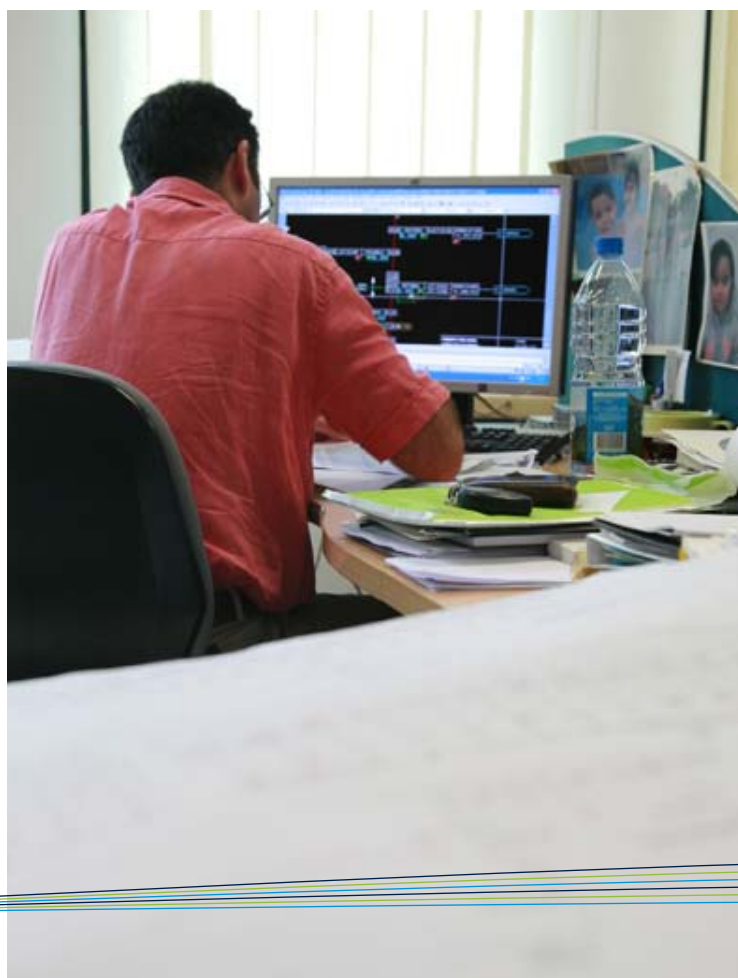
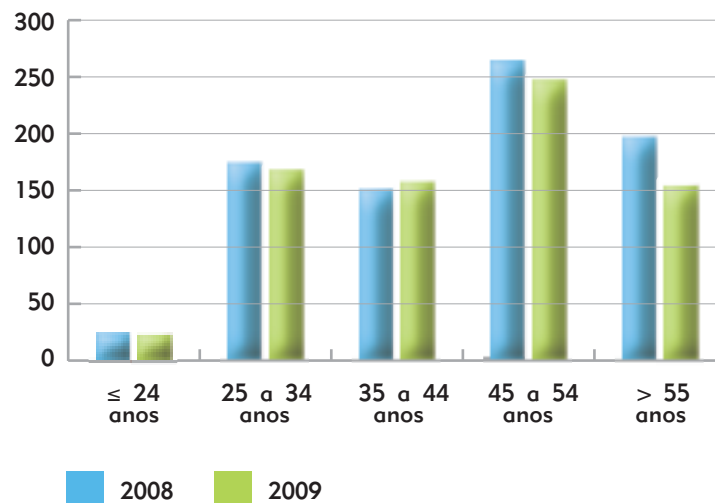
Em 2009, a distribuição dos efectivos totais entre homens e mulheres manteve-se também praticamente inalterada, com os homens a representarem 79% do total:

### Efectivos por género



Na sequência da adesão ao programa de pré-reforma disponibilizado pela empresa, as classes etárias mais elevadas tiveram uma redução importante de efectivos em relação a 2008:

### Distribuição dos efectivos da REN por idade



Em 2009, o Grupo REN continuou a evidenciar um nível elevado de qualificação dos seus colaboradores, dos quais mais de metade tinham formação de grau superior.

### Grau académico dos efectivos 2009

	Nº colaboradores	% do total
Básico	96	13%
Secundário	270	36%
Licenciatura / Bacharelato	346	46%
Doutoramento / Mestrado	34	5%
<b>Total</b>	<b>746</b>	<b>100%</b>



## Formação

A valorização dos colaboradores da REN prosseguiu em 2009 com diversas iniciativas de formação nos domínios técnico, de ambiente, qualidade e segurança (QAS), e comportamental.

Quanto à distribuição do número de horas de formação em 2009 pelas diferentes áreas, a formação técnica foi, com 73% do total, claramente dominante em relação às áreas de QAS e comportamental.

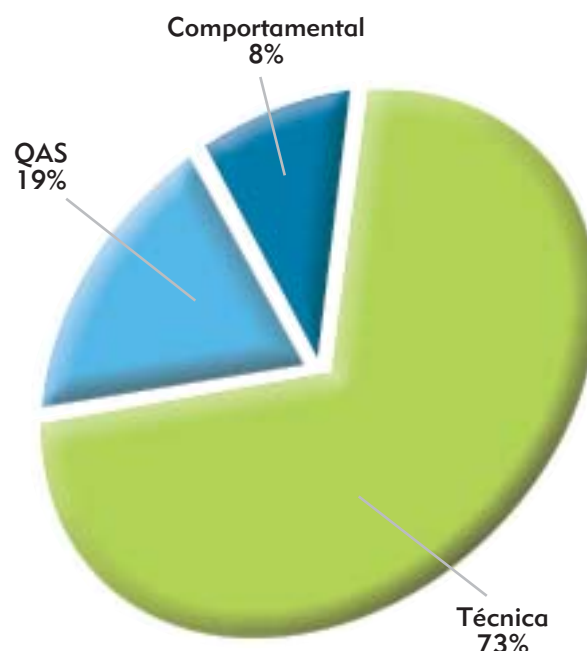
### Formação 2009

Tipo Formação	2008		2009	
	Participações	Horas	Participações	Horas
Técnica	548	8.807	1.714	12.634
QAS	207	2.060	213	3.188
Comportamental	119	2.588	85	1.427
<b>Total</b>	<b>874</b>	<b>13.454</b>	<b>2.012</b>	<b>17.248</b>

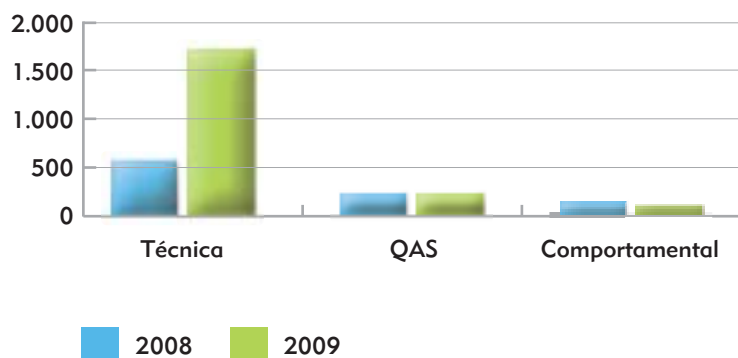
O número de colaboradores que participaram em acções de formação aumentou 63% em relação a 2008 e o esforço de formação centrou-se na área técnica, onde o número de participações mais do que triplicou, e na área de QAS, onde o número de horas de formação aumentou 55%.

### Formação por áreas em 2009

(em percentagem)



### Área de formação



### Avaliação de desempenho

No primeiro trimestre de 2009, foi avaliado o desempenho de cerca de 92% dos colaboradores da REN em 2008. Este esforço, necessário para a determinação da remuneração variável, deu origem ao arranque do projecto Eficiência A+, cujo objectivo é melhorar e harmonizar as práticas de gestão e os métodos de avaliação de desempenho. Em simultâneo, decorreram acções associadas ao levantamento das necessidades de formação e consequentes planos de carreira.

## Seguro de saúde

A 31 de Dezembro de 2009, todos os colaboradores do grupo estavam abrangidos por um dos dois planos de saúde existentes, extensivos ao agregado familiar – cônjuge e filhos até aos 25 anos. Historicamente, os dois planos têm origens nas empresas que hoje fazem parte do grupo REN. Por um lado, existe um plano complementar do Sistema Nacional de Saúde que abrange 502 colaboradores e, por outro lado, um Seguro de Saúde que abrange os restantes 236 colaboradores. Todos os novos colaboradores são abrangidos pelo plano de Seguro de Saúde.

## Planos de reforma e pré-reforma

Inserido num programa de ajustamento de efectivos, foi continuado e praticamente concretizado em 2009 um programa de pré-reformas. Este programa, que já tinha sido iniciado em 2008, continuará a ter efeitos em 2010, embora se preveja neste ano um número inferior de adesões. Este ajustamento de efectivos está inserido numa política de rejuvenescimento e adequação do perfil de recursos humanos do Grupo.

## Segurança no trabalho de prestadores de serviços externos

Em 2009, os prestadores de serviços externos trabalharam 2.064.470 horas em actividades de construção de linhas e subestações de muito alta tensão (MAT). Durante o ano, houve 25 acidentes de trabalho, de que não resultou nenhum acidente mortal, o equivalente a uma taxa de incidência de 2,4 acidentes de trabalho por cada 100.000 trabalhadores, um índice substancialmente inferior ao índice mais recente publicado para o sector da construção, ou seja, 5,4 acidentes de trabalho por cada 100.000 trabalhadores.

Estas actividades comportam riscos especiais, dos quais os mais relevantes são a electrocussão e as quedas em altura. Por este motivo, a REN impõe o cumprimento rigoroso de todos os procedimentos de segurança, com a supervisão e coordenação de equipas especializadas. Outra imposição da REN neste contexto foi a participação em acções de sensibilização às questões de segurança pelos trabalhadores envolvidos nas empreitadas.

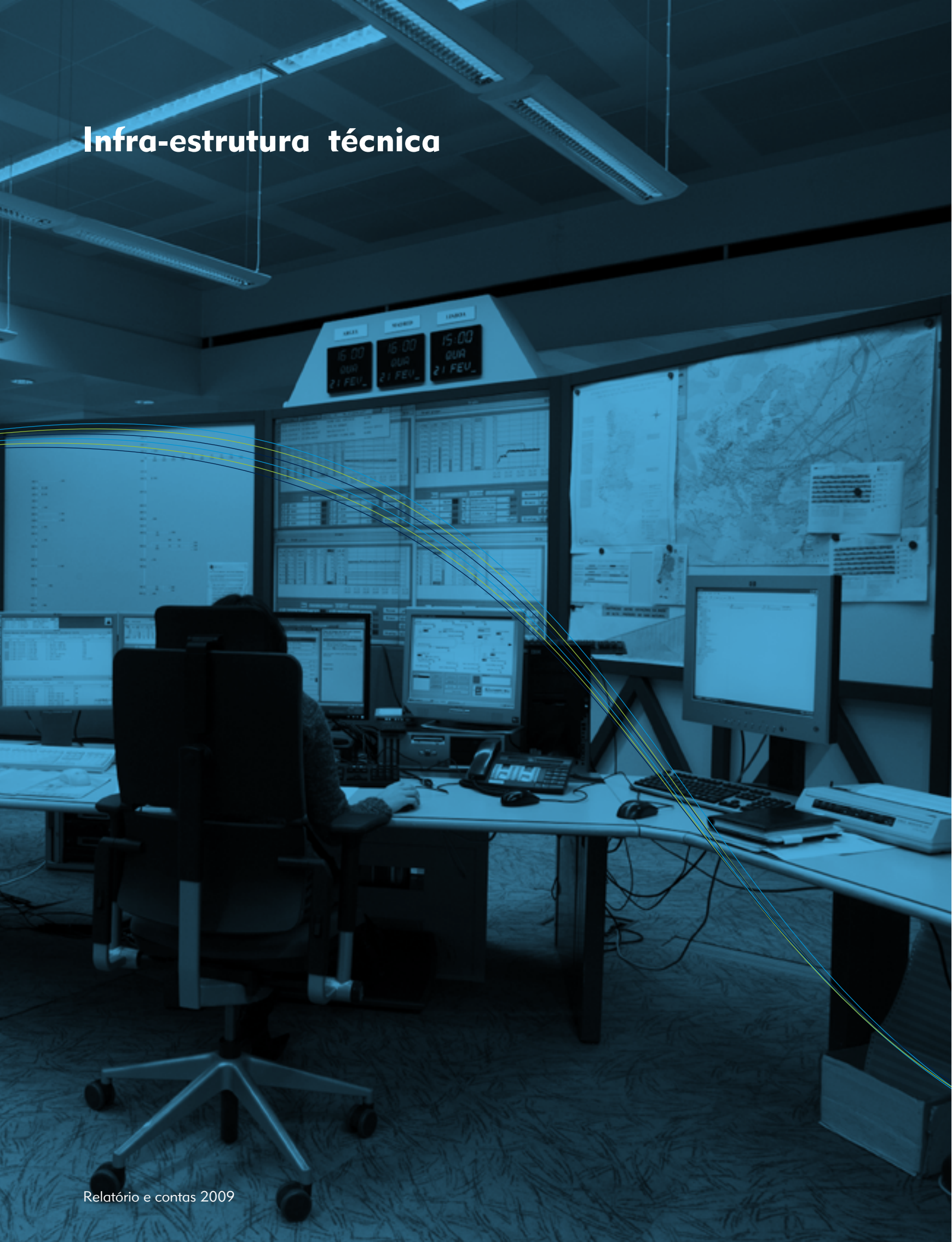
A REN promove desde 2007 sessões técnicas de segurança junto dos empreiteiros que contrata e desde então foram criados dois prémios de

desempenho denominados *Mérito na Gestão da Segurança em Obras de Construção de Linhas MAT e Mérito na Gestão da Segurança em Obras de Construção de Subestações MAT*, de atribuição anual, como medida de distinção e incentivo ao bom desempenho em segurança e saúde no trabalho. Um critério importante na atribuição destes prémios é o cumprimento das metas estabelecidas anualmente pela REN para os índices de sinistralidade, em particular para os Índices de Frequência e de Gravidade.





# Infra-estrutura técnica



# Electricidade

No final de 2009, a Rede de Transporte e Interligação era composta por 290 linhas e ramais de muito alta tensão (MAT) - 131 linhas e ramais a

150 kV, 116 linhas e ramais a 220 kV e 43 linhas a 400 kV - 61 subestações transformadoras e 12 postos de corte e seccionamento.





Para a exploração da Rede existe um Centro de Operação da Rede, e para a Gestão da Rede Eléctrica Nacional existe um Centro de Controlo e Comando da Rede.



Centro de Operação da Rede



Centro de Controlo e Comando da Rede

Para apoio à transmissão de dados, ordens de comando de elementos de rede, e comunicações em geral, existe uma Rede Corporativa de Telecomunicações, em grande parte suportada nas infra-estruturas mencionadas. A Rede de Transporte e Interligação transporta a energia eléctrica dos grandes centros produtores hidroeléctricos, termoeléctricos e eólicos até às subestações transformadoras, onde é entregue a 60 kV à rede nacional de distribuição. A Rede de Transporte e Interligação também estabelece a ligação com a Rede Europeia de Transporte, através de sete ligações com a Rede de Transporte de Espanha, e entrega energia directamente em MAT a diversos consumidores.

No final de 2009, a Rede Nacional de Transporte e Interligação dispunha de 7.569 km de linhas de MAT, suportadas em 16.735 apoios:

- 150 kV, 2.670 km suportados em 5.612 apoios;
- 220 kV, 3.290 km suportados em 7.072 apoios;
- 400 kV, 1.609 km suportados em 4.051 apoios.

A interligação com a Rede de Transporte de Espanha era assegurada por uma linha a 130Kv entre o Minho e a Galiza, três linhas a 220 kV no Douro Internacional e por quatro linhas a 400 kV, duas entre o Minho e a Galiza, uma no Tejo Internacional e outra entre o Alentejo e a Estremadura espanhola. Nas 61 subestações transformadoras de MAT estavam instalados 28.235 MVA

- 150/30 kV - 120 MVA;
- 150/60 kV - 5.420 MVA;
- 150/130 kV - 290 MVA;
- 220/60 kV - 9.644 MVA;
- 220/150 kV - 951 MVA;
- 400/60 kV - 2.210 MVA;
- 400/150 kV - 5.540 MVA;
- 400/220 kV - 4.050 MVA.

O Centro de Operação da Rede telecomanda todos os elementos da Rede de Transporte, com dois profissionais de engenharia em turnos de laboração contínua. O Centro de Controlo e Comando da Rede monitoriza as condições de segurança do Sistema Eléctrico Nacional e mantém o equilíbrio entre a produção, o consumo e a interligação com a rede europeia, também com dois profissionais de engenharia em turnos de laboração contínua.

## Rede Nacional de Transporte

### Comprimento de linhas e potências de transformação

	2009	2008	Varição (%)
Comprimento das linhas (km)	7.569	7.513	0,7
400 kV	1.609	1.589	1,3
220 kV	3.289	3.257	1,0
150 kV	2.671	2.667	0,1
Número de subestações de postos de corte	73	69	5,8
Potência de transformação (MVA)	28.235	26.194	7,8
Autotransformação (MAT/MAT)	10.701	9.921	7,9
Transformação (MAT/AT)	17.534	16.273	7,7

## Gás natural

As infra-estruturas de gás natural da REN compreendem a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), o Terminal de GNL de Sines e as instalações de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural no Carricho.

No final de 2009 as infra-estruturas principais da RNTGN eram as seguintes:

- 1.267 km de gasodutos em alta pressão;
- 52 estações de junção para derivação de ramais;
- 42 estações de válvulas de seccionamento;
- 13 estações de interligação com ramais em T;
- 78 estações de regulação de pressão e medição de gás;
- 1 estação de transferência de custódia.

A capacidade técnica dos pontos relevantes da RNTGN era a seguinte:

### Capacidade técnica dos pontos relevantes

<b>Entrada</b>	<b>GWh por dia</b>	<b>Mm<sup>3</sup>(n) por dia</b>
Sines (TNGL)	193	16,3
Carricho (Extracção AS)	86	7,3
Campo Maior (IP39)	134	11,3
Valença do Minho (IP40 - importação)	23	1,9
<b>Saída</b>		
Carricho (Injecção AS)	32	2,7
Valença do Minho (IP40 - exportação)	20	1,7
Saídas por GRMS (total)	671	56,6

### Rede Nacional de Transporte de Gás Natural



		<b>Ø (mm)</b>	<b>km</b>
Lote 1	Setúbal - Leiria	700	173
Lote 2	Leiria - Gondomar	700	164
	Gondomar - Braga	500	50
Lote 3	Campo Maior - Leiria	700	220
Lote 4	Braga - Valença	500	74
Lote 5	Monforte - Guarda	300	184
Lote 6	Mealhada - Viseu	500	68
Lote 7	Sines - Setúbal	800	87
Ramais de alta pressão		150 - 700	247
		<b>Total</b>	<b>1.267</b>

A RNTGN, que iniciou a exploração em 1997, é supervisionada a partir de um Centro de Despacho Nacional de última geração com recurso a sistemas de telecomunicações redundantes suportados em tecnologia óptica, com interligação das estações de gasoduto com o terminal de GNL de Sines e o armazenamento subterrâneo no Carricho (Pombal). Todos os sistemas dispõem de comunicação digital, em particular para leitura dos caudais de entrada e saída da rede, o que permite um grau de qualidade da informação e de resposta de supervisão, ao nível das melhores práticas.

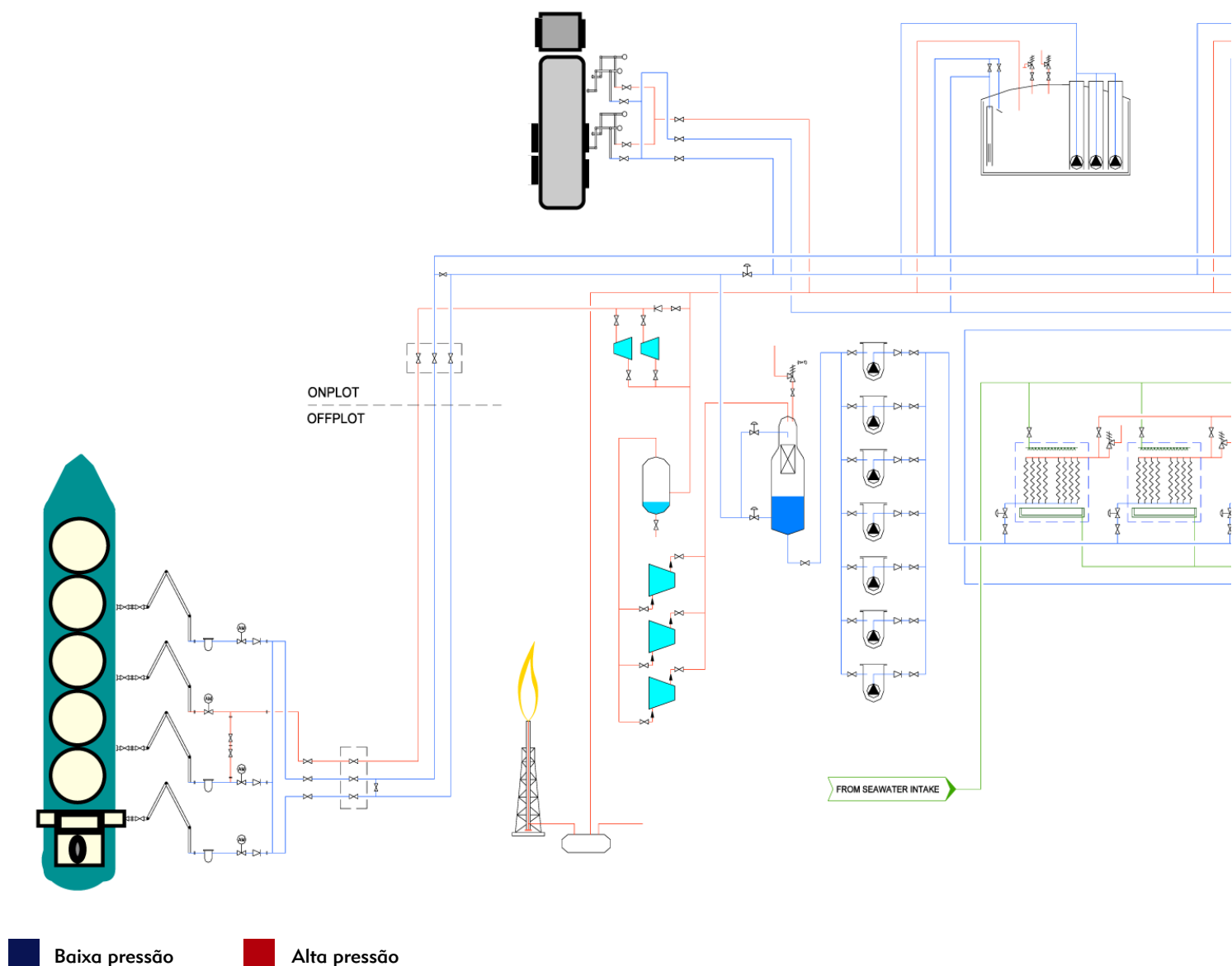


Centro de Despacho da REN Gasodutos

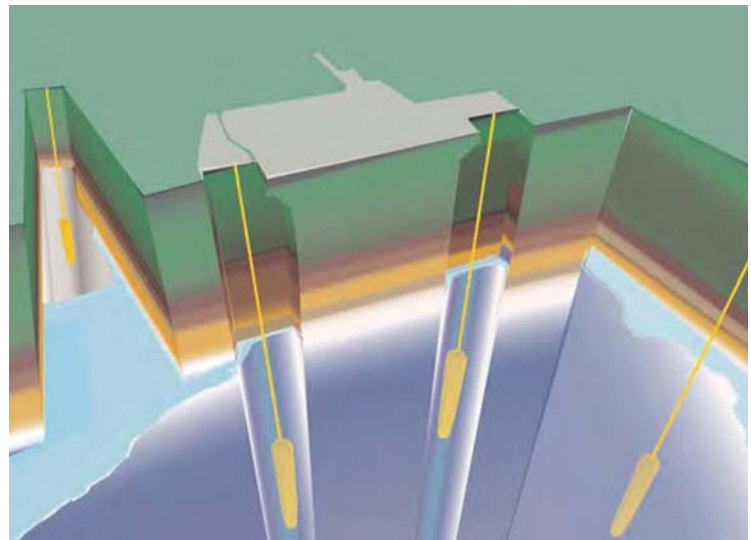
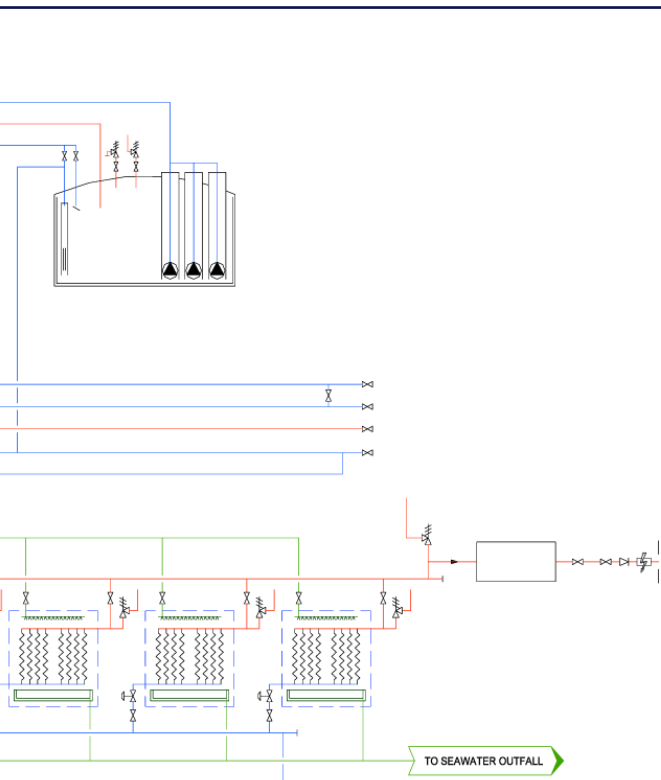
O terminal de GNL está, até 2012, em fase de reforço da sua capacidade de emissão e de armazenamento. Constituído por um cais de recepção de navios, dois tanques criogénicos de GNL e sistemas de pressurização e vaporização com recurso a água do mar, sem queima de combustível, este terminal é uma infra-estrutura fundamental do sistema. No fim de 2009, as suas características principais eram as seguintes:

- Capacidade de regaseificação de 5,25 bcm de gás natural/ano;
- 5 vaporizadores atmosféricos com capacidade unitária de 225.000 m<sup>3</sup>(n)/h;
- Capacidade de recepção de navios metaneiros:
  - volumes entre 40.000 e 210.000 m<sup>3</sup> GNL;
  - tempo médio de descarga de 1 navio *standard*: 15 horas;
- Capacidade de armazenagem operacional nos tanques: 2 x 120.000 m<sup>3</sup> GNL;
- Capacidade de emissão:
  - nominal: 675.000 m<sup>3</sup>(n)/h @ 5,25bcm;
  - ponta (85% de disponibilidade): 900.000 m<sup>3</sup>(n)/h;
- Enchimento de camiões cisterna: 3.000 camiões/ano @ 0,08 bcm.

## Esquema geral do Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines



O armazenamento subterrâneo é feito em cavidades salinas a grande profundidade interligadas com uma estação de gás que permite a gestão das quantidades armazenadas, através da injeção com recurso a compressores de gás natural ou da extracção com sistemas de desidratação do gás natural para injeção posterior na rede de transporte. A estação de gás da REN interliga igualmente com cavidades de outro concessionário. Para a construção das cavidades salinas, a REN possui uma estação de lixiviação que, associada a um sistema de captação de água e a um sistema de rejeição de salmoura no mar, permite em permanência a construção de mais cavidades.



Instalação típica de armazenamento subterrâneo de gás natural em maciço salino

No final de 2009, as instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural que integravam a concessão da REN Armazenagem tinham as seguintes características:

- 3 cavidades em operação;
- Capacidade máxima: 1,71 TWh <> 142,5 Mm<sup>3</sup>(n);
- Capacidades da estação de superfície:
  - injeção: 1 10.000 m<sup>3</sup>(n)/h (32 GWh/dia);
  - extracção: 300.000 m<sup>3</sup>(n)/h (86 GWh/dia);
- Operação da estação de superfície assegurada pela REN Armazenagem.



# Perspectivas para 2010

## Perspectivas para 2010

A REN atravessa uma fase de profunda transformação, que vai a par com o seu papel de charneira nas mudanças do sector energético, com destaque para a liderança que Portugal tem vindo a assumir no sector das renováveis.

As transformações da REN são patentes ao nível dos recursos humanos, que constituem o principal activo da empresa. A REN construiu ao longo dos anos, muito justamente, uma elevada reputação técnica, alicerçada em indicadores de qualidade de serviço que a colocam entre as melhores empresas da União Europeia. Essa reputação está a ser preciosa para alavancar o rejuvenescimento dos quadros, permitindo atrair talentos técnicos que asseguram o futuro nesta vertente fulcral da actividade do Grupo. Em 2010 está previsto o recrutamento de diversos jovens talentos para as áreas operacionais da empresa, beneficiando do espaço criado pela redução de efectivos em 2009. Ao nível das infra-estruturas físicas, vai prosseguir em 2010 e anos seguintes o elevado esforço de investimento, visando responder aos desafios energéticos do País. Tal como em 2009, uma fatia importante do investimento dirige-se à ligação de novos centros de produção renovável – eólica, mas também hídrica. Os investimentos dirigidos à densificação da rede de transporte, à crescente “inteligência” das infra-estruturas, e ainda ao desenvolvimento das interligações ibéricas, estão

igualmente associados à incorporação de novos centros de produção e aos desafios da segurança do sistema e do equilíbrio entre oferta e procura de energia. Na área do gás natural, os investimentos continuarão a dirigir-se essencialmente ao *upgrade* do terminal da REN Atlântico e ao reforço da segurança do sistema, em resposta aos desafios colocados pelo maior consumo induzido pelas novas centrais a gás. Prevê-se que em 2010 o montante investido supere o valor de 2009, em virtude de o projecto de Sines entrar numa fase de grande intensidade.

A REN continuará a seguir atentamente os mercados financeiros, assegurando o financiamento do investimento a custos competitivos e a gestão adequada dos riscos financeiros. Os desafios neste capítulo são exigentes, em virtude do agravamento dos défices públicos por toda a União Europeia, associado à recessão de 2008-2009. Dois factores, porém, continuarão a jogar a nosso favor: a elevada solidez financeira e a presença da empresa no mercado internacional, alicerçada no programa de EMTN.

Em suma, 2010 é um ano de grandes desafios, mas a dinâmica de uma empresa em crescimento e transformação dá a todos os que nela trabalham uma motivação adicional para vencer esses desafios, em benefício de todos os seus *stakeholders*.





# Nota final



## Nota final

O Conselho de Administração expressa o seu reconhecimento a todos os que, ao longo do exercício de 2009, o apoiaram na prossecução dos objectivos fixados para a Empresa:

- Aos Colaboradores da Empresa pela dedicação, empenho e elevado profissionalismo, demonstrados no exercício das suas funções, em consonância com os objectivos estabelecidos;
- Aos Accionistas pelo apoio e confiança demonstrada nos mais diversos momentos da vida da Empresa;
- À Comissão de Auditoria, ao Revisor Oficial de Contas e ao Auditor Externo, pela colaboração fundamental prestada.

Lisboa, 26 de Fevereiro de 2010

### O Conselho de Administração

Rui Manuel Janes Cartaxo

Aníbal Durães dos Santos

Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista

João Caetano Carreira Faria Conceição

Luís Maria Atienza Serna

Gonçalo José Zambrano de Oliveira

Manuel Carlos Mello Champalimaud

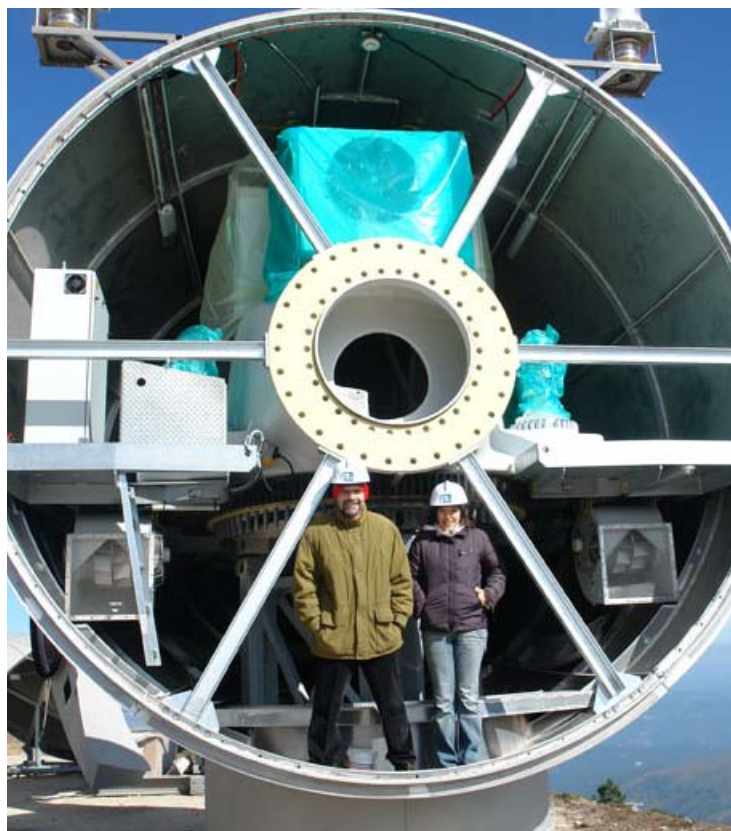
José Isidoro d'Oliveira Carvalho Neto

Filipe Maurício Botton

José Luís Alvim Marinho

José Frederico Vieira Jordão

Fernando António Portela de Rocha Andrade





# Proposta de aplicação de resultados

## Proposta de aplicação de resultados

O resultado líquido consolidado da REN SGPS no exercício de 2009 ascendeu a 134.046.810,44€ (cento e trinta e quatro milhões, quarenta e seis mil oitocentos e dez euros e quarenta e quatro cêntimos). Considerando o exposto, o Conselho de Administração, nos termos do artigo 28º dos Estatutos da REN SGPS, S.A. e dos artigos 31º a 33º e 66º, n.º 5 do Código das Sociedades Comerciais, propõe que o resultado líquido do exercício de 2009, apurado nas demonstrações financeiras individuais, segundo as Normas Internacionais de Relato Financeiro, no valor de 144.493.679,21€ (cento e quarenta e quatro milhões quatrocentos e noventa e três mil seiscentos e setenta e nove euros e vinte e um cêntimos), tenha a seguinte aplicação:

- Para reserva legal - 7.224.683,96€ (sete milhões duzentos e vinte e quatro mil seiscentos e oitenta e três euros e noventa e seis cêntimos);
- Para dividendos - 89.178.000€ (oitenta e nove milhões e cento e setenta e oito mil euros), correspondente a uma distribuição de 66,527% do resultado consolidado da REN SGPS, S.A. no exercício de 2009 que ascende a 134.046.810,44€ (cento e trinta e quatro milhões, quarenta e seis mil oitocentos e dez euros e quarenta e quatro cêntimos), o que equivale à distribuição de um valor de dividendo bruto por acção de 0,167€;
- Para reservas livres o montante de 48.090.995,25€ (quarenta e oito milhões noventa mil novecentos e noventa e cinco euros e vinte e cinco cêntimos).

# Contas



## Índice

Demonstrações financeiras consolidadas **108**

Demonstrações financeiras separadas **174**

Relatórios e pareceres **212**

Extracto da acta da assembleia geral **216**



# Demonstrações financeiras consolidadas



# Demonstrações financeiras consolidadas

## Demonstrações consolidadas da posição financeira em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

ACTIVO	Notas	31 de Dezembro	
		2009	2008
<b>Não corrente</b>			
Activos fixos tangíveis	7 e 9	3.451.876	3.175.923 (a)
Goodwill	8	3.774	3.774
Interesses em "Joint ventures"	10	11.063	9.716
Activos por impostos diferidos	11	37.627	46.147
Activos financeiros disponíveis para venda	12 e 13	90.419	86.924
Outros investimentos financeiros	12	7.276	-
Clientes e outras contas a receber	12 e 14	44.122	90.393
		<b>3.646.157</b>	<b>3.412.876</b>
<b>Corrente</b>			
Existências	15	23.789	8.364
Clientes e outras contas a receber	12 e 14	426.527	263.856
Imposto sobre o rendimento a receber	12	25.115	-
Depósitos de garantia recebidos	12 e 16	102.637	35.604
Instrumentos financeiros derivados	17	-	876
Caixa e equivalentes de caixa	12 e 18	69.888	101.431
		<b>647.955</b>	<b>410.131</b>
<b>Total do activo</b>		<b>4.294.113</b>	<b>3.823.007</b>
<b>CAPITAL PRÓPRIO</b>			
<b>Capital e reservas atribuíveis aos detentores de capital</b>			
Capital social	19	534.000	534.000
Acções próprias	19	(10.728)	(6.619)
Outras reservas	20	161.638	164.160
Resultados acumulados	20	177.067	192.156
Resultado líquido consolidado	20	134.107	127.405
		<b>996.085</b>	<b>1.011.102</b>
Interesses minoritários		514	574
<b>Total capital próprio</b>		<b>996.599</b>	<b>1.011.676</b>
<b>PASSIVO</b>			
<b>Não corrente</b>			
Empréstimos	12 e 21	1.711.320	1.298.530
Passivos por impostos diferidos	11	81.586	92.333
Obrigações de benefícios de reforma e outros	22	69.846	45.198
Instrumentos financeiros derivados	12 e 17	10.149	-
Provisões para outros riscos e encargos	23	4.307	33.524
Fornecedores e outras contas a pagar	12 e 24	399.508	351.060
		<b>2.276.716</b>	<b>1.820.645</b>
<b>Corrente</b>			
Empréstimos	12 e 21	497.456	541.026
Provisões para outros riscos e encargos	23	981	25.300
Fornecedores e outras contas a pagar	12 e 24	419.726	296.426
Imposto sobre o rendimento a pagar	31	-	92.331
Depósitos de garantia a pagar	12 e 16	102.637	35.604
		<b>1.020.799</b>	<b>990.686</b>
<b>Total passivo</b>		<b>3.297.515</b>	<b>2.811.331</b>
<b>Total do capital próprio e passivo</b>		<b>4.294.113</b>	<b>3.823.007</b>

(a) ver nota 9 relativa a propriedades de investimento

O anexo faz parte integrante destas demonstrações consolidadas da posição financeira.

## Demonstrações consolidadas dos resultados dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Notas	31 de Dezembro	
		2009	2008
Vendas	25	1.299	437
Prestações de serviços	25	550.179	493.994
Outros rendimentos operacionais	29	25.809	103.778
Ganhos / (perdas) em "Joint ventures"	10	10.033	9.142
<b>Total dos proveitos operacionais</b>		<b>587.321</b>	<b>607.351</b>
Custo de vendas		(1.120)	(530)
Fornecimento e serviços externos	26	(78.735)	(78.889)
Gastos com pessoal	27	(48.039)	(49.740)
Depreciações de exercício	7	(159.758)	(129.721)
Reversões / (Provisões) do exercício	23	53.536	(27.971)
Outros gastos operacionais	28	(103.751)	(83.545)
<b>Total dos gastos operacionais</b>		<b>(337.867)</b>	<b>(370.396)</b>
<b>Resultados operacionais</b>		<b>249.454</b>	<b>236.955</b>
Gastos de financiamento	30	(75.970)	(90.338)
Rendimentos financeiros	30	8.103	22.996
Dividendos de empresas participadas	30	3.338	2.367
<b>Resultados consolidados antes de impostos</b>		<b>184.925</b>	<b>171.980</b>
Imposto sobre o rendimento	11 e 31	(50.878)	(44.552)
<b>Resultado líquido consolidado do exercício antes de interesses minoritários</b>		<b>134.047</b>	<b>127.427</b>
<b>ATRIBUÍVEL A:</b>			
Accionistas do grupo REN		134.107	127.405
Interesses minoritários		(60)	22
<b>Resultado líquido consolidado do exercício</b>		<b>134.047</b>	<b>127.427</b>
<b>RESULTADO POR ACÇÃO ATRIBUÍVEL AOS DETENTORES DO CAPITAL DO GRUPO DURANTE O ANO (EXPRESSO EM EUROS)</b>			
Básico		0,25	0,24
Diluído		0,25	0,24

O anexo faz parte integrante destas demonstrações consolidadas dos resultados.



## Demonstrações consolidadas do rendimento integral em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Notas	31 de Dezembro	
		2009	2008
<b>Resultado líquido consolidado do exercício</b>	<b>20</b>	<b>134.047</b>	<b>127.427</b>
<b>OUTROS GANHOS E PERDAS RECONHECIDOS NOS CAPITAIS PRÓPRIOS</b>			
Diminuição de reservas de cobertura - instrumentos financeiros derivados		(7.556)	-
Ganhos / (perdas) actuariais - valor bruto	22	(27.144)	(19.964)
Varição do valor dos terrenos térmicos	9	(42.849)	-
Ganhos / (perdas) em activos financeiros disponíveis para venda - valor bruto	12 e 13	3.496	(15.838)
Regularizações de activos fixos tangíveis		(4.621)	-
Outras variações		671	-
Imposto sobre os itens reconhecidos directamente no capital próprio	11	21.090	7.389
<b>Total do rendimento consolidado integral do exercício</b>		<b>77.134</b>	<b>99.014</b>
<b>ATRIBUÍVEL A:</b>			
Accionistas		77.194	98.992
Interesses minoritários		(60)	22
		<b>77.134</b>	<b>99.014</b>

O anexo faz parte integrante destas demonstrações consolidadas do rendimento integral.





## Demonstrações consolidadas das alterações no capital próprio dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

Movimentos do exercício	Atribuível aos accionistas									
	Capital social	Ações próprias	Reserva legal	Reserva justo valor	Reserva cobertura	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	Interesses minoritários	Total
<b>2008</b>										
<b>Saldo a 1 Jan 2008</b>	<b>534.000</b>	-	<b>61.137</b>	<b>7.460</b>	-	<b>83.993</b>	<b>174.033</b>	<b>145.150</b>	<b>555</b>	<b>1.006.328</b>
Total do rendimento integral do período	-	-	-	(13.739)	-	-	(14.674)	127.405	22	<b>99.014</b>
Aquisição acções próprias	-	(6.619)	-	-	-	-	-	-	-	<b>(6.619)</b>
Distribuição de dividendos	-	-	-	-	-	-	(87.045)	-	(3)	<b>(87.048)</b>
Transf. para outras reservas	-	-	6.083	-	-	19.225	119.842	(145.150)	-	-
<b>Saldo a 31 Dez 2008</b>	<b>534.000</b>	<b>(6.619)</b>	<b>67.221</b>	<b>(6.279)</b>	-	<b>103.218</b>	<b>192.156</b>	<b>127.405</b>	<b>574</b>	<b>1.011.676</b>
<b>2009</b>										
<b>Saldo a 1 Jan 2009</b>	<b>534.000</b>	<b>(6.619)</b>	<b>67.221</b>	<b>(6.279)</b>	-	<b>103.218</b>	<b>192.156</b>	<b>127.405</b>	<b>574</b>	<b>1.011.676</b>
Total do rendimento integral do período	-	-	-	3.032	(5.553)	-	(54.392)	134.107	(60)	<b>77.134</b>
Aquisição acções próprias (a)	-	(4.109)	-	-	-	-	-	-	-	<b>(4.109)</b>
Distribuição de dividendos	-	-	-	-	-	-	(88.102)	-	-	<b>(88.102)</b>
Aumento de reservas por aplicação de resultados	-	-	-	-	-	-	127.405	(127.405)	-	-
<b>Saldo a 31 Dez 2009</b>	<b>534.000</b>	<b>(10.728)</b>	<b>67.221</b>	<b>(3.247)</b>	<b>(5.553)</b>	<b>103.218</b>	<b>177.067</b>	<b>134.107</b>	<b>514</b>	<b>996.599</b>

(a) ver nota 19

O anexo faz parte integrante destas demonstrações consolidadas das alterações no capital próprio.

## Demonstrações consolidadas dos fluxos de caixa dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

FLUXOS DE CAIXA DAS ACTIVIDADES OPERACIONAIS	Notas	31 de Dezembro	
		2009	2008
Recebimentos de clientes		1.636.126	2.614.752
Pagamentos a fornecedores		(1.312.341)	(1.843.905)
Pagamentos ao pessoal		(53.665)	(48.890)
Pagamento do imposto sobre o rendimento		(148.990)	(100.934)
Outros pagamentos / recebimentos relativos a actividade operacional		(3.948)	-
<b>Fluxos de caixa líquidos das actividades operacionais (1)</b>		<b>117.181</b>	<b>621.023</b>
<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ACTIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
<b>Recebimentos provenientes de:</b>			
Investimentos financeiros		-	15.062
Activos fixos tangíveis		-	25
Subsídios ao investimento		32.632	65.026
Dividendos		12.014	8.484
<b>Pagamentos respeitantes a:</b>			
Investimentos financeiros			(43.425)
Activos fixos tangíveis		(387.017)	(264.689)
<b>Fluxos de caixa líquidos das actividades de investimento (2)</b>		<b>(342.372)</b>	<b>(219.517)</b>
<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
<b>Recebimentos provenientes de:</b>			
Empréstimos obtidos		11.010.571	31.782.188
Juros e proveitos similares		22.016	8.711
<b>Pagamentos respeitantes a:</b>			
Empréstimos obtidos		(10.652.338)	(32.017.007)
Juros e custos similares		(91.403)	(130.142)
Aquisição acções próprias	19	(4.109)	-
Dividendos	33	(88.102)	(87.064)
<b>Fluxos de caixa líquidos das actividades de financiamento (3)</b>		<b>196.636</b>	<b>-443.314</b>
<b>Aumento líquido (diminuição) do caixa e equivalentes de caixa (4) = (1+2+3)</b>		<b>(28.555)</b>	<b>(41.808)</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	18	60.407	102.215
Reclassificação para outros investimentos financeiros	12	(7.276)	-
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	18	24.576	60.407
<b>Detalhe da Caixa e equivalente de caixa</b>			
Caixa	18	1	1
Descobertos bancários	18	(45.312)	(41.023)
Depósitos bancários		69.887	85.226
Outras aplicações de tesouraria		-	16.203
		<b>24.576</b>	<b>60.407</b>

O anexo faz parte integrante destas demonstrações consolidadas dos fluxos de caixa.

# Anexos às demonstrações financeiras consolidadas em 31 de Dezembro de 2009

## 1. Informação geral

A REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (referida neste documento como "REN" ou "Empresa" e conjuntamente com as suas subsidiárias designada por "Grupo" ou "Grupo REN"), com sede na Avenida Estados Unidos da América, 55 - Lisboa, foi criada a partir da cisão do grupo EDP, de acordo com os Decretos-Lei 7/91, de 8 de Janeiro e 131/94, de 19 de Maio, aprovados em Assembleia Geral em 18 de Agosto de 1994, com o objecto de assegurar a gestão global do sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP). Até 26 de Setembro de 2006, o Grupo REN tinha a sua actividade centrada no negócio da electricidade, através da REN - Rede Eléctrica Nacional, SA. Em 26 de Setembro de 2006, decorrente da transacção de "unbundling" do negócio do gás natural, o Grupo sofreu uma alteração significativa com a compra dos activos e participações financeiras associados às actividades de transporte, armazenamento e regaseificação de gás natural, constituindo um novo negócio.

No início de 2007, a Empresa foi transformada na "holding" do Grupo e redenominada, após a transferência do negócio da electricidade para uma nova empresa criada a 26 de Setembro de 2006, a REN - Serviços de Rede, S.A., que foi em simultâneo redenominada para REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. O Grupo detém, presentemente, duas áreas de negócio principais, a Electricidade e o Gás, e duas áreas de negócio secundárias, nas áreas de Telecomunicações e de Gestão do Mercado de Derivados de Electricidade. O negócio da Electricidade compreende as seguintes empresas:

**a) REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.**, constituída em 26 de Setembro de 2006 cujas actividades são desenvolvidas no âmbito de um contrato de concessão atribuído por um período de 50 anos, que se iniciou em 2007 e que estabelece a gestão global do Sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP);

**b) REN Trading, S.A.**, constituída em 13 de Junho de 2007, cuja função principal é a gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) da Turbogás e da Tejo Energia que não cessaram em 30 de Junho de 2007, data da entrada em vigor dos novos Contratos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

A actividade desta Empresa compreende o comércio da electricidade produzida e da capacidade de produção instalada, junto dos distribuidores nacionais e internacionais.

O negócio do Gás engloba as seguintes empresas:

**a) REN Gasodutos, S.A.**

Empresa constituída, em 26 de Setembro de 2006, cujo capital social foi realizado através da integração das infra-estruturas de transporte de gás (rede; ligações; compressão);

**b) REN Armazenagem, S.A.**

Empresa constituída em 26 de Setembro de 2006, cujo capital social foi realizado pela integração dos activos de armazenamento subterrâneo de gás;

**c) REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.**

Empresa adquirida no âmbito da aquisição do negócio do gás, anteriormente designada por "SGNL - Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito". A actividade desta empresa consiste no fornecimento de serviços de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito através do terminal marítimo de GNL, sendo responsável pela construção, utilização e manutenção das infra-estruturas necessárias.

As actividades destas empresas são desenvolvidas no âmbito de três contratos de concessão atribuídos em separado, por um período de 40 anos com início em 2006.

Adicionalmente a REN Gasodutos, S.A. detém uma participação em duas sociedades criadas em "joint venture" com uma empresa espanhola de transporte de gás, a Enagás, às quais a REN Gasodutos cedeu os direitos de transporte sobre gasodutos específicos (Braga-Tuy e Campo Maior - Leiria - Braga).

O negócio das telecomunicações é gerido pela RENTELECOM Comunicações, S.A., cuja actividade consiste no estabelecimento, gestão e utilização dos sistemas e infra-estruturas de telecomunicações, fornecendo serviços de comunicação e tirando proveito da capacidade excedentária de fibras ópticas pertencentes ao grupo REN.

O negócio da gestão do Mercado de Derivados da Electricidade é assegurado pelo OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.. Esta entidade foi criada para a organização da divisão Portuguesa do MIBEL, assegurando a gestão do Mercado de Derivados do MIBEL juntamente com a OMIClear (Câmara de Compensação do Mercado Energético), uma empresa constituída e detida totalmente pelo OMIP, e cujo papel é o de câmara de compensação e de contraparte central das operações realizadas no mercado a prazo. O OMIP



iniciou a sua actividade em 3 de Julho de 2006. A REN Serviços, S.A. iniciou a sua actividade em Janeiro de 2008, que consiste na prestação de quaisquer serviços genéricos de apoio administrativo, financeiro, regulativo, de gestão do pessoal, processamento de salários, gestão e manutenção de património mobiliário e imobiliário, negociação e aprovisionamento de consumíveis ou serviços e, em geral, quaisquer outros do mesmo tipo, usualmente designados por serviços de *Backoffice*, de forma remunerada, tanto a empresas que estejam com ela em relação de grupo como quaisquer terceiros.

### 1.1. Aprovação das demonstrações financeiras consolidadas

Estas demonstrações financeiras consolidadas foram aprovadas pelo Conselho de Administração, na reunião de 26 de Fevereiro de 2010. É da opinião o Conselho de Administração que estas demonstrações financeiras consolidadas reflectem de forma verdadeira e apropriada as operações do Grupo REN, bem como a sua posição e desempenho financeiro consolidado e os seus fluxos consolidados de caixa.

## 2. Informação sobre os contratos de concessão atribuídos à REN

### 2.1. Contrato de Concessão de Electricidade

A concessão para a utilização da RNT foi atribuída à REN, S.A., conforme Decreto-Lei N.º 182/95 de 27 de Julho de 1995 (art.º 64), com vista à gestão do Sistema Eléctrico de Abastecimento Público (SEP), à utilização da Rede Nacional de Transporte, bem como ao desenvolvimento das infra-estruturas necessárias. O objecto deste contrato de concessão consiste nas seguintes actividades:

#### (i) Compra e Venda de Electricidade

Nesta actividade, a REN, S.A. actuou, até 30 de Junho de 2007, como intermediário (agente) entre os produtores e distribuidores vinculados de electricidade. A electricidade era adquirida com base em contratos de compra de energia assinados com os produtores, e vendida de acordo com as tarifas definidas pelo regulador, ERSE (Entidade Reguladora de Serviços Energéticos).

A REN intermediava na venda de excedentes de produção disponíveis. Dos ganhos obtidos nestas intermediações, a REN tinha direito a reter 50% dos ganhos comerciais obtidos.

A partir de 1 de Julho de 2007, com o término da maioria dos contratos de aquisição de energia (CAE) a REN gere os dois CAE remanescentes não cessados com a Tejo Energia e a Turbogás, através da REN Trading,

colocando a energia desses produtores no mercado. Os activos tangíveis alocados a esta actividade são remunerados à semelhança do que se verifica para os activos de transporte de electricidade.

#### (ii) Transporte de Electricidade

Esta é a actividade principal da REN, tendo por objecto o transporte de electricidade através da RNT para entrega aos distribuidores em MT (média tensão) e AT (alta tensão), aos consumidores ligados à RNT e às redes de MAT (muito alta tensão) a que a REN estiver ligada. Esta actividade inclui ainda o planeamento e desenvolvimento da RNT, a construção das novas infra-estruturas e a exploração e manutenção da RNT. O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação das depreciações e remuneração dos investimentos feitos em activos da concessão, e a recuperação de custos operacionais elegíveis.

#### (iii) Gestão Global do Sistema

Esta actividade tem por objecto a gestão global do sistema de electricidade, cabendo à REN a gestão técnica do mesmo através da coordenação, nos pontos de ligação com a RNT, dos trânsitos de energia eléctrica das instalações da produção, das redes de distribuição, em MT e AT, e dos consumidores ligados à RNT, através de ordem de despacho.

A actividade de gestão global do sistema tem também garantido o equilíbrio contratual, através da recuperação da depreciação dos activos da concessão e a remuneração do investimento efectuado. A remuneração é calculada com base no valor médio líquido dos activos associados a esta actividade.

A REN pode desenvolver outras actividades, de modo directo ou através de empresas subsidiárias, quando autorizada pelo Governo, caso seja do melhor interesse para a concessão ou para os seus clientes. Este é o caso do OMIP, que gere o Mercado de Derivados da Electricidade sob a alçada do MIBEL, e a sua subsidiária OMIclear, que funciona como câmara de compensação. A concessão foi atribuída por um período de 50 anos, com início em 15 de Junho de 2007. Os activos considerados como activos de concessão são aqueles adquiridos pela REN à RNT, que incluem:

- as linhas, subestações, postos de seccionamento e instalações anexas;
- as instalações afectas ao despacho centralizado e à gestão global do SEP, incluindo todo o equipamento indispensável ao seu funcionamento; e
- as instalações de telecomunicações, teledida e telecomando afectas ao transporte e à coordenação do sistema electroprodutor.

Adicionalmente, são também considerados como activos de concessão:

- os imóveis pertencentes à REN em que se implantem os bens referidos no número anterior, assim como as servidões constituídas;
- os sítios para instalação dos centros electroprodutores, cuja propriedade ou posse pertença à REN;
- outros bens móveis ou imóveis necessários ao desempenho das actividades objecto da concessão; e
- as relações jurídicas directamente relacionadas com a concessão, nomeadamente laborais, de empreitada, de locação, de prestação de serviços, de recepção e entrega de energia eléctrica, bem como os direitos de utilização do domínio hídrico e de transporte através de redes situadas no exterior da área de concessão.

A REN tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão, até à extinção desta.

Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos reverterem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: afastamento dos princípios da concessão; oposição à supervisão e desobediência às deliberações do concedente; recusa em efectuar reparações e manutenções nos activos da concessão, bem como o seu desenvolvimento; aplicação de tarifas mais elevadas do que as definidas pelo regulador; e a transmissão ou subconcessão não autorizada da concessão de transporte.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

## **2.2. Transporte de Gás e Gestão Global do Sistema**

A concessão para utilização da RNTGN foi atribuída à REN - Gasodutos, S.A., ao abrigo do Decreto-Lei nº 140/2006 de 26 e Julho de 2006, tendo como objecto a gestão do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), a operação da rede de transporte de gás em alta pressão e o desenvolvimento das infra-estruturas necessárias, sob o regime de prestação de serviço de público.

O objecto do contrato de concessão compreende as seguintes actividades:

### **i) Transporte de Gás**

Esta é uma das actividades da REN - Gasodutos, S.A., e tem por objectivo garantir o transporte de gás através das infra-estruturas que compõem a rede nacional de alta pressão, bem como a distribuição ao SNGN ou a consumidores industriais directamente ligados ao RNTGN. Esta actividade compreende não só a recepção e distribuição de gás através da rede de transporte de alta pressão, mas também a operação e manutenção de todas as infra-estruturas e ligações que pertencem à RNTGN.

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação dos custos operacionais elegíveis e da remuneração dos activos, que compreende: a recuperação da depreciação dos activos; e a remuneração a uma taxa de juro fixada pelo regulador (ERSE), calculada como uma proporção entre valor actual acumulado de unidades transportadas, e as unidades totais estimadas a serem transportadas através da infra-estrutura, durante o período de concessão.

### **ii) Gestão Global do Sistema do Gás**

O objectivo desta actividade é gerir o Sistema Nacional de Abastecimento de Gás (SNGN), através da coordenação das ligações nacionais e internacionais à RNTGN, o planeamento e a preparação da expansão necessária da rede de transporte de gás de alta pressão, e o controlo das reservas de segurança de gás natural.

Esta concessão foi atribuída por um período de 40 anos a partir da data de assinatura do contrato.

Os activos considerados como activos da concessão, são os activos adquiridos pelo Grupo REN à Transgás, e incluem:

- os gasodutos de alta pressão, utilizados no transporte de gás, tubos e antenas associados;
- as infra-estruturas relacionadas com a compressão, transporte e redução de pressão do gás para entrega nos gasodutos de média pressão;
- equipamentos relacionados com a gestão técnica global do SNGN; e
- infra-estruturas de telecomunicações, telemetria e de controlo remoto usados para gerir a rede de recepção, transporte e entrega, incluindo equipamento de telemetria colocado nas instalações dos utilizadores.

Adicionalmente, são também considerados como activos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Gasodutos, S.A., onde os supra mencionados equipamentos se encontram instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros activos necessários para o desenvolvimento operacional das actividades da concessão;
- quaisquer direitos intelectuais ou industriais, propriedade da REN Gasodutos, S.A.; e
- todas as relações legais estabelecidas durante a concessão, tais como: contratos de trabalho, subcontratos, locações e serviços externos.

A REN Gasodutos, S.A., tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN Gasodutos, S.A. é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos reverterem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos.

O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: falha iminente ou interrupção da actividade; deficiências na gestão e operação da

actividade da concessão; ou deficiências na manutenção e reparação das infra-estruturas que comprometam a qualidade do serviço.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes. Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

### 2.3. Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)

A concessão da actividade no terminal GNL foi atribuída à REN Atlântico, S.A., ao abrigo do Decreto-Lei 140/2006 de 26 de Julho de 2006, para a realização das seguintes actividades, sob o regime de prestação de serviço público:

- a) a recepção, armazenamento, tratamento e regaseificação de gás natural liquefeito, descarregado de barcos metaneiros no Porto de Sines;
- b) a injeção de gás natural de alta pressão na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) ou a sua expedição através de camiões especializados para o efeito; e
- c) a construção, utilização, manutenção e expansão das infra-estruturas do Terminal GNL (edifícios, tanques, gasodutos, etc.).

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação dos custos operacionais elegíveis e da remuneração dos activos, que compreende: a recuperação da depreciação dos activos; e a remuneração a uma taxa de juro fixada pelo regulador (ERSE), calculada como uma proporção entre valor actual acumulado de unidades descarregadas e regasificadas, e as unidades totais estimadas a serem regasificadas através da infra-estrutura, durante o período de concessão.

A concessão foi atribuída por um período de 40 anos, a partir da data de assinatura do contrato. Os activos considerados como activos de concessão, são os activos adquiridos pelo Grupo REN à Transgás, e incluem:

- o Terminal GNL e as infra-estruturas associadas, instaladas no Porto de Sines;

- as infra-estruturas utilizadas para a recepção, armazenagem, tratamento e regasificação do GNL, incluindo todo o equipamento necessário para controlo, regulação e medição das restantes infra-estruturas e da actividade do Terminal GNL;
- as infra-estruturas utilizadas na injeção do gás natural na RNTGN ou no carregamento e expedição do GNL através de camiões ou barcos metaneiros; e
- as infra-estruturas relacionadas com telecomunicações, telemetria e controlo remoto, usadas na gestão de todas as infra-estruturas do terminal GNL.

Adicionalmente, são também considerados activos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Atlântico, S.A., onde os supra referenciados equipamentos estão instalados assim como as servidões constituídas;
- outros activos necessários ao desenvolvimento da actividade da concessão;
- quaisquer direitos intelectuais ou de propriedade industrial da REN Atlântico, S.A.; e
- todas as relações legais estabelecidas durante a concessão, tais como: contratos de trabalho, subcontratos, locações e serviços externos.

A REN Atlântico, S.A., tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas.

A REN Atlântico, S.A. é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão.

A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos. O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: falha iminente ou interrupção da actividade; deficiências na gestão e operação da actividade da concessão; ou deficiências na manutenção e reparação das infra-estruturas que comprometam a qualidade do serviço.

O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

## 2.4. Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural

A concessão da actividade nas operações de armazenamento subterrâneo foi atribuída à REN Armazenagem, S.A., ao abrigo do Decreto-Lei 140/2006 de 26 de Julho de 2006, para a realização das seguintes actividades, sob o regime de prestação de serviço público:

- recepção, injeção, armazenamento subterrâneo, extracção, tratamento e entrega do gás natural de modo a criar ou manter as reservas de segurança de gás natural ou para entrega na RNTGN; e
- construção, utilização, manutenção e expansão das câmaras de armazenamento subterrâneo.

O modelo do contrato de concessão garante um equilíbrio contratual através da recuperação das depreciações dos activos da concessão, a remuneração dos investimentos feitos na concessão dos activos e recuperação dos custos operacionais associados à actividade a que a concessão se destina. A concessão é válida por um período de 40 anos, a partir da data de assinatura do contrato. Os activos considerados como activos de concessão, que foram adquiridos pelo Grupo REN à Transgás, são os seguintes:

- as câmaras subterrâneas de gás natural adquiridas ou construídas durante o período de vigência do contrato de concessão;
- infra-estruturas utilizadas para injeção, extracção, compressão, secagem e redução de pressão do gás, usado para ser distribuído na RNTGN, incluindo todo o equipamento necessário para controlo, regulação e medição das restantes infra-estruturas;
- infra-estruturas e equipamento para operações de lixiviação; e



- infra-estruturas necessárias para telecomunicações, telemetria e controlo remoto, usadas na gestão de todas as infra-estruturas e câmaras subterrâneas.

Adicionalmente, são também considerados activos da concessão:

- os imóveis detidos pela REN Armazenagem, S.A., onde os supra referenciados equipamentos estão instalados, assim como as servidões constituídas;
- outros activos necessários ao desenvolvimento da actividade de concessão;
- direitos de construção ou aumento das câmaras subterrâneas;
- o *cushion gas* afecto a cada câmara;
- quaisquer direitos intelectuais ou de propriedade industrial da REN Armazenagem, S.A.;
- todas as relações legais estabelecidas durante a concessão, tais como: contratos de trabalho, subcontratos, locações e serviços externos.

A REN Armazenagem, S.A., tem a obrigação de, durante o prazo de vigência da concessão, manter o bom estado de funcionamento, conservação e segurança dos activos e meios a ela afectos, efectuando todas as reparações, renovações e adaptações necessárias para a manutenção dos activos nas condições técnicas requeridas. A REN Armazenagem, S.A. é titular e detém a posse dos activos que integram a concessão. Os activos apenas podem ser utilizados para o fim previsto na concessão. Na data da extinção da concessão, os bens a ela afectos revertem para o Estado nos termos previstos no presente contrato, o qual compreende o recebimento de uma indemnização correspondente ao valor líquido contabilístico dos bens afectos à concessão. A concessão pode ser extinta por acordo entre as partes por rescisão, por resgate e pelo decurso do prazo. A extinção da concessão opera a transmissão para o Estado dos bens e meios a ela afectos. O contrato de concessão poderá ser rescindido pelo concedente se ocorrer qualquer uma das situações a seguir descritas, com impacto significativo nas operações da concessão: falha iminente ou interrupção da actividade; deficiências na gestão e operação da actividade da concessão; ou deficiências na manutenção e reparação das infra-estruturas que comprometam a qualidade do serviço. O concedente pode resgatar a concessão sempre que motivos de interesse público o justifiquem, decorridos que sejam pelo menos 15 anos sobre a data do início do respectivo prazo. Pelo resgate, a concessionária tem direito a uma indemnização que deve atender ao valor contabilístico à data do resgate dos bens

revertidos bem como ao valor de eventuais lucros cessantes.

Se, no termo da concessão, esta não tiver sido renovada ou não tiver sido decidido quanto ao novo modo ou entidade encarregada da gestão da concessão, o presente contrato de concessão pode ser prolongado pelo período máximo de um ano, como um contrato de locação, prestação de serviços ou qualquer outra forma legal.

### 3. Principais políticas contabilísticas

As principais políticas contabilísticas adoptadas pelo Grupo na preparação das demonstrações financeiras consolidadas são as que abaixo se descrevem. Estas políticas foram aplicadas de forma consistente nos períodos apresentados.

#### 3.1. Bases de apresentação

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações e tomando por base o custo histórico, excepto para os instrumentos financeiros derivados e activos financeiros disponíveis para venda que se encontram registados pelo justo valor, a partir dos livros e registos contabilísticos das empresas incluídas na consolidação, mantidos de acordo com os princípios contabilidade geralmente aceites em Portugal, ajustados no processo de consolidação de modo a que as demonstrações financeiras consolidadas estejam de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro, tal como adoptadas pela União Europeia, em vigor para exercícios económicos iniciados em 1 de Janeiro de 2009. Devem entender-se como fazendo parte daquelas normas, que as Normas Internacionais de Relato financeiro ("IFRS" - *International Financial Reporting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB"), quer as Normas Internacionais de Contabilidade ("IAS"), emitidas pelo *International Accounting Standards Committ* ("IASC") e respectivas interpretações - SIC e IFRIC, emitidas pelo *International Financial Reporting Interpretation Committee* ("IFRIC") e *Standard Interpretation Committee* ("SIC"), que tenham sido adoptadas na União Europeia. De ora em diante, o conjunto daquelas normas e interpretações serão designados genericamente por IFRS.

A preparação das demonstrações financeiras em conformidade com as IFRS requer o uso de estimativas, pressupostos e julgamentos críticos no processo da determinação das políticas contabilísticas adoptadas pela REN, com impacto significativo no valor

contabilístico dos activos e passivos, assim como nos rendimentos e gastos reconhecidos no período de reporte financeiro.

Apesar de estas estimativas serem baseadas na melhor experiência da Administração e nas suas melhores expectativas em relação aos eventos e acções correntes e futuras, os resultados actuais e futuros podem diferir destas estimativas. As áreas que envolvem um maior grau de julgamento ou complexidade, ou áreas em que pressupostos e estimativas sejam significativos para as demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas na Nota 5.

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de euros - mEuros.

#### **Adopção de normas e interpretações novas, emendadas ou revistas**

a) As seguintes normas, interpretações, emendas e revisões aprovadas ("endorsed") pela União Europeia e com aplicação obrigatória nos exercícios económicos iniciados em ou após 1 de Janeiro de 2009, foram adoptadas pela primeira vez no exercício findo em 31 de Dezembro de 2009:

- IAS 1 (revisão), 'Apresentação das demonstrações financeiras' A revisão de 2007 da IAS 1 introduziu alterações de terminologia, incluindo novas designações para as peças das demonstrações financeiras, assim como alterações ao nível do formato e conteúdo de tais peças. A REN apresenta todas as alterações ao capital próprio resultantes de transacções com os accionistas na Demonstração consolidada das alterações no capital próprio. Todas as alterações ao capital próprio resultantes de transacções com entidades não accionistas são apresentadas em duas demonstrações separadas (uma demonstração consolidada dos resultados e uma demonstração consolidada do rendimento integral).
- IFRS 8, 'Segmentos Operacionais'. A adopção desta norma não teve impactos significativos no relato por segmentos efectuado pelo Grupo REN.
- IAS 23, 'Custos de empréstimos obtidos' (revistas). Esta revisão vem introduzir a obrigatoriedade de capitalização dos custos de empréstimos relacionados com activos que se qualificam, sendo, consequentemente, eliminada a opção de registo dos mesmos em resultados no período em que são incorridos. A adopção desta alteração não teve impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN por já estar a seguir a política contabilística prevista.
- IFRS 2, 'Pagamentos baseados em acções' (emendas) Consiste na clarificação da definição de condições de atribuição (*vesting conditions*), na introdução do conceito de *non-vesting conditions* e

no esclarecimento do tratamento de cancelamentos. Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.

- IAS 32 / IAS 1 (alteração), 'Instrumentos financeiros: apresentação' (emendas) Estas emendas vieram alterar o critério de classificação de um instrumento financeiro entre instrumento de capital próprio e passivo financeiro, permitindo que alguns instrumentos financeiros que podem ser recomprados sejam classificados como instrumentos de capital próprio. Consequente alteração à IAS 1- 'Apresentação das demonstrações financeiras'. Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRS 1 / IAS 27 (alteração), 'Adopção pela primeira vez das IFRS (emendas). Estas emendas abordam a mensuração do custo de investimentos em subsidiárias, entidades conjuntamente controladas e associadas na adopção inicial das IFRS e o reconhecimento do rendimento de dividendos provenientes de subsidiárias, nas demonstrações financeiras consolidadas. Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IFRIC 13, 'Programas de fidelização de clientes'. Esta interpretação vem dispor que bónus atribuídos a clientes como parte de uma transacção de venda sejam registados como uma componente separada da transacção. Esta interpretação não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.
- IAS 39 'Reclassificação de activos financeiros' (emendas). Estas emendas vêm permitir, em condições limitadas, a reclassificação de instrumentos financeiros não derivados das categorias de justo valor por resultados e de disponíveis para venda para outras categorias.
- IAS 39' Itens cobertos elegíveis' (emendas). Trata-se de clarificações relacionadas com os seguintes aspectos da contabilidade de cobertura: a) identificação da inflação como um risco coberto e b) cobertura com opções.
- IFRS 7 'Divulgações sobre mensurações pelo justo valor e sobre o risco de liquidez' (emendas). Estas emendas à IFRS 7 vêm alargar as divulgações requeridas relativamente ao justo valor de instrumentos financeiros e ao risco de liquidez.
- Melhoramentos das normas internacionais de relato financeiro - 2007. Este processo envolveu a revisão de 32 normas contabilísticas.

As seguintes normas, interpretações, emendas e revisões, com aplicação obrigatória em exercícios económicos futuros, foram, até à data de aprovação destas demonstrações financeiras, aprovadas ("endorsed") pela União Europeia:

- IFRS 3 (revisão), 'Concentrações de actividades', IAS 27 (revisão de 2008), 'Demonstrações financeiras consolidadas e separadas'

Esta revisão é de aplicação obrigatória nos exercícios iniciados em ou após 1 de Julho de 2009 e vem trazer algumas alterações ao nível do registo de concentrações de actividades empresariais, nomeadamente no que diz respeito: a) à mensuração dos interesses sem controlo (anteriormente designados interesses minoritários); b) ao reconhecimento e mensuração subsequente de pagamentos contingentes; c) ao tratamento dos custos directos relacionados com a concentração; e d) ao registo de transacções de compra de interesses em entidades já controladas e de transacções de venda de interesses sem que de tal resulte a perda de controlo. Esta revisão terá impactos nas futuras concentrações de actividades a efectuar pela REN. A revisão da IAS 27 ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Após a revisão a norma passa a requer que as transacções com os "interesses não controlados" sejam registadas no Capital Próprio, quando não há alteração no controlo sobre a entidade. Quando há alterações no controlo exercido sobre a entidade, qualquer interesse remanescente sobre a entidade é remensurado ao justo valor por contrapartida de resultados do exercício. Esta revisão terá impactos em futuras concentrações de actividades a efectuar pela REN.

- IFRIC 12, 'Serviços de concessão' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2010). A IFRIC 12 determina como os operadores de serviços de concessão devem aplicar as IFRS na contabilização das obrigações de investimento assumidas e dos direitos obtidos decorrentes da assinatura dos contratos de concessão. Esta interpretação aplica-se às actividades desenvolvidas pelo Grupo REN, e o impacto estimado da sua adopção nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo encontra-se ainda em estudo à presente data.
- IFRIC 16, 'Cobertura de investimentos em operações estrangeiras' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). Esta interpretação vem fornecer orientações sobre a contabilidade de cobertura de investimentos líquidos em operações estrangeiras. Esta interpretação não terá qualquer impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.

- IFRIC 9 e IAS 39 (emendas/revisão), 'Reavaliação de derivados embutidos. Estas emendas vêm clarificar em que circunstâncias são permitidas a reapreciação subsequente da obrigatoriedade de separação de um derivado embutido. Esta interpretação será aplicada pela REN no exercício em que a interpretação se torne efectiva.

- IFRIC 15, 'Contratos para a construção de imóveis' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2010). Esta interpretação vem abordar a forma para avaliar se um acordo de construção de um imóvel está no âmbito da IAS 11 - Contratos de construção ou no âmbito da IAS 18 - Rédito e como o correspondente rédito deve ser reconhecido. Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Esta interpretação não terá impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN.

- IFRIC 17, 'Distribuições em espécie aos accionistas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). Esta interpretação propicia orientação sobre a correcta contabilização de activos que não caíam distribuídos aos accionistas como dividendos. Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Esta interpretação será adoptada pela REN no exercício em que se torne efectiva.

- IFRIC 18, 'Transferência de activos pelos clientes' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). Esta interpretação propicia orientação sobre a contabilização pelos operadores de activos fixos tangíveis "dos clientes". Esta interpretação é relevante para o sector das "utilities" uma vez que prevê o tratamento contabilístico a dar a acordos em que a entidade prestadora do serviço recebe do cliente um activo que será utilizado na ligação do cliente ou de outros clientes à rede de serviços ou que permita o acesso do cliente à rede de serviços. Esta interpretação será adoptada pela REN no exercício em que se torne efectiva.

Estas normas apesar de aprovadas ("endorsed") pela União Europeia, não foram adoptadas pelo Grupo no exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, em virtude de a sua aplicação não ser ainda obrigatória. Não são estimados impactos significativos nas demonstrações financeiras decorrentes da adopção das mesmas.

Normas Draft em período de discussão emitidas pelo IASB, ainda não aprovadas:

- *Rate Regulated Activities* - "Exposure Draft" (ED/2009/8) - No decurso do mês de Julho de 2009 o IASB emitiu um *exposure draft* relativo a "Rate Regulated Activities" cujos princípios principais são:

- Reconhecimento nas demonstrações financeiras de uma entidade de activos ou passivos regulatórios no caso em que o regulador permite a uma entidade a recuperação de gastos previamente incorridos ou nos casos em que o regulador exige a devolução dos montantes previamente recebidos e permite à entidade a obtenção de uma remuneração específica nas suas actividades reguladas pelo ajustamento aos preços que são cobrados aos seus clientes;
- Mensuração dos activos e passivos regulatórios ao valor presente esperado dos *cash flows* a recuperar ou a devolver, respectivamente, como resultado da regulação, não só no reconhecimento inicial como no final do período de reporte financeiro;
- Inclusão de divulgações que identifiquem e expliquem os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras relativas a activos e passivos regulatórios, por forma a garantir aos utilizadores da demonstrações financeiras a compreensão da natureza e dos efeitos financeiros das suas actividades reguladas.

A Empresa encontra-se a analisar e acompanhar o calendário de discussão e conclusão deste *Exposure Draft*, o qual tem objectivamente, significativa importância para o grupo REN, no âmbito das suas actividades.

### 3.2. Concessão de Serviços

O Grupo tem quatro concessões para as actividades e desenvolvimento da RNT, para a gestão global do sistema eléctrico nacional, bem como para a utilização e desenvolvimento da RNTGN, do terminal de GNL, do armazenamento subterrâneo de gás natural e da gestão global do sistema de gás natural. Os activos adquiridos/construídos pela REN, ao abrigo destes contratos de concessão, referidos como activos da concessão, compreendem essencialmente activos fixos tangíveis.

De acordo com a IFRIC 12, um acordo de serviço de concessão envolve normalmente uma entidade privada (o operador) que constrói a infra-estrutura utilizada na prestação do serviço público, que a desenvolve (por exemplo, aumento da capacidade existente) e faz a manutenção e operação da mesma por um período específico. O operador é remunerado pelos serviços prestados pelo período do acordo. O acordo

de serviço de concessão é regulado por um contrato de concessão que estabelece os padrões de desempenho, os mecanismos de ajustamento de preços e a resolução de disputas.

Uma característica comum a estes contratos é a natureza de serviço público da obrigação assumida pelo operador da concessão. A regra da prestação de serviços públicos é que estes devem ser prestados colocando as infra-estruturas à disposição da utilização do público, independentemente da entidade que opera o serviço. O contrato de concessão obriga o operador a prestar o serviço ao público em substituição da entidade do sector público responsável. Outras características destes contratos são:

- a parte que atribui a concessão do serviço (o concedente) é uma entidade do sector público, incluindo um organismo governamental ou uma entidade do sector público a quem a responsabilidade do serviço tenha sido atribuída;
- o operador é responsável pelo menos pela gestão da infra-estrutura e dos serviços relacionados não agindo meramente como um agente em nome do concedente;
- o contrato estabelece o preço inicial a ser cobrado pelo operador e as condições de revisão de preços a efectuar durante o contrato de concessão;
- o operador é obrigado a entregar a infra-estrutura ao concedente, em determinadas condições, no final do período do contrato por um valor residual, independentemente do facto de qual das partes financiou a sua construção.

Excepto nas situações de "construir-possuir-operar" quando a IFRIC 12 é aplicada, geralmente, o operador da concessão não deverá reconhecer nas suas demonstrações financeiras como activos fixos tangíveis, os activos da concessão utilizados na prestação do serviço. Em vez disso, o operador deve registar os direitos que lhe são concedidos por conta da construção de infra-estruturas, utilizando:

- o modelo do activo financeiro - se o concedente tem a responsabilidade de pagar ao operador pela prestação do serviço da concessão;
- o modelo do activo intangível - se o pagamento da prestação do serviço é feito através dos utilizadores.

Nesta fase o grupo REN encontra-se a analisar os impactos da aplicação do IFRIC 12. Esta interpretação é de aplicação obrigatória nos exercícios iniciados em ou após 1 de Janeiro de 2010, tendo sido aprovadas pela União Europeia em 25 de Março de 2009.



### 3.3. Princípios da consolidação

Os métodos de consolidação adoptados pelo Grupo são os seguintes:

#### a) Participação financeira em empresas do Grupo (subsidiárias)

Subsidiárias são todas as entidades (incluindo as entidades com finalidades especiais) sobre as quais a REN tem o poder de decidir sobre as políticas financeiras ou operacionais, a que normalmente está associado o controlo, directo ou indirecto, de mais de metade dos direitos de voto. A existência e o efeito de direitos de voto potenciais que sejam correntemente exercíveis ou convertíveis são considerados quando se avalia se a REN detém o controlo sobre uma entidade. As subsidiárias são consolidadas a partir da data em que o controlo é transferido para a REN sendo excluídas da consolidação a partir da data em que esse controlo cessa. As subsidiárias foram incluídas nestas demonstrações financeiras consolidadas pelo método de consolidação integral.

As entidades que se qualificam como subsidiárias encontram-se listadas na Nota 28.

#### b) *Goodwill*

As diferenças entre o custo de aquisição das participações financeiras em empresas do Grupo, ou empresas controladas conjuntamente e empresas associadas e o justo valor dos activos e passivos identificáveis dessas empresas à data da sua aquisição ou durante um período de 12 meses após aquela data, se positivas são registadas na rubrica de *goodwill* (no caso de respeitar a *goodwill* em empresas do Grupo ou em empresas controladas conjuntamente). O *goodwill* gerado em aquisições posteriores a 1 de Janeiro de 2004 (data da transição para IFRS) não é amortizado, mas sujeito pelo menos anualmente a um teste de imparidade para verificar se existem perdas. Qualquer perda por imparidade é registada imediatamente nas demonstrações da posição financeira como dedução ao valor do activo e por contrapartida da demonstração dos resultados consolidados, não sendo posteriormente revertida. Se a contabilização inicial de uma concentração de actividades empresariais puder ser determinada apenas provisoriamente no final do período em que a concentração for efectuada porque os justos valores a atribuir aos activos, passivos e passivos contingentes identificáveis da adquirida ou o custo da concentração apenas podem ser determinados provisoriamente, o Grupo contabiliza a concentração usando esses valores provisórios. Esses valores determinados provisoriamente serão ajustados quando da determinação objectiva dos justos valores dos Activos e Passivos a ocorrer até

um período de doze meses após a data da aquisição. O *Goodwill* ou qualquer outro ganho reconhecido será ajustado desde a data da aquisição por uma quantia igual ao ajustamento no justo valor à data da aquisição do activo, passivo e passivo contingente identificável a ser reconhecido ou ajustado e a informação comparativa apresentada para os períodos anteriores à conclusão da contabilização inicial da concentração será apresentada como se a contabilização inicial tivesse sido concluída na data da aquisição. Isto inclui qualquer depreciação, amortização ou outro efeito de lucro ou perda adicional reconhecido como resultado de concluir a contabilização inicial.

Transacções, saldos e ganhos não realizados em transacções com empresas do grupo são eliminados. Perdas não realizadas são também eliminadas, mas consideradas como um indicador de imparidade para o activo transferido.

A REN adopta a política de tratar transacções com interesses minoritários como transacções externas ao Grupo. Prejuízos atribuíveis a interesses minoritários que excedam a participação destes no capital da empresa subsidiária são integralmente reconhecidos pela REN, exceptuando-se o caso em que os minoritários tenham assumido obrigações adicionais sobre a subsidiária.

As políticas contabilísticas das subsidiárias são uniformizadas, sempre que necessário, de forma a garantir, que as mesmas são aplicadas de forma consistente por todas as empresas do Grupo. Os investimentos financeiros em subsidiárias são sempre consolidados.

#### c) *Joint ventures*

As participações financeiras em empresas conjuntamente controladas, (*Joint ventures*) foram incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas pelo método de equivalência patrimonial. A quota-parte do Grupo nos ganhos ou perdas da *joint venture* é reconhecida na demonstração dos resultados como resultado operacional e a quota-parte nos movimentos de reservas, caso ocorram, da *joint venture* é reconhecida em reservas. Transacções e ganhos ainda não realizados entre o Grupo e as *joint ventures* são eliminados tendo em conta o interesse do Grupo na *joint venture*.

As políticas contabilísticas das *joint ventures* são uniformizadas, sempre que necessário, de forma a garantir, que as mesmas são aplicadas de forma consistente nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo.

A classificação das *joint ventures* é determinada com base em acordos parassociais que regulam o controlo conjunto.

### 3.4. Informação por segmentos

Um segmento de negócio é um grupo de activos e operações envolvidos no fornecimento de produtos ou serviços sujeitos a riscos e benefícios que são diferentes de outros segmentos de negócio.

Um segmento geográfico é um grupo de activos e operações comprometido no fornecimento de produtos ou serviços num ambiente económico particular que está sujeito a riscos e benefícios diferentes daqueles que influenciam segmentos que operam em outros ambientes económicos.

O Grupo REN apenas apresenta a informação por segmentos de negócio, uma vez que opera apenas em Portugal. As transacções efectuadas pela empresa do grupo, Omiclear, embora respeitando essencialmente à venda de contratos de futuros no MIBEL, não são materiais para apresentar informação por segmento geográfico.

A REN identificou como responsável pela tomada de decisões operacionais, a Comissão Executiva. É a Comissão executiva que revê a informação interna preparada de forma a avaliar a performance das actividades do grupo e a afectação de recursos. A determinação dos segmentos foi efectuada com base na informação que é analisada pela Comissão Executiva, da qual não resultaram novos segmentos comparativamente aos já reportados anteriormente. O Grupo REN encontra-se organizado em dois segmentos de negócio principais: a Electricidade e o Gás e em dois segmentos secundários: as telecomunicações e a gestão do mercado de derivados de electricidade. O segmento da Electricidade inclui as actividades de transporte de electricidade em muita alta tensão, e a gestão global do sistema eléctrico de abastecimento público. O segmento do gás inclui o transporte de gás em muito alta pressão e a gestão global do sistema nacional de abastecimento de gás natural, assim como a operação de regaseificação no terminal GNL, e o armazenamento subterrâneo de gás natural.

Os outros segmentos (telecomunicações e gestão do mercado de derivados de electricidade) são também apresentados separadamente embora não qualifiquem para divulgação.

A informação financeira relativa aos proveitos dos segmentos de negócio identificados é incluída na nota 6.

### 3.5. Conversão cambial

#### (i) Moeda funcional e de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo REN estão mensurados na moeda do ambiente económico em que cada entidade opera (moeda funcional), o Euro. As demonstrações financeiras consolidadas da REN

e respectivas notas deste anexo são apresentadas em milhares de euros, salvo indicação explícita em contrário, a moeda de apresentação do Grupo.

#### (ii) Transacções e saldos

As transacções em moedas diferentes do Euro são convertidas na moeda funcional utilizando as taxas de câmbio à data das transacções. Os ganhos ou perdas cambiais resultantes do pagamento/recebimento das transacções bem como da conversão pela taxa de câmbio à data do balanço, dos activos e dos passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados, na rubrica de custos de financiamento, se relacionadas com empréstimos ou em outros ganhos ou perdas operacionais, para todos os outros saldos/transacções.

#### (iii) Cotações utilizadas

As cotações de moeda estrangeira utilizadas para conversão de saldos expressos em moeda estrangeira, foram como segue:

### Conversões de moeda estrangeira

Divisas	2009	2008
USD	1,4406	1,3917
CHF	1,4836	1,4850
GBP	0,8881	0,9525
SEK	10,252	10,8700
NOK	8,3000	9,7500
DKK	7,4418	7,4506
RON	4,2363	4,0225
JPY	133,1600	-

### 3.6. Activos fixos tangíveis

Os activos tangíveis encontram-se valorizados ao custo deduzido de depreciações e perdas por imparidade acumuladas. Este custo inclui o custo considerado à data de transição para IFRS, e os custos de aquisição para activos adquiridos após essa data.

O custo de aquisição inclui o preço de compra do activo, as despesas directamente imputáveis à sua aquisição e os encargos suportados com a preparação do activo para a sua entrada em funcionamento. Os custos financeiros incorridos durante o período da construção com empréstimos

obtidos são reconhecidos como custo da aquisição / construção do activo.

Os custos subsequentes incorridos com renovações e grandes reparações, que façam aumentar a vida útil dos activos são reconhecidos no custo do activo. Os activos fixos tangíveis em curso reflectem os activos fixos ainda em fase de construção encontrando-se registados pelo custo de aquisição deduzidos de eventuais perdas de imparidade, sendo depreciados a partir do momento em que os projectos de investimento estejam concluídos ou disponíveis para utilização. Os encargos com reparações e manutenção de natureza corrente são reconhecidos como um gasto do exercício em que são incorridos.

Os activos fixos tangíveis afectos à concessão são depreciados de forma linear desde a data em que os mesmos se encontrem disponíveis para uso, pelo período da vida útil estimada dos bens, atendendo a que no final da concessão, o Grupo tem direito a receber o valor líquido contabilístico dos bens.

Os activos fixos tangíveis não afectos à concessão são depreciados de forma linear, pelo período da vida útil estimada dos bens. Os terrenos não são depreciados. As vidas úteis estimadas para os activos fixos tangíveis mais significativos são conforme segue:

	<b>Vidas úteis estimadas</b>
Edifícios e outras construções	Entre 25 e 50 anos
<b>Terrenos de centros produtores</b>	
Térmicos (até 1988)	30 anos
Térmicos (até 1989)	24 anos
Hidroeléctricos	60 anos
<b>Equipamento básico</b>	
Transporte de electricidade	Entre 10 e 30 anos
Transporte de gás natural	Entre 6 e 45 anos
Terminal	Entre 5 e 25 anos
Armazenagem subterrânea	Entre 10 e 50 anos
Outro equipamento básico	Entre 5 e 10 anos
Equipamento de transporte	Entre 4 e 6 anos
Ferramentas	Entre 4 e 10 anos
Equipamento administrativo	Entre 3 e 10 anos
Outras imobilizações corpóreas	Entre 10 e 20 anos

Sempre que existam indícios de perda de valor dos activos fixos tangíveis, são efectuados testes de imparidade, de forma a estimar o valor recuperável do activo, e quando necessário registar uma perda por imparidade. O valor recuperável é determinado como o mais elevado entre o preço de venda líquido e o valor de uso do activo, sendo este último calculado com base no valor actual dos fluxos de caixa futuros estimados, decorrentes do uso continuado e da alienação do activo no fim da sua vida útil. As vidas úteis dos activos são revistas no final do ano para cada activo, para que as depreciações praticadas estejam em conformidade com os padrões de consumo dos activos. Alterações às vidas úteis são tratadas como uma alteração de estimativa contabilística e são aplicadas prospectivamente. Os ganhos ou perdas na alienação dos activos são determinados pela diferença entre o valor de realização e o valor contabilístico do activo, sendo reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados.

### 3.7. Imparidade de activos

Os activos com vida útil indefinida não estão sujeitos a amortização, mas são objecto de testes de imparidade anuais. Os activos com vida útil finita são revistos quanto à imparidade sempre que eventos ou alterações nas condições envolventes indiquem que o valor pelo qual se encontram registados nas demonstrações financeiras consolidadas possa não ser recuperável. Assim, sempre que o justo valor seja inferior ao valor contabilístico dos activos, o Grupo deve avaliar se esta situação de perda assume um carácter permanente e definitivo, e se sim deve registar a respectiva imparidade. Nos casos em que a perda não seja considerada permanente e definitiva, devem ser divulgadas as razões que fundamentam essa conclusão. Uma perda por imparidade é reconhecida pelo montante do excesso da quantia contabilística do activo face ao seu valor recuperável, sendo o valor recuperável, o maior entre o justo valor de um activo deduzido dos custos de venda e o seu valor de uso. Para a determinação da existência de imparidade, os activos são alocados ao nível mais baixo para o qual existem fluxos de caixa separados identificáveis (unidades geradoras de caixa).

Os Activos não financeiros, que não o *goodwill*, para os quais tenham sido reconhecidas perdas por imparidade são avaliados, a cada data de relato, sobre a possível reversão das perdas por imparidade. Para os activos valorizados de acordo com o modelo do custo depreciado, as perdas por imparidade e as suas reversões, são reconhecidas na demonstração dos resultados consolidados.

A amortização e depreciação dos activos são recalculadas prospectivamente de acordo com o valor recuperável ajustado da imparidade reconhecida.

### 3.8. Activos financeiros

O Conselho de Administração determina a classificação de investimentos em activos financeiros, na data do reconhecimento inicial de acordo com o objectivo da sua compra, reavaliando esta classificação a cada data de relato.

Os investimentos em activos financeiros podem ser classificados como:

- i) Activos financeiros ao justo valor por via de resultados - incluem os activos financeiros não derivados detidos para negociação respeitando a investimentos de curto prazo e activos ao justo valor por via de resultados à data do reconhecimento inicial;
- ii) Empréstimos concedidos e contas a receber - inclui os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis não cotados num mercado activo;
- iii) Investimentos detidos até à maturidade - incluem os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis e maturidades fixas, que a entidade tem intenção e capacidade de manter até à maturidade;
- iv) Activos financeiros disponíveis para venda - incluem os activos financeiros não derivados que são designados como disponíveis para venda no momento do seu reconhecimento inicial ou não se enquadram nas categorias acima referidas. São reconhecidos como activos não correntes excepto se houver intenção de alienar nos 12 meses seguintes à data do balanço.

Compras e vendas de investimentos em activos financeiros são registadas na data da transacção, ou seja, na data em que a REN se compromete a comprar ou a vender o activo.

Activos financeiros ao justo valor por via de resultados são reconhecidos inicialmente pelo justo valor, sendo os custos da transacção reconhecidos em resultados. Estes activos são mensurados subsequentemente ao justo valor, sendo os ganhos e perdas resultantes da alteração do justo valor, reconhecidos nos resultados do período em que ocorrem na rubrica de custos financeiros líquidos, onde se incluem também os montantes de rendimentos de juros e dividendos obtidos. Activos disponíveis para venda são reconhecidos inicialmente ao justo valor acrescido dos custos de transacção. Nos períodos subsequentes, são mensurados ao justo valor sendo a variação do justo valor reconhecida na reserva de justo valor no capital. Os dividendos e juros obtidos dos activos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos em resultados do período em que ocorrem, na rubrica de rendimentos

financeiros, quando o direito ao recebimento é estabelecido.

O justo valor de activos financeiros cotados é baseado em preços de mercado ("bid"). Se não existir um mercado activo, a REN estabelece o justo valor através de técnicas de avaliação. Estas técnicas incluem a utilização de preços praticados em transacções recentes, desde que a condições de mercado, a comparação com instrumentos substancialmente semelhantes, e o cálculo de "cash-flows" descontados quando existe informação disponível, fazendo o máximo uso de informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

Empréstimos concedidos e contas a receber são classificados no balanço como "Clientes e outras contas a receber" (Nota 3.11), e são reconhecidos ao custo amortizado usando a taxa efectiva de juro, deduzidos de qualquer perda de imparidade.

O ajustamento pela imparidade de contas a receber é efectuado quando existe evidência objectiva de que o Grupo não terá a capacidade de receber os montantes em dívida de acordo com as condições iniciais das transacções que lhe deram origem.

A REN avalia a cada data de relato, se existe evidência objectiva de que os activos financeiros, sofreram perda de valor. No caso de participações de capital classificadas como disponíveis para venda, um decréscimo significativo ou prolongado do justo valor abaixo do seu custo é considerado como um indicador de que o activo financeiro está em situação de imparidade. Se existir evidência de perda de valor para activos financeiros disponíveis para venda, a perda acumulada - calculada pela diferença entre o custo de aquisição e o justo valor corrente, menos qualquer perda de imparidade desse activo financeiro reconhecida previamente em resultados - é retirada do capital próprio e reconhecida na demonstração dos resultados consolidados. As perdas de imparidade de instrumentos de capital reconhecidas em resultados não são reversíveis na demonstração dos resultados consolidados.

Os activos financeiros são desreconhecidos quando os direitos ao recebimento dos fluxos monetários originados por esses investimentos expiram ou são transferidos, assim como todos os riscos e benefícios associados à sua posse.

### 3.9. Instrumentos financeiros derivados

Os instrumentos financeiros derivados são registados inicialmente ao justo valor da data da transacção sendo valorizados subsequentemente ao justo valor. O método do reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor depende da designação que é feita dos instrumentos financeiros derivados. Quando se tratem



de instrumentos financeiros derivados de negociação, os ganhos e perdas de justo valor são reconhecidos no resultado do exercício nas rubricas de gastos ou rendimentos financeiros. Quando designados com instrumentos financeiros derivados de cobertura, o reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor dependem da natureza do item que está a ser coberto, podendo tratar-se de uma cobertura de justo valor ou de uma cobertura de fluxos de caixa.

Numa operação de cobertura de justo valor de um activo ou passivo (“fair value hedge”), o valor de balanço desse activo ou passivo, determinado com base na respectiva política contabilística, é ajustado de forma a reflectir a variação do seu justo valor atribuível ao risco coberto. As variações do justo valor dos derivados de cobertura são reconhecidas em resultados, conjuntamente com as variações de justo valor dos activos ou dos passivos coberto atribuíveis ao risco coberto.

Numa operação de cobertura da exposição à variabilidade de fluxos de caixa futuros de elevada probabilidade (“cash flow hedge”), a parte eficaz das variações de justo valor do derivado de cobertura são reconhecidas em reservas de cobertura, sendo transferidas para resultados nos períodos em que o respectivo item coberto afecta resultados. A parte ineficaz da cobertura é registada em resultados no momento em que ocorre.

### 3.10. Existências

As existências encontram-se registadas ao menor do custo de aquisição ou do valor líquido de realização. As existências referem-se a materiais utilizados nas actividades internas de manutenção e conservação. As existências são reconhecidas inicialmente ao custo de aquisição, o qual inclui todas as despesas suportadas com a compra. Os consumos de existências são determinados com base no método do custo médio ponderado.

O gás existente nos gasodutos e o gás armazenado no Terminal GNL e cavernas subterrâneas são propriedade dos utilizadores das infra-estruturas. O Grupo REN não compra, vende ou detém *stock* de gás.

### 3.11. Clientes e outras contas a receber

As rubricas de Clientes e outras contas a receber são reconhecidas inicialmente ao justo valor, sendo subsequentemente mensuradas ao custo amortizado, deduzido de ajustamentos por imparidade (se aplicável). As perdas por imparidade dos clientes e contas a receber são registadas, sempre que exista evidência objectiva de que os mesmos não são recuperáveis conforme os termos iniciais da transacção. As perdas por imparidade identificadas são registadas na

demonstração dos resultados, em “Ajustamento de contas a receber”, sendo subsequentemente revertidas por resultados, caso os indicadores de imparidade diminuam ou desapareçam.

### 3.12. Novação de transacções

A empresa do grupo, OMIclear funciona como a câmara de compensação do Mercado de Derivados de Electricidade do MIBEL. A OMIclear executa uma série de funções necessárias para que as transacções regulares no mercado sejam devidamente compensadas e liquidadas, nomeadamente:

- i) Admissão de participantes no registo, compensação e liquidação das operações;
- ii) Suporte no registo de operações e respectiva compensação e liquidação;
- iii) Tomada da posição de Contraparte Central nas operações registadas;
- iv) Definição da fórmula de cálculo e, conseqüentemente, o cálculo e gestão das garantias a prestar pelos participantes para o registo das operações, e a execução das funções de membro de compensação;
- v) Controlo do risco assumido pelos detentores de posições registadas.

A OMIclear assume a posição de Contraparte Central em todas as operações que foram registadas, garantindo o cumprimento das obrigações de ambas as partes. Verificando-se o registo da operação, a OMIclear administra as posições daí resultantes através da sua neutralidade, funcionando como o comprador para o vendedor e vice-versa. Os derivados são determinados pelo seu justo valor à data da transacção, que é zero. Alterações no justo valor dos derivados após a data da operação são ajustadas diariamente através de depósitos, tornando o seu justo valor novamente nulo. Os depósitos de garantia recebidos são apresentados no Balanço como um activo assim como as dívidas ao participante, como um passivo. Garantias bancárias e depósitos não colaterais não são apresentados no Balanço, de acordo com o IAS 39 - Instrumentos Financeiros.

### 3.13. Depósitos restritos

A OMIclear recebe depósitos monetários dos participantes para garantir o cumprimento dos contratos de futuros, os quais são depositados numa conta bancária separada em nome da empresa. No entanto, o uso destes depósitos é restrito, podendo ser utilizados apenas quando um participante num contrato de futuros não cumpre com o contrato, sendo a OMIclear obrigada a assumir a sua posição perante a outra contraparte. Depósitos restritos são contabilizados

como activos assim como a correspondente responsabilidade para com o participante. Estes depósitos são reembolsados quando o participante terminar as negociações de contratos de futuros com o MIBEL.

### 3.14. Caixa e equivalentes de caixa

O caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo, de liquidez elevada e com maturidades iniciais até 3 meses, e descobertos bancários. Os descobertos bancários são apresentados no Balanço, no passivo corrente, na rubrica “Empréstimos obtidos correntes”, e são considerados na elaboração da demonstração consolidada dos fluxos de caixa, como caixa e equivalentes de caixa.

### 3.15. Capital social e Acções Próprias

As acções ordinárias são classificadas no capital próprio. Os custos directamente atribuíveis à emissão de novas acções ou opções são apresentados no capital próprio como uma dedução, líquida de impostos, ao montante emitido.

As acções próprias adquiridas através de contrato ou directamente no mercado são reconhecidas como uma dedução ao capital próprio. De acordo com o código das sociedades a REN SGPS tem de garantir cada momento a existência de reservas no Capital Próprio para cobertura do valor das acções próprias, limitando o valor das reservas a disponíveis para distribuição. As acções próprias são registadas ao custo de aquisição, se a compra for efectuada à vista, ou ao justo valor estimado se a compra for diferida.

### 3.16. Passivos financeiros

A IAS 39 prevê a classificação dos passivos financeiros em duas categorias:

- i) Passivos financeiros ao justo valor por via de resultados;
- ii) Outros passivos financeiros.

Os outros passivos financeiros incluem Empréstimos obtidos (Nota 3.17), Fornecedores e Outras Contas a pagar. Os Fornecedores e Outras Contas a pagar são reconhecidas inicialmente ao justo valor e subsequentemente são mensurados ao custo amortizado de acordo com a taxa de juro efectiva. Os passivos financeiros são desreconhecidos quando as obrigações subjacentes se extinguem pelo pagamento, são canceladas ou expiram.

### 3.17. Empréstimos obtidos

Os empréstimos obtidos são inicialmente reconhecidos ao justo valor, líquido de custos de transacção incorridos. Os empréstimos são subsequentemente apresentados ao custo amortizado sendo a diferença entre o valor nominal e o justo valor inicial reconhecida na demonstração dos resultados consolidados ao longo do período do empréstimo, utilizando o método da taxa de juro efectiva.

Os empréstimos obtidos são classificados no passivo corrente, excepto se a REN possuir um direito incondicional de diferir o pagamento do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço, sendo neste caso classificados no passivo não corrente.

### 3.18. Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre rendimento do exercício compreende os impostos correntes e os impostos diferidos.

Os impostos sobre o rendimento são registados na demonstração dos resultados consolidada, excepto quando estão relacionados com itens que sejam reconhecidos directamente nos capitais próprios.

O valor de imposto corrente a pagar, é determinado com base no resultado antes de impostos, ajustado de acordo com as regras fiscais.

Os impostos diferidos são reconhecidos usando o método do passivo com base no balanço, considerando as diferenças temporárias resultantes da diferença entre a base fiscal de activos e passivos e os seus valores nas demonstrações financeiras consolidadas. Os impostos diferidos são calculados com base na taxa de imposto em vigor ou substancialmente já comunicada, à data do balanço e que se estima que seja aplicável na data da realização dos impostos diferidos activos ou na data do pagamento dos impostos diferidos passivos.

Os impostos diferidos activos são reconhecidos na medida em que seja provável que existam lucros tributáveis futuros disponíveis para utilização da diferença temporária. Os impostos diferidos passivos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis, excepto as relacionadas com:

- i) o reconhecimento inicial do *goodwill*; ou
- ii) o reconhecimento inicial de activos e passivos, que não resultem de uma concentração de actividades, e que à data da transacção não afectem o resultado contabilístico ou fiscal.

Contudo, no que se refere às diferenças temporárias tributáveis relacionadas com investimentos em subsidiárias, estas não devem ser reconhecidas na medida em que:

- i) a empresa mãe tem capacidade para controlar o período da reversão da diferença temporária; e
- ii) é provável que a diferença temporária não reverta num futuro próximo.

### 3.19. Benefícios aos empregados

A REN concede complementos de pensões de reforma e sobrevivência (doravante designado de plano de pensões), assegura aos seus reformados e pensionistas um plano de assistência médica e atribui outros benefícios como prémio de antiguidade, prémio de reforma e subsídio de morte.

- i) Plano de Pensões da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Os complementos de reforma e sobrevivência atribuídos aos empregados, constituem um plano de benefícios definidos, com fundo autónomo constituído para o qual são transferidas a totalidade das responsabilidades e entregues as dotações necessárias para cobrir os respectivos encargos que se vão vencendo em cada um dos períodos.

As responsabilidades com o pagamento das referidas prestações, são estimadas anualmente por actuários independentes, sendo utilizado o método do crédito da unidade projectada. O valor presente da obrigação do benefício definido é determinado pelo desconto dos pagamentos futuros dos benefícios, utilizando a taxa de juro de obrigações de "rating" elevado denominadas na mesma moeda em que os benefícios serão pagos e com uma maturidade que se aproxima das da responsabilidade assumida.

O passivo reconhecido no balanço relativamente a responsabilidades com benefícios de reforma, corresponde ao valor presente da obrigação do benefício determinado à data de balanço, deduzido do justo valor dos activos do plano, juntamente com ajustamentos relativos a custos de serviços passados. Os ganhos e perdas actuariais apurados num exercício, e para cada plano de benefícios concedidos, resultantes dos ajustamentos nos pressupostos actuariais, ajustamento de experiência ou no esquema de benefícios, são contabilizados directamente no Capital próprio.

- ii) Plano de Assistência Médica e outros benefícios da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

As responsabilidades assumidas referentes aos Cuidados Médicos não se encontram fundeadas, estando cobertas por provisão específica.

A mensuração e reconhecimento das responsabilidades com o plano de Assistência Médica são idênticos ao referido para o benefício de complementos de reforma apresentado acima, excepto no que se refere aos activos do plano.

A REN reconhece todos os ganhos e perdas actuariais apurados de todos os planos em vigor directamente nos capitais próprios.

- iii) Contratos de Seguros de Vida

As empresas do segmento do gás garantem aos seus funcionários benefícios relativos a seguro de vida. Os custos são assumidos durante o período em que os mesmos se encontram no activo. Estas responsabilidades estão cobertas por provisão específica.

### 3.20. Provisões

As provisões são reconhecidas quando a REN tem:

- i) uma obrigação presente legal ou construtiva resultante de eventos passados;
- ii) para a qual é mais provável de que não, que seja necessário um dispêndio de recursos internos no pagamento dessa obrigação; e
- iii) o montante possa ser estimado com fiabilidade.

Sempre que um dos critérios não seja cumprido ou a existência da obrigação esteja condicionada à ocorrência (ou não ocorrência) de determinado evento futuro, a REN divulga tal facto como um passivo contingente, salvo se a avaliação da exigibilidade da saída de recursos para pagamento do mesmo seja considerada remota.

As provisões são mensuradas ao valor presente dos dispêndios estimados para liquidar a obrigação utilizando uma taxa antes de impostos, que reflecte a avaliação de mercado para o período do desconto e para o risco da provisão em causa.

### 3.21. Subsídios do Estado e outros

Estes subsídios referem-se a subsídios recebidos pelo investimento em activos reconhecidos como activos fixos tangíveis, e são reconhecidos como um rendimento diferido na rubrica de "Fornecedores e outras contas a pagar".

Os subsídios recebidos do Estado português e da União Europeia são reconhecidos pelo seu justo valor quando existe uma certeza razoável de que o subsídio será recebido.

Os activos de exploração entregues à REN por novos produtores ligados à RNT ou outras entidades, são também registados como subsídios recebidos.

Os subsídios são subseqüentemente creditados na demonstração dos resultados consolidados numa base sistemática de acordo com a depreciação dos activos a que estão associados.

Os subsídios à exploração são reconhecidos na demonstração dos resultados consolidados no mesmo período em que os gastos associados são incorridos.

### 3.22. Custos e proveitos

Os rendimentos e gastos são registados no período a que se referem, independentemente do seu pagamento ou recebimento, de acordo com o princípio contabilístico da especialização dos exercícios. As diferenças entre os montantes recebidos e pagos e os correspondentes rendimentos e gastos são reconhecidas como activos ou passivos, se qualificarem como tal.

#### Desvios tarifários

Nas actividades reguladas, o regulador estabelece critérios de alocação de ganhos ou perdas em anos futuros, através de ajustamento tarifário aplicável a anos futuros.

Até 2008, os desvios tarifários apurados eram registados como proveitos ou custos nos anos em que eram incorporados nas tarifas pelo Regulador. Uma reanálise do grau de precisão das estimativas produzidas internamente no que respeita a desvios tarifários, no âmbito do quadro regulatório actualmente em vigor, o qual evidenciou a fiabilidade dos montantes estimados, bem como a probabilidade virtualmente certa da realização destes activos e a liquidação destes passivos, levou a que, no exercício de 2009, o Grupo passasse a reconhecer os desvios tarifários activos e passivos no exercício em que os mesmos são gerados, tratando este assunto como uma alteração de estimativa ao abrigo da IAS 8.

### 3.23. Rédito

#### Segmento da electricidade

O reconhecimento do rédito para as actividades concessionadas é efectuado com base na informação da electricidade transmitida para os distribuidores e dos serviços implicitamente prestados, considerando as tarifas definidas anualmente pelo regulador, para as actividades de transporte de electricidade e gestão global do sistema.

Relativamente à actividade de intermediação na compra e venda de electricidade (agente) a REN reconhece como rédito a remuneração obtida sobre o valor líquido contabilístico dos activos afectos a esta actividade. Relativamente à actividade de Agente Comercial, exercida pela empresa do grupo, a REN Trading, entidade responsável pela gestão da energia eléctrica produzida pelos dois CAE não cessados (Tejo Energia e Turbogás), esta é remunerada através de um mecanismo de incentivo.

Para incentivar a actividade de trading do Agente Comercial, a ERSE, no início de 2008, fixou o mecanismo de optimização da gestão dos CAE, o mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, assim como os valores dos parâmetros a vigorarem no cálculo dos incentivos estabelecidos. Os réditos

obtidos com a aplicação destes mecanismos, constituem a principal parcela dos resultados da actividade do Agente Comercial.

Os réditos obtidos destas actividades são regulados pela ERSE, a entidade reguladora para a electricidade. De acordo com o regulamento tarifário as tarifas a serem aplicadas aos clientes finais (domésticos, industriais e outros) são fixados anualmente para cada componente do sistema, tais como: produção; transporte e distribuição. Os resultados da REN, SA referem-se maioritariamente ao transporte de electricidade e a gestão global do sistema eléctrico. A tarifa para o transporte de electricidade tem a finalidade de recuperar:

- i) a depreciação dos activos da concessão classificados como equipamento de transporte da electricidade;
- ii) um retorno no valor médio contabilístico dos activos associados à actividade, de acordo com as taxas definidas anualmente pelo regulador; e
- iii) custos operacionais (associados à actividade, remunerações, e outros), deduzidos dos resultados obtidos com o transporte de electricidade imputados a terceiros.

A tarifa para a gestão global do sistema tem a finalidade de recuperar:

- i) a depreciação dos activos da concessão associados à gestão global do sistema;
- ii) a depreciação dos activos da concessão relativos aos sítios dos centros electroprodutores;
- iii) a remuneração do valor líquido contabilístico médio dos sítios (terrenos) dos centros electroprodutores;
- iv) a remuneração do valor líquido contabilístico médio dos activos associados à actividade, de acordo com as taxas definidas anualmente pelo regulador;
- v) os custos operacionais (associados à actividade, remunerações, e outros); e
- vi) os custos operacionais da entidade reguladora.

#### Segmento do gás

O rédito das actividades resultantes da concessão do gás é determinado com base:

- i) na informação sobre o descarregamento e regaseificação de unidades de gás no Terminal GNL;
- ii) nas unidades de gás injectado, armazenado e extraído das câmaras subterrâneas; e
- iii) na capacidade usada e unidades de gás transportadas pela rede de alta pressão.

O rédito é calculado de acordo com as tarifas determinadas pelo regulador a partir de 1 de Julho



de 2007. Até 30 de Junho de 2007, o rédito foi determinado de acordo com os acordos de transição assinados com a Transgás, o principal utilizador da capacidade dos activos do gás detidos pelo Grupo REN.

### Segmento das telecomunicações

O rédito do segmento de telecomunicações resulta dos serviços prestados pela empresa do grupo RENTELECOM, com o aluguer da fibra óptica, beneficiando da capacidade excedentária dos equipamentos instalados. Nesta área são ainda prestados serviços de gestão de redes privadas de voz. O rédito é reconhecido no período em que o serviço é prestado, com referência à percentagem de conclusão da cada transacção específica, avaliada tendo em conta os serviços já prestados e o total dos serviços a prestar.

### Rédito da gestão do Mercado de Derivados

A gestão do Mercado de Derivados de electricidade, no âmbito do MIBEL, origina o pagamento de uma comissão por cada operação negociada. O rédito destas transacções é recebido no momento do pagamento.

### 3.24. Locações

Locações de activos fixos tangíveis, relativamente às quais a REN detém substancialmente todos os riscos e benefícios inerentes à propriedade do activo são classificados como locações financeiras. São igualmente classificadas como locações financeiras os acordos em que a análise de uma ou mais situações particulares do contrato aponte para tal natureza. Todas as outras locações são classificadas como locações operacionais. As locações financeiras são capitalizadas no início da locação pelo menor entre o justo valor do activo locado e o valor presente dos pagamentos mínimos da locação, cada um determinado à data de início do contrato. A dívida resultante de um contrato de locação financeira é registada líquida de encargos financeiros, na rubrica de Empréstimos. Os encargos financeiros incluídos na renda e a depreciação dos activos locados, são reconhecidos na Demonstração dos resultados consolidados, no período a que dizem respeito. Os activos tangíveis adquiridos através de locações financeiras são depreciados pelo menor entre o período de vida útil do activo e o período da locação quando o Grupo não tem opção de compra no final do contrato, ou pelo período de vida útil estimado quando o Grupo tem a intenção de adquirir os activos no final do contrato.

Nas locações consideradas operacionais, as rendas devidas são reconhecidas como gasto na demonstração dos resultados, durante o período da locação.

## 4. Políticas de gestão do risco financeiro

### 4.1. Factores do risco financeiro

As actividades da REN estão expostas a uma variedade de factores de risco financeiro: risco de crédito, risco de liquidez e risco de fluxos de caixa associado à taxa de juro, entre outros.

A REN desenvolveu e implementou um programa de gestão do risco que, conjuntamente com a monitorização permanente dos mercados financeiros, procura minimizar os potenciais efeitos adversos na performance financeira do Grupo REN.

A gestão do risco é conduzida pela Divisão de Gestão Financeira com base em políticas aprovadas pela Administração. A Divisão de Gestão Financeira identifica, avalia e realiza operações com vista à minimização dos riscos financeiros em estrita cooperação com as unidades operacionais da REN. A Administração define os princípios para a gestão do risco como um todo e políticas que cobrem áreas específicas, como o risco cambial, o risco de taxa de juro, risco de crédito, o uso de derivativos e outros instrumentos financeiros não derivativos, bem como o investimento do excesso de liquidez.

#### i) Risco de taxa de câmbio

A REN apresenta uma exposição ao risco cambial limitada. Durante 2009, a REN realizou uma emissão obrigacionista de 10.000 milhões de ienes ("JPY"), cujo risco de flutuação das taxas de câmbio se encontra totalmente coberto por via da contratação de um *cross currency swap* com o mesmo nacional. Em 31 de Dezembro de 2009, uma variação adversa nas taxas de câmbio *forward* Euro/JPY na ordem dos 5%, mantendo tudo o resto constante, teria um impacto negativo em capitais próprios de cerca de 4,1 milhões de euros caso não tivesse sido contratado o referido instrumento financeiro derivado.

#### ii) Risco de crédito

A exposição da REN ao risco de crédito é reduzida, uma vez que parte significativa da prestação de serviços é reconhecida pela facturação emitida aos distribuidores de electricidade e gás natural. O número reduzido de clientes da REN resulta das características do mercado português de electricidade e gás, pelo que o risco de crédito do Grupo não aumenta com esta situação. No que se refere às aplicações financeiras do grupo, classificadas como "Caixa e equivalentes de caixa", estas estão contratadas essencialmente junto de instituições financeiras com *rating* igual ou superior a A-. Relativamente aos instrumentos financeiros derivados, a REN selecciona as contrapartes tendo em atenção as notações de *rating* atribuídas por uma das agências

independentes de referência. Adicionalmente, a liquidação financeira dos fluxos associados aos instrumentos financeiros derivados, com excepção dos *swaps* cambiais, é efectuada pelo valor líquido, o que reduz o risco de crédito inerente ao recebimento destes fluxos.

### iii) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da REN é efectuada através de uma gestão dinâmica e flexível dos programas de papel comercial, assim como pela negociação de limites de crédito que permitam, não só assegurar as necessidades de tesouraria correntes do Grupo REN, mas também assegurar alguma flexibilidade que permita lidar com choques exógenos à sua actividade.

A tabela seguinte apresenta as responsabilidades do Grupo REN por intervalos de maturidade residual contratual e inclui os instrumentos financeiros derivados cuja liquidação financeira dos fluxos associados é efectuada pelo valor líquido. Os montantes apresentados na tabela são os fluxos de caixa contratuais não descontados.



(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

2008	31 de Dezembro			
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 5 anos	Mais de 5 anos	Total
<b>Empréstimos obtidos</b>				
<i>Leasings</i> financeiros	1.223	2.563	0	3.786
Empréstimos bancários	68.203	252.811	525.692	846.706
Papel comercial	454.502	200.000	0	654.502
Empréstimos obrigacionistas	31.875	627.500	0	659.375
Descobertos bancários	41.643	-	-	41.643
	<b>597.446</b>	<b>1.082.874</b>	<b>525.692</b>	<b>2.206.012</b>
Instrumentos financeiros derivados	1.571	-368	-	1.203
Fornecedores e contas a pagar	271.139	-	-	-
<b>2009</b>				
<b>Empréstimos obtidos</b>				
<i>Leasings</i> financeiros	1.475	2.621	0	4.096
Empréstimos bancários	57.431	276.130	492.832	826.393
Papel comercial	405.392	157.753	0	563.145
Empréstimos obrigacionistas	56.489	1.023.892	112.529	1.192.910
Descobertos bancários	45.312	-	-	45.312
	<b>566.099</b>	<b>1.460.396</b>	<b>605.361</b>	<b>2.631.856</b>
Instrumentos financeiros derivados	5.494	7.474	-	12.968
Fornecedores e contas a pagar	402.474	-	-	-

A tabela seguinte apresenta os instrumentos financeiros derivados cuja liquidação financeira dos fluxos associados ocorre pelo valor bruto (no exercício de 2008 não é aplicável).

(em milhares de euros)

	31 de Dezembro			
	Menos de 1 ano	Entre 1 e 5 anos	Mais de 5 anos	Total
<b>Cross Currency Interest Rate Swap</b>				
<i>Outflows</i>	4.157	16.709	102.336	123.202
<i>Inflows</i>	2.035	8.152	94.415	104.602

#### iv) Risco de taxa de juro

O risco associado à flutuação da taxa de juro tem essencialmente dois impactos significativos nas contas do Grupo: na remuneração dos activos da empresa, conforme o regulamento tarifário; e no serviço da dívida contratada.

Uma vez que parte significativa dos activos do Grupo REN tem um rendimento garantido através de tarifas, cuja definição depende, em parte, do nível de taxas de juro do mercado, os seus fluxos de caixa operacionais são substancialmente afectados pelas alterações da taxa de juro de mercado. Acréscimos desta taxa determinam aumentos substanciais dos fluxos de caixa e vice-versa.

Ao nível dos passivos financeiros, o Grupo REN apresenta exposição ao risco de taxa de juro, principalmente por via dos empréstimos obtidos. Os financiamentos a taxa variável expõem o Grupo REN ao risco associado aos fluxos de caixa decorrentes de alterações na taxa de juro. Os empréstimos emitidos a taxa fixa expõem o Grupo REN ao risco de justo valor, decorrente de alterações na taxa de juro.

O Grupo REN efectua a análise da sua exposição ao risco de taxa de juro numa base dinâmica. Durante o exercício de 2009, a REN contratou 4 *swaps* de taxa de juro com o objectivo de fazer cobertura do risco de flutuação da taxa de juro variável.

Foi efectuada uma análise de sensibilidade com base na dívida total do Grupo REN subtraída das aplicações de fundos e das disponibilidades, com referência a 31 de Dezembro dos anos de 2008 e 2009, com os seguintes pressupostos:

- alterações nas taxas de juro do mercado afectam rendimentos ou despesas de juros de instrumentos financeiros variáveis;

- alterações nas taxas de juro de mercado apenas afectam os resultados ou capitais próprios em relação a instrumentos financeiros com taxas de juro fixas se estes estiverem reconhecidos a justo valor;
- alterações nas taxas de juro de mercado afectam o justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros activos e passivos financeiros;
- alterações no justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros activos e passivos financeiros são estimados descontando os fluxos de caixa futuros de valores actuais líquidos, utilizando taxas de mercado do final do ano.

Sob estes pressupostos, um aumento de 0.25% em taxas de juro de mercado para todas as moedas às quais o Grupo tem empréstimos ou instrumentos financeiros derivados a 31 de Dezembro de 2009 resultaria numa diminuição do lucro antes de imposto de cerca 1,2 milhões de euros (2008: 8,2 milhões de euros) e num aumento do capital próprio em cerca de 4,2 milhões de euros (não é aplicável em 2008).

#### v) Risco de preço

A exposição da REN ao risco de preço resulta essencialmente dos seus investimentos na REE e Enagás. A 31 de Dezembro de 2009, uma variação negativa de 10% na cotação das acções da REE e Enagás teria um impacto de 8,9 milhões de Euros negativos em capitais próprios (2008: 8,6 milhões de euros).

#### vi) Riscos da actividade regulada

Os ganhos registados em cada exercício pela REN resultam directamente dos pressupostos considerados pelo regulador, a ERSE, na definição das tarifas reguladas para o sector da electricidade e do gás.

vii) Câmara de compensação  
Sendo a OMIclear a entidade responsável pela gestão da plataforma de compensação do mercado de derivados Ibérico, assume um papel de contraparte central nos contratos de derivados negociados (principalmente contratos de futuros), assumindo-se como parte compradora numa posição de venda e como parte vendedora numa posição de compra. A OMIclear virtualmente elimina ou reduz uma série de riscos, nomeadamente:

- i) Crédito - de uma das partes, honrando os seus compromissos contratuais em relação à outra parte;
- ii) Liquidação financeira - assegurando, multilateralmente, os débitos e créditos da operação;
- ii) Operacional - mantendo o controlo e supervisão dos procedimentos e mecanismos do mercado;
- iv) Sistémico - tem em conta a introdução do "netting" multilateral.

#### 4.2. Gestão do risco de capital

O objectivo do Grupo REN em relação à gestão de capital, que é um conceito mais amplo do que o capital relevado na face balanço, é manter uma estrutura de capital optimizada, através da utilização prudente de dívida e mantendo um *rating* de crédito sólido que lhe permita reduzir o custo de capital. A contratação de dívida é analisada periodicamente através da ponderação de factores como:

- i) as necessidades de CAPEX em activos regulados;
- ii) a taxa de remuneração dos activos regulados prevista no regulamento tarifário em vigor; e a política de dividendos definida.

A REN monitoriza ainda o seu capital total com base no rácio de *gearing*, o qual é determinado como sendo a dívida líquida a dividir pelo capital. A dívida líquida é calculada como o montante total de empréstimos (incluindo os saldos correntes e não-correntes conforme divulgado no balanço) deduzido dos montantes de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é calculado através da soma dos capitais próprios (como divulgado no balanço) acrescido da dívida líquida.

Em 2009, a estratégia da REN foi manter um *gearing* entre 60% e 70%. Os rácios de *gearing* em 31 de Dezembro de 2009 e 2008 eram os seguintes:

	Notas	2009	2008
Empréstimos totais	21	2.208.776	1.836.667
Menos: Caixa e equivalentes de caixa	18	(69.888)	(101.431)
Dívida líquida		2.138.888	1.735.236
Capitais próprios		996.599	1.011.676
Capital total		3.135.486	2.746.922
<i>Gearing</i>		68%	63%

#### 4.3. Contabilização de instrumentos financeiros derivados

Como parte da sua actividade de agente na gestão dos CAE's da Turbogás e TejoEnergia, a empresa do grupo, a REN Trading negocia contratos futuros da aquisição de energia, no mercado espanhol ou francês e contratos *forward* de licenças de CO<sub>2</sub>. Estes contratos não qualificam como instrumentos financeiros derivados a registar nas demonstrações financeiras do Grupo, uma vez que se equiparam a derivados negociados para "uso próprio" no âmbito das responsabilidades assumidas com a gestão dos CAE's. O OMIP, entidade gestora do Mercado de derivados do MIBEL e, mais especificamente, a OMIclear, detida em 90% pelo OMIP, monitoriza as suas actividades, como contraparte central nas negociações de derivados da electricidade (principalmente contratos de futuros), tornando-se comprador em relação a uma posição vendedora (e vice-versa) através de novação, equilibrando todas as posições.

O Grupo procede à cobertura de uma parcela de pagamentos futuros de juros de empréstimos, de emissões obrigacionistas e de papel comercial, através da designação de *swaps* de taxa de juro em que paga uma taxa fixa e recebe uma taxa variável, com um *nominal* de 384.000 milhares de euros (Dezembro de 2008: 0). Esta é uma cobertura do risco de taxa de juro associado aos pagamentos de juros à taxa variável decorrentes de passivos financeiros reconhecidos. O risco coberto é o indexante da taxa variável ao qual estão associados os cupões de juros dos financiamentos. O objectivo desta cobertura é



transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra a ser coberto. O justo valor dos *swaps* de taxa de juro, em 31 de Dezembro de 2009, é de 6.066 milhares de euros negativos.

Adicionalmente, a REN procede à cobertura da sua exposição ao risco de fluxos de caixa da sua emissão obrigacionista de 10.000 milhões de JPY, decorrente do risco cambial, através de um *cross currency swap* com as características principais equivalentes às da dívida emitida. O mesmo instrumento de cobertura é utilizado para uma cobertura de justo valor do risco de taxa de juro da referida emissão obrigacionista através da componente *forward start swap* que só terá início em Junho de 2019. As variações de justo valor do instrumento de cobertura encontram-se igualmente a ser diferidas em reservas de cobertura. A partir de Junho de 2019, o objectivo será o de cobrir a exposição a JPY e o risco de taxa de juro, transformando a operação numa cobertura de justo valor, passando a registar-se as alterações de justo valor da dívida emitida decorrente dos riscos cobertos, em resultados. O risco de crédito não se encontra coberto. O justo valor do *cross currency swap* a 31 de Dezembro de 2009 é de 4.083 milhares de euros negativos

O valor registado em reservas referente às coberturas de fluxos de caixa acima referidas é de 7.556 milhares de euros.

### **Cobertura de justo valor**

O Grupo contratou em Fevereiro de 2009 um *swap* de taxa de juro para efectuar a cobertura de justo valor de uma emissão de 300.000 milhares de euros. Esta cobertura foi descontinuada em Novembro de 2009, sendo que à data da descontinuação o instrumento coberto apresentava um ajustamento de justo valor decorrente da cobertura de 677 milhares de euros. Este montante irá ser amortizado por contrapartida de resultados, de acordo com o método do juro efectivo, durante a maturidade do instrumento coberto.

## **5. Principais estimativas e julgamentos apresentados**

As estimativas e julgamentos com impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da REN são continuamente avaliados, representando à data de cada relato a melhor estimativa da Administração, tendo em conta o desempenho histórico, a experiência acumulada e as expectativas sobre eventos futuros que, nas circunstâncias em causa, se acreditam serem razoáveis. A natureza intrínseca das estimativas pode levar a que o reflexo real das situações que haviam sido alvo de estimativa possam, para efeitos de relato financeiro, vir a diferir dos montantes estimados. As estimativas e os julgamentos que apresentam um risco significativo de originar um ajustamento material no valor contabilístico de activos e passivos no decurso do exercício seguinte são as que seguem:

### **Estimativas contabilísticas relevantes**

#### **5.1. Provisões**

O Grupo REN analisa de forma periódica eventuais obrigações que resultem de eventos passados e que devam ser objecto de reconhecimento ou divulgação. A subjectividade inerente à determinação da probabilidade e montante de recursos internos necessários para o pagamento das obrigações poderá conduzir a ajustamentos significativos, quer por variação dos pressupostos utilizados, quer pelo futuro reconhecimento de provisões anteriormente divulgadas como passivos contingentes.

#### **5.2. Pressupostos actuariais**

A determinação das responsabilidades com pensões de reforma e assistência médica requer a utilização de pressupostos e estimativas, de natureza demográfica e financeira, que podem condicionar significativamente os montantes de responsabilidades apurados em cada data de relato. As variáveis mais sensíveis referem-se à taxa de actualização das responsabilidades, a taxa de rendimento estimada para os activos e as tabelas de mortalidade.

#### **5.3. Activos tangíveis e intangíveis**

A determinação das vidas úteis dos activos, bem como o método de depreciação a aplicar é essencial para determinar o montante das depreciações a reconhecer na demonstração dos resultados consolidados de cada exercício.

Estes dois parâmetros são definidos de acordo com o melhor julgamento da Administração para os activos e negócios em questão, considerando também as práticas adoptadas por empresas do sector ao nível internacional.

#### 5.4. Imparidade

A determinação de uma eventual perda por imparidade pode ser identificada pela ocorrência de diversos eventos, muitos dos quais fora da esfera de influência do Grupo REN, tais como: a disponibilidade futura de financiamento; o custo de capital; ou a manutenção da actual estrutura regulatória do mercado, bem como por quaisquer outras alterações, quer internas quer externas, ao Grupo REN.

A identificação dos indicadores de imparidade, a estimativa de fluxos de caixa futuros e a determinação do justo valor de activos implicam um elevado grau de julgamento por parte da Administração no que respeita à identificação e avaliação dos diferentes indicadores de imparidade, fluxos de caixa esperados, taxas de desconto aplicáveis, vidas úteis e valores residuais.

No que se refere às actividades específicas da REN, existem outros factores a considerar no teste da imparidade uma vez que os compromissos de aumentar a rede de infra-estruturas, as alterações de tarifa expectáveis ou a actual estratégia dos participantes no capital da REN que conjuntamente com outros factores, poderão levar a alterações no padrão ou montante dos fluxos de caixa futuros.

#### Julgamentos contabilísticos relevantes

##### 5.5. Contrato de concessão

Tal como referido na política do serviço de concessão (Nota 3.2), a IFRIC 12 aplica-se às concessões atribuídas ao Grupo REN. Esta interpretação ainda não foi adoptada pela União Europeia, e apesar de se tratar apenas de uma interpretação e não de uma nova norma, o Grupo REN decidiu não efectuar qualquer alteração ao tratamento contabilístico dado actualmente aos contratos de concessão.

## 6. Informação por segmento

### 6.1. Formato de relato principal - Segmentos de Negócio

O Grupo está organizado em dois principais segmentos de negócios, a Electricidade e o Gás, e dois segmentos secundários. O segmento da Electricidade inclui as actividades de transporte de electricidade em muito alta tensão, e a gestão global do sistema eléctrico de abastecimento público e a gestão dos contratos de aquisição de energia (CAE) não cessados em 30 de Junho de 2007. O segmento do gás inclui o transporte de gás em muito alta pressão e a gestão global do sistema nacional de abastecimento de gás natural, assim como a operação de regaseificação no terminal GNL, e o armazenamento subterrâneo de gás natural. Embora as actividades do terminal GNL e do armazenamento subterrâneo possam ser vistas como distintas da actividade decorrente do transporte de gás e da gestão global do sistema nacional de gás natural, uma vez que estas actividades prestam serviços a um único utilizador, o qual é também o principal utilizador da rede de transporte de gás em alta pressão, considerou-se que as mesmas estão sujeitas aos mesmos riscos e benefícios. Os outros segmentos (telecomunicações e gestão do mercado de derivados de electricidade) são também apresentados separadamente embora não qualifiquem para divulgação.



Os resultados por segmento para o exercício de 2008, foram como se segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Outros	Grupo
Total de vendas e prestação de serviços	453.172	142.841	4.168	4.053	15.646	619.879
Vendas e prestação de serviços inter-segmentos	(106.976)	-882	(392)	(1.551)	-15.646	-125.448
<b>Vendas e prestação de serviços</b>	<b>346.196</b>	<b>141.958</b>	<b>3.775</b>	<b>2.502</b>	<b>0</b>	<b>494.431</b>
Resultado operacional por segmento	187.834	59.202	3.194	-1.450	-18.601	230.179
Gastos de financiamento	(64.455)	-9.516	(385)	(105)	-15.877	(90.338)
Rendimentos financeiros	9.821	5.724	-	200	7.251	22.996
Ganhos em "joint ventures"	-	9.142	-	-	-	9.142
<b>Resultados antes do imposto</b>						<b>171.979</b>
<b>Imposto sobre o rendimento</b>						<b>(44.552)</b>
<b>Resultado líquido do exercício</b>						<b>127.427</b>
<b>Outros custos</b>						
Depreciações do exercício	84.710	44.335	12	620	44	129.721
Provisões	27.971	-	-	-	-	29.971

As transacções inter-segmentos são efectuadas a condições e termos de mercado, equiparáveis às transacções efectuadas com entidades terceiras. Os activos e passivos por segmento, bem como os investimentos em imobilizado para o exercício de 2008, foram como segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Outros	Grupo
Activos	2.425.912	1.222.316	5.918	56.615	102.530	3.813.291
Investimentos em "joint ventures"	-	9.716	-	-	-	9.716
<b>Total activos</b>	<b>2.425.912</b>	<b>1.232.032</b>	<b>5.918</b>	<b>56.615</b>	<b>102.530</b>	<b>3.823.007</b>
Passivos	669.001	346.941	493	44.951	1.749.944	2.811.331
Investimentos em activos fixos tangíveis	268.135	45.033	-	96	202	313.465

Os resultados por segmento para o exercício de 2009 são como se segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Outros	Grupo
Total de vendas e prestação de serviços	486.790	177.720	5.534	4.922	28.990	703.956
Vendas e prestação de serviços inter-segmentos	(120.607)	(815)	(633)	(1.433)	(28.990)	-152.478
<b>Vendas e prestações de serviços</b>	<b>366.183</b>	<b>176.905</b>	<b>4.901</b>	<b>3.489</b>	<b>0</b>	<b>551.478</b>
Resultado operacional por segmento	165.304	99.511	1.007	(1.290)	-15.079	249.453
Gastos de financiamento	49.445	14.481	1	19	12.024	75.970
Rendimentos financeiros	311	2.648	44	45	8.394	11.442
<b>Resultados antes do imposto</b>						<b>184.925</b>
<b>Imposto sobre o rendimento</b>						<b>(50.878)</b>
<b>Resultado líquido do exercício</b>						<b>134.047</b>
<b>Outros custos</b>						
Depreciações do exercício	113.321	46.028	35	288	86	159.758
Provisões	-	-	-	-	981	981

Os activos e passivos por segmento, bem como os investimentos em imobilizado para o exercício de 2009, são como segue:

	Electricidade	Gás	Telecom.	Operador Mercado de Electricidade	Outros	Grupo
Activos	2.722.452	1.309.886	4.604	109.074	135.032	4.281.048
Investimentos em "joint ventures"	-	11.063	-	-	-	11.063
<b>Total activos</b>	<b>2.722.452</b>	<b>1.320.949</b>	<b>4.604</b>	<b>109.074</b>	<b>135.032</b>	<b>4.292.111</b>
Passivos	797.121	356.082	767	104.384	2.039.161	3.297.515
Investimentos em activos fixos tangíveis	355.258	110.650	-	391	8	466.307

Os activos por segmento consistem essencialmente nos activos da concessão classificados na rubrica de activos fixos tangíveis, bem como os clientes e contas a receber. Excluem-se os activos financeiros disponíveis para venda, apresentados como activo "Outros". Os passivos por segmento compreendem os passivos operacionais, excepto os empréstimos não obtidos para financiamento da actividade de exploração, apresentados como passivo "não alocado".

Os investimentos em activos fixos referem-se a adições aos activos fixos tangíveis (Nota 7). A maioria das empresas do Grupo REN opera exclusivamente numa área geográfica, em Portugal. Apenas a empresa do Grupo, OMIP, que tem a gestão do Mercado Ibérico de derivados de electricidade, e a Omiclear que é a câmara de compensação desse mercado, operam a nível Ibérico. Contudo essas transacções não são materiais para divulgar como segmento geográfico nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo.



## 7. Activos fixos tangíveis

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2008 os movimentos registados em rubricas do activo fixo tangível foram como segue:

### Movimentos no activo fixo tangível - 2008

(Em milhares de euros)

	Terrenos	Edifícios e outras construções	Equipam. básico	Equipam. transporte	Ferramentas	Equipam. administrativo	Imobilizado em curso	Total
<b>31 DE DEZEMBRO DE 2007</b>								
Custo de aquisição	1.703	97.212	3.758.857	4.771	3.327	30.989	161.614	4.058.472
Amortizações acumuladas	-	(31.453)	(1.345.596)	(2.975)	(2.603)	(21.525)	-	(1.404.152)
<b>Valor líquido</b>	<b>1.703</b>	<b>65.759</b>	<b>2.413.261</b>	<b>1.796</b>	<b>724</b>	<b>9.464</b>	<b>161.614</b>	<b>2.654.320</b>
Adições	-	0	9.226	3.201	360	1.420	299.257	313.465
Alienações	-	-	(0)	(162)	-	(12)	-	(174)
Transferências e abates	2.088	95	214.986	(250)	0	2.566	(225.251)	(5.766)
Depreciação - exercício	-	(2.915)	(109.116)	(841)	(335)	(3.867)	-	-
Depreciação - alienações	-	-	0	117	-	10	-	127
Depreciação - transf. e abates	-	-	2.010	241	(0)	93	-	2.344
<b>Valor líquido</b>	<b>3.791</b>	<b>62.939</b>	<b>2.530.367</b>	<b>4.103</b>	<b>749</b>	<b>9.674</b>	<b>235.619</b>	<b>2.847.243</b>
<b>31 DE DEZEMBRO DE 2008</b>								
Custo de aquisição	3.791	97.307	4.820.407	7.560	3.688	34.963	235.619	5.203.336
Amortizações acumuladas	-	(34.368)	(1.961.360)	(3.457)	(2.939)	(25.289)	-	(2.027.413)
<b>Valor líquido</b>	<b>3.791</b>	<b>62.939</b>	<b>2.859.047</b>	<b>4.103</b>	<b>749</b>	<b>9.674</b>	<b>235.619</b>	<b>3.175.923</b>

(a) ver nota 9 relativa a propriedades de investimento

Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 os movimentos registados em rubricas do activo fixo tangível foram como segue:

(Em milhares de euros)

	Terrenos	Edifícios e outras construções	Equipam. básico	Equipam. transporte	Ferramentas	Equipam. administrativo	Imobilizado em curso	Total
<b>31 DE DEZEMBRO DE 2008</b>								
Custo de aquisição	3.791	97.307	4.820.407	7.560	3.688	34.963	235.619	5.203.336
Amortizações acumuladas	-	(34.368)	(1.961.360)	(3.457)	(2.939)	(25.289)	0	(2.027.413)
<b>Valor líquido</b>	<b>3.791</b>	<b>62.939</b>	<b>2.859.047</b>	<b>4.103</b>	<b>749</b>	<b>9.674</b>	<b>235.619</b>	<b>3.175.923</b>
Reposição de valor líquido contabilístico (a)	-	-	63.795	-	-	-	-	63.795
Adições	-	120	9.850	1.740	348	1.001	453.247	466.306
Alienações	-	-	(22)	(1.004)	-	(8)	-	(1.034)
Transferências e abates	4.285	(3.456)	373.14	(377)	43	1.311	(379.904)	(4.949)
Depreciação - exercício	-	(2.754)	(151.391)	(1.311)	(368)	(3.935)	-	(159.758)
Depreciação - alienações	-	-	22	940	-	7	-	969
Depreciação - transf. e abates	-	315	(90.305)	320	(20)	315	-	-89.375
<b>Valor líquido</b>	<b>8.076</b>	<b>57.165</b>	<b>3.064.146</b>	<b>4.410</b>	<b>753</b>	<b>8.365</b>	<b>308.962</b>	<b>3.451.876</b>
<b>31 DE DEZEMBRO DE 2009</b>								
Custo de aquisição	8.076	93.971	5.267.179	7.919	4.079	37.268	308.962	5.727.454
Amortizações acumuladas	-	(36.806)	(2.203.033)	(3.509)	(3.326)	(28.903)	-	(2.275.577)
<b>Valor líquido</b>	<b>8.076</b>	<b>57.165</b>	<b>3.064.146</b>	<b>4.410</b>	<b>753</b>	<b>8.365</b>	<b>308.962</b>	<b>3.451.876</b>

(a) ver nota 9 relativa a propriedades de investimento

No que se refere ao negócio da electricidade as adições registadas no decurso do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, referem-se essencialmente ao investimento na construção / renovação e expansão das subestações e linhas de transporte de energia, registadas em Equipamento básico.

Relativamente ao negócio do gás, as adições registadas dizem respeito à construção da terceira caverna de armazenagem (cuja entrada em exploração ocorreu no final do 1º semestre de 2009), ligações a novos clientes, construção de uma GRMS, e ao projecto de construção do 3º tanque no Terminal de Sines.

Na transição das contas POC para IFRS, a vida útil dos equipamentos de subestações e linhas foi estendida para 35 e 40 anos respectivamente, mantendo-se nas contas individuais da REN Rede Eléctrica Nacional, S.A. em POC a sua amortização em 30 anos. É também esta a base utilizada nas contas reguladas.

Sabendo que o novo normativo nacional (SNC) ao aproximar-se da estrutura IFRS, obrigará à adopção de um critério único de depreciação já a partir de 2010 optou-se por repor nas contas em IFRS a taxa de depreciação praticada actualmente em POC e aprovada pelo Regulador como custo aceite.

Assim, foi efectuado com referência a 1 de Janeiro de 2009, o movimento contabilístico de aumento das amortizações acumuladas por contrapartida de resultados transitados no montante de 82.107 milhares de euros. Na sequência da revisão das vidas úteis de subestações e linhas acima mencionada, as depreciações do exercício (líquidas de do reconhecimento de subsídios ao investimento) aumentaram no montante de 16.506 milhares de Euros. Acresce ainda que a Empresa veio a uniformizar os critérios de capitalização de encargos de estrutura que se encontram a ser contemplados e aceites pela Entidade Reguladora, mediante o registo de um aumento dos activos fixos tangíveis por contrapartida de um aumento de resultados transitados no montante de 13.691 milhares de euros, pelo que o efeito líquido das regularizações em activos fixos tangíveis, por contrapartida de resultados transitados, considerando igualmente o efeito das transferências dos terrenos dos centros electroprodutores de propriedade de investimento para activos fixos tangíveis no montante de 63.795 milhares de euros, como explicitado na nota 9, ascendeu em 1 de Janeiro de 2009 ao montante de 4.621 milhares de euros.

No exercício de 2009, o valor de custos financeiros capitalizados no imobilizado em curso ascendeu a 9.213 milhares de euros (8.828 milhares de euros em 2008).

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 o valor líquido do imobilizado detido ao abrigo de locações financeiras é como segue:

	2009	2008
Valor bruto	6.254	5.052
Amortizações acumuladas	(1.949)	(1.139)
<b>Valor líquido</b>	<b>4.305</b>	<b>3.913</b>

As depreciações dos activos fixos tangíveis estão reconhecidas na rubrica "Depreciações do exercício" da Demonstração dos Resultados consolidados pela sua totalidade, excepto o valor de 733 milhares de euros (1.143 milhares de euros em 2008) as quais foram capitalizadas em imobilizado em curso.

## 8. Goodwill

A diferença entre os montantes pagos na aquisição de participações em subsidiárias e o justo valor dos capitais próprios da REN Atlântico, S.A. no âmbito do *unbundling* do negócio do gás natural, era em 31 de Dezembro de 2009 como se segue:

	2009	2008
<b>A 31 de Dezembro de 2008</b>		
Custo de aquisição	3.774	3.774
<b>A 31 de Dezembro de 2009</b>		
Custo de aquisição	3.774	3.774
<b>Valor líquido</b>	<b>3.774</b>	<b>3.774</b>

### Teste de imparidade ao *Goodwill*

A REN efectuou o teste de imparidade ao *goodwill* em 31 de Dezembro de 2009, ao nível da unidade geradora de caixa a que corresponde, a REN Atlântico. A actividade desta empresa está sujeita a um contrato de concessão e à regulação tarifária, pelo que o valor recuperável foi determinado com base no valor de uso. As projecções de *cash flow* efectuadas tomam em consideração as condições regulatórias expectáveis para o período de concessão remanescente, sendo o pressuposto mais relevante, na determinação dos mesmos, a taxa de remuneração dos activos regulados. Os *cash flows* foram descontados, considerando uma taxa de juro média de mercado antes de impostos ajustada para o risco da actividade de regaseificação de gás natural, de 8% (taxa de desconto após impostos de 6,12%).

O valor recuperável calculado foi de 167.797 milhares de euros, valor que permite a recuperação do valor do imobilizado líquido acrescido do *goodwill* de 3.774 milhares de euros.

## 9. Propriedades de investimento

As propriedades de investimento eram compostas pelos terrenos dos centros electroprodutores térmicos e hídricos e outros terrenos e edifícios afectos às actividades concessionadas da REN.

Os terrenos afectos às centrais hidroeléctricas foram valorizados ao “justo valor” na data de transição para as Normas Internacionais de Relato Financeiro, tal como adoptadas na União Europeia (“IFRS”), tendo o diferencial positivo então apurado sido registado no activo não corrente por contrapartida de reservas acumuladas. Estes activos encontravam-se valorizados subsequentemente à data de transição, de acordo com o método do custo depreciado, atendendo àquela base de custo.

Por outro lado, aquando da transição para as IFRS, os terrenos afectos às centrais térmicas do Pego, da Tapada do Outeiro e TER, foram valorizados ao “justo valor”, tendo o diferencial positivo apurado sido registado na rubrica de propriedades de investimento por contrapartida directa de reservas acumuladas. Contudo, a base para o registo daquele diferencial nos capitais próprios do Grupo, que pressupõe o direito à retenção do influxo de caixa associado à venda daqueles terrenos, não se encontra suportado pela legislação que enquadra o tratamento dos terrenos afectos às centrais térmicas.

Por este motivo, o Grupo veio a proceder, no decurso de 2009, à regularização daquele lançamento de transição inicial, do qual resultou uma redução das

reservas acumuladas, líquido de imposto diferido, no montante de 31.494 milhares de Euros, por contrapartida:

- i) do registo de uma redução do saldo da rubrica de propriedades de investimento, no montante de 20.094 milhares de Euros relativo aos terrenos não alienados afectos às centrais térmicas da Tapada do Outeiro e TER;
- ii) do registo de uma conta a pagar no montante de 22.755 milhares de Euros, relativo ao valor de venda do terreno afecto à Central do Pego, alienado no decurso de 2007; e
- iii) do registo da redução do correspondente passivo por imposto diferido no montante de 11.600 milhares de Euros.

Adicionalmente, no decurso do exercício de 2009, foi reanalisada a consideração dos terrenos dos centros electroprodutores como “propriedades de investimento”. Os bens que na transição para IFRS foram considerados nesta rubrica, são todos bens que estão a ser remunerados pela tarifa e cujas amortizações são aceites como custos regulados.

Na verdade estes activos não são efectivamente dissociáveis dos demais activos da Concessão sendo parte integrante de uma mesma unidade geradora de caixa, em que não é indiciada qualquer imparidade face à forma como os mesmos são remunerados. Nesse sentido, optou-se por regularizar a forma como foram reconhecidos e mensurados esses activos na data da transição para IFRS, reclassificando-os para activos tangíveis e dando-lhe o tratamento contabilístico que se encontra a ser seguido nas contas individuais da REN, S.A. preparadas de acordo com o POC, isto é, considerando o seu custo histórico amortizado. Desta forma, foi efectuado com referência a 1 de Janeiro de 2009, o movimento contabilístico de transferência do saldo da rubrica de propriedades de investimento para activos fixos tangíveis, tendo o efeito do aumento do valor do activo, no montante de 63.795 milhares de euros (Nota 7), sido registado por contrapartida de um aumento dos resultados transitados.

O movimento ocorrido na rubrica de “propriedades de investimento” nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, detalha-se como segue:

	2009	2008
<b>A 31 de Dezembro de 2008</b>		
Valor bruto	420.120	505.248
Amortizações acumuladas	(91.440)	(77.650)
<b>Valor líquido (a)</b>	<b>328.680</b>	<b>427.598</b>
Depreciações	-	(13.790)
Abate por realização	-	(85.128)
Regularização para activos tangíveis	(328.680)	-
	<b>(328.680)</b>	<b>(98.918)</b>
<b>A 31 de Dezembro de 2009</b>		
Valor bruto	-	420.120
Amortizações acumuladas	-	(91.440)
<b>Valor líquido</b>	<b>-</b>	<b>(a) 328.680</b>

(a) Este montante foi transferido para activos fixos tangíveis em Janeiro de 2009

## 10. Interesses em *joint ventures*

Tal como referido na Nota 1, com a aquisição do negócio do transporte de gás natural, o Grupo REN adquiriu duas “*joint ventures*” formadas com a Enagás, a entidade responsável pelo transporte de gás natural em Espanha.

Estas “*joint ventures*” foram criadas com o objectivo de gerir conjuntamente a capacidade de transporte de alguns sectores dos gasodutos da REN Gasodutos, SA, com a alocação a cada um dos sócios de uma quota de capacidade de transporte, de forma a garantir a maximização da sua utilização. A rentabilidade destas empresas é assegurada pelos dois parceiros (REN e Enagás) através da fixação do preço anual a pagar por cada unidade de gás natural transportado.

O movimento ocorrido na rubrica de Interesse em “*Joint ventures*” no exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 e 2008 foi como segue:

	2009	2008
<b>1 de Janeiro</b>	<b>9.716</b>	<b>9.025</b>
Ganhos	10.033	9.142
Dividendos recebidos	(8.686)	(8.451)
<b>31 de Dezembro</b>	<b>11.063</b>	<b>9.716</b>





Os activos e passivos a 31 de Dezembro de 2009, e os rendimentos e gastos gerados desde a data de aquisição, conforme reconhecido nas demonstrações financeiras individuais das empresas em *joint venture*, são como segue:

	2009		2008	
	Gasoduto Braga-Tuy	Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga	Gasoduto Braga-Tuy	Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga
<b>Activos</b>				
Não correntes	13.695	70.148	14.420	73.873
Correntes	5.598	14.244	4.370	8.367
	<b>19.293</b>	<b>84.392</b>	<b>18.790</b>	<b>82.240</b>
<b>Passivos</b>				
Não correntes	5.847	19.234	7.622	25.076
Correntes	6.333	24.075	4.283	17.481
	<b>12.180</b>	<b>43.309</b>	<b>11.905</b>	<b>42.557</b>
<b>Capital próprio</b>	7.113	41.083	6.885	39.683
	<b>7.113</b>	<b>41.083</b>	<b>6.885</b>	<b>39.683</b>
<b>Actividade no ano</b>				
Rendimentos	3.767	27.710	3.828	24.960
Gastos	(2.430)	(14.084)	(2.660)	(15.248)
Resultado líquido	1.337	10.626	1.168	9.712
Percentagem participação detida	51%	88%	51%	88%
	<b>682</b>	<b>9.351</b>	<b>595</b>	<b>8.546</b>

O interesse nas "Joint ventures" foi adquirido no âmbito do *unbundling* do negócio do gás natural, fazendo parte dos activos integrados na REN Gasodutos. Na data da aquisição, o justo valor do interesse nestas entidades refere-se ao valor dos dividendos pré-aquisição (lucros gerados até Setembro de 2006) a receber das sociedades. O restante valor dos capitais próprios das sociedades foi considerado nulo devido ao facto de após a entrada em vigor do regulamento tarifário, todos os ganhos gerados por estas sociedades reverterem para as tarifas.

O valor de dividendos recebidos em 2009, refere-se à quota-parte da empresa do grupo REN Gasodutos nos lucros gerados pelas sociedades no exercício de 2008, e disponíveis para distribuição.

## 11. Activos e passivos por impostos diferidos

Em 31 de Dezembro de 2009, os saldos reconhecidos relativamente a impostos diferidos são apresentados no balanço consolidado pelo seu valor bruto. O impacto dos movimentos nas rubricas de impostos diferidos, ocorrido para os exercícios apresentados, foi como se segue:

	2009	2008
<b>Capital próprio</b>		
Imposto diferido	21.090	7.389
<b>Demonstração dos resultados</b>		
Imposto diferido	(18.863)	105.354
Imposto corrente	(32.016)	(149.906)
<b>Total (Nota 31)</b>	<b>50.878</b>	<b>44.552</b>

## Impacto dos movimentos nas rubricas de impostos diferidos

	2009	2008
<b>Impacto na demonstração de resultados</b>		
Activos por impostos diferidos	(6.782)	20.481
Passivos por impostos diferidos	(12.081)	84.873
	(18.863)	105.354
<b>Impacto no capital próprio</b>		
Activos por impostos diferidos	(1.738)	6.250
Passivos por impostos diferidos	22.828	1.139
	<b>21.090</b>	<b>7.389</b>
Impacto líquido dos impostos diferidos	2.227	112.744

Os movimentos ocorridos nas rubricas de activos e passivos por impostos diferidos para os exercícios apresentados são como se segue:

## Activos por impostos diferidos - Movimentos do ano

	Provisões	Prejuízos	Pensões	Propriedades investimento	Activos disponíveis para venda	Desvios tarifários	Outros	Total
<b>A 1 de Janeiro de 2008</b>	<b>8.176</b>	<b>-</b>	<b>7.424</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.816</b>	<b>19.416</b>
Constituição / reversão por capital	-	-	5.290	-	960	-	-	6.250
Reversão por resultados	(23)	-	(737)	-	-	-	(111)	(872)
Constituição por resultados	7.436	23	-	11.580	-	-	2.314	21.353
<b>Movimento do exercício</b>	<b>7.413</b>	<b>23</b>	<b>4.553</b>	<b>11.580</b>	<b>960</b>	<b>-</b>	<b>2.203</b>	<b>26.731</b>
<b>A 31 de Dezembro de 2008</b>	<b>15.588</b>	<b>23</b>	<b>11.977</b>	<b>11.580</b>	<b>960</b>	<b>-</b>	<b>6.019</b>	<b>46.147</b>
<b>A 1 de Janeiro de 2009</b>	<b>15.588</b>	<b>23</b>	<b>11.977</b>	<b>11.580</b>	<b>960</b>	<b>-</b>	<b>6.019</b>	<b>46.147</b>
Constituição / reversão por capital	-	-	7.193	(5.551)	(464)	-	(2.916)	(1.738)
Reversão por resultados	(14.185)	-	540	-	-	-	(1.011)	(14.656)
Constituição por resultados	-	1.028	(1.201)	(6.029)	-	14.243	(167)	7.874
<b>Movimento do exercício</b>	<b>(14.185)</b>	<b>1.028</b>	<b>6.532</b>	<b>(11.580)</b>	<b>(464)</b>	<b>14.243</b>	<b>(4.094)</b>	<b>(8.520)</b>
<b>A 31 de Dezembro de 2009</b>	<b>1.402</b>	<b>1.051</b>	<b>18.509</b>	<b>(0)</b>	<b>496</b>	<b>14.243</b>	<b>1.925</b>	<b>37.627</b>

## Passivos por impostos diferidos - Movimentos do ano

	Agente	Equipam. transporte electric.	Desvios tarifários	Propriedades investimento	Reavaliações	Activos disponíveis para venda	Outros	Total
<b>A 1 de Janeiro de 2008</b>	<b>109.647</b>	<b>18.369</b>	-	<b>10.691</b>	<b>38.451</b>	<b>1.139</b>	<b>48</b>	<b>178.345</b>
Constituição / reversão por capital	-	-	-	-	-	(1.139)	-	(1.139)
Constituição por resultados	-	4.697	-	-	-	-	232	4.929
Reversão por resultados	(76.660)	-	-	(10.691)	(2.403)	-	(48)	(89.802)
<b>Movimento do exercício</b>	<b>(76.660)</b>	<b>4.697</b>	-	<b>(10.691)</b>	<b>(2.403)</b>	<b>(1.139)</b>	<b>184</b>	<b>(86.012)</b>
<b>A 31 de Dezembro de 2008</b>	<b>32.987</b>	<b>23.066</b>	-	-	<b>36.048</b>	-	<b>232</b>	<b>92.333</b>
<b>A 1 de Janeiro de 2009</b>	<b>32.987</b>	<b>23.066</b>	-	-	<b>36.048</b>	-	<b>232</b>	<b>92.333</b>
Constituição / reversão por capital	-	(23.066)	-	-	-	-	238	(22.828)
Constituição por resultados	-	-	47.973	-	-	-	-	47.973
Reversão por resultados	(32.987)	-	-	-	(2.435)	-	(470)	(35.892)
<b>Movimento do exercício</b>	<b>(32.987)</b>	<b>(23.066)</b>	<b>47.973</b>	-	<b>(2.435)</b>	-	<b>(232)</b>	<b>(10.747)</b>
<b>A 31 de Dezembro de 2009</b>	<b>0</b>	-	<b>47.973</b>	-	<b>33.613</b>	-	-	<b>81.586</b>

As reavaliações fiscais resultam da actualização do valor dos activos efectuada no normativo POC, com base em diplomas legais onde são definidos os coeficientes de desvalorização monetária. O efeito destes impostos diferidos reflecte a não dedução fiscal de 40% da reavaliação efectuada.



## 12. Activos e passivos financeiros classificados de acordo com as categorias do IAS 39

As políticas contabilísticas para instrumentos financeiros de acordo com a IAS 39, foram aplicadas aos seguintes activos e passivos financeiros::

	Créditos e valores a receber	Activos financeiros disponíveis para venda	Activos/passivos ao justo valor por via resultados	Outros passivos financeiros	Activos/passivos não financ.	Total
<b>2008</b>						
<b>Activos</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	101.431	-	-	-	-	101.431
Depósitos de garantia recebidos	35.604	-	-	-	-	35.604
Clientes e outras contas a receber	343.479	-	-	-	10.769	354.248
Instrumentos financeiros derivados	-	-	876	-	-	876
Activos financ. dispon. para venda	-	86.924	-	-	-	86.924
<b>Total activos financeiros</b>	<b>480.514</b>	<b>86.924</b>	<b>876</b>	<b>-</b>	<b>10.769</b>	<b>579.083</b>
<b>Passivos</b>						
Empréstimos obtidos	-	-	-	1.836.677	-	1.836.677
Depósitos de garantia a pagar	-	-	-	35.604	-	35.604
Fornecedores e outras contas a pagar	-	-	-	271.139	376.347	647.486
<b>Total passivos financeiros</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.143.420</b>	<b>376.347</b>	<b>2.519.767</b>

	Notas	Créditos e valores a receber	Instrum. financeiros derivados designados como instrum. de cobertura	Activos financeiros disponíveis para venda	Activos/passivos ao justo valor por via resultados	Outros activos/passivos financeiros	Activos/passivos não financ.	Total
<b>2009</b>								
<b>Activos</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	18	69.888	-	-	-	-	-	69.888
Depósitos de garantia recebidos	16	102.637	-	-	-	-	-	102.637
Clientes e outras contas a receber	14	455.939	-	-	-	-	14.710	470.648
Outros investimentos financeiros		-	-	-	-	7.276	-	7.276
Activos financ. dispon. para venda	13	-	-	90.419	-	-	-	90.419
<b>Total activos financeiros</b>		<b>628.463</b>	<b>-</b>	<b>90.419</b>	<b>-</b>	<b>7.276</b>	<b>14.710</b>	<b>740.868</b>
<b>Passivos</b>								
Empréstimos obtidos	21	-	-	-	-	2.208.775	-	2.208.775
Depósitos de garantia a pagar	16	-	-	-	-	102.637	-	102.637
Fornec. e outras contas a pagar	24	-	-	-	-	425.429	393.804	819.234
Instrumentos financeiros derivados	17	-	10.149	-	-	-	-	10.149
<b>Total passivos financeiros</b>		<b>-</b>	<b>10.149</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.736.841</b>	<b>393.804</b>	<b>3.140.795</b>



No decurso do exercício de 2009, a Empresa reclassificou o montante de 7.276 milhares de Euros, para a rubrica de "Outros investimentos financeiros". Este montante corresponde ao investimento financeiro da Empresa no fundo fechado "Luso Carbon Fund", tem como prazo de maturidade 10 anos.

### Estimativa de justo valor - activos mensurados ao justo valor

A tabela seguinte apresenta os activos e passivos do Grupo mensurados ao justo valor a 31 de Dezembro de 2009, de acordo com os seguintes níveis de hierarquia de justo valor previstos na IFRS 7:

- nível 1: justo valor de instrumentos financeiros é baseado em cotações de mercados líquidos activos à data de referência do balanço;
- nível 2: o justo valor de instrumentos financeiros não é determinado com base em cotações de mercado activo, mas sim com recurso a modelos de avaliação. Os principais *inputs* dos modelos utilizados são observáveis no mercado; e
- nível 3: o justo valor de instrumentos financeiros não é determinado com base em cotações de mercado activo, mas sim com recurso a modelos de avaliação, cujos principais *inputs* não são observáveis no mercado.

### Qualidade dos activos financeiros

A qualidade de crédito dos activos financeiros que não estão vencidos ou em imparidade podem ser avaliados com referência aos *ratings* de crédito ou informação histórica das entidades a que se referem:

	2009	2008
<b>Cientes e outros devedores</b>		
AA-	85.382	124.478
A+	-	-
A	-	-
A-	-	52.963
Outros sem rating	385.266	165.210
<b>Total de créditos e valores a receber</b>	<b>470.648</b>	<b>342.651</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>		
AAA	1.940	-
AA	3.008	39
AA-	10	2.850
A+	452	6
A	64.434	98.535
Sem rating	44	-
<b>Total depósitos bancários</b>	<b>69.888</b>	<b>101.430</b>

Descrição		Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 4
<b>Activos</b>					
Activos financeiros disponíveis para venda	Acções	90.419	-	-	90.419
<b>Passivos</b>					
Passivos financeiros ao justo valor reconhecidos em reservas	Derivados de cobertura	-	(10.149)	-	(10.149)

Os créditos a receber de clientes e outros devedores referem-se essencialmente a transacções de prestação de serviços no âmbito das actividades reguladas no negócio da electricidade e gás. As principais transacções são efectuadas com os distribuidores autorizados para cada um dos negócios, como a EDP, a GALP e alguns distribuidores europeus.

Relativamente aos créditos vencidos ou em imparidade:

- i) dos créditos a receber 823 milhares de euros estão ajustados por imparidade, existindo um processo judicial em curso referente ao mesmo;
- ii) existem créditos com alguma antiguidade referentes a transacções com empresas do grupo EDP cujo risco de recuperação é considerado nulo.

### 13. Activos financeiros disponíveis para venda

Em 31 de Dezembro de 2009, os activos reconhecidos nesta rubrica referem-se a instrumentos de capital detidos em entidades estratégicas do mercado de electricidade espanhol, e detalham-se como segue:

ser possível determinar o justo valor da participação. A Red Eléctrica de España ("REE") é a entidade responsável pela gestão da rede eléctrica em Espanha. A REN SGPS adquiriu 1% de acções da REE como parte de um acordo firmado entre os governos de Portugal e Espanha. A REE está listada na Euronext - Espanha e o activo financeiro foi registado na data do balanço de acordo com a cotação a 30 de Dezembro de 2009, o que resultou numa valorização de justo valor de 3.818 milhares de euros. A Enagás é a entidade responsável pelo transporte e gestão do sistema de gás natural em Espanha. A REN SGPS adquiriu 1% das acções da Enagás como parte de um acordo de parceria estratégica, tendo o activo sido registado de acordo com a cotação de 30 de Dezembro de 2009, de que resultou uma perda de 322 milhares de euros.

	% detida	Entidade	2009	2008
OMEL - Operador del Mercado Ibérico de Energia (Polo Espanhol)	10,00%	OMIP	1.033	1.033
Red Electrica de España, S.A.	1,00%	REN, SGPS	52.551	48.733
ENAGAS	1,00%	REN, SGPS	36.835	37.157
<b>Total</b>			<b>90.419</b>	<b>86.924</b>

Os movimentos registados nesta rubrica foram os seguintes:

	OMEL	REE	ENAGAS	Total
31 de Dezembro de 2007	1.033	58.534	-	59.568
Aquisições	-	-	43.195	43.195
Ajustamento de justo valor	-	(9.801)	(6.038)	(15.839)
31 de Dezembro de 2008	1.033	48.733	37.157	86.924
Ajustamento de justo valor	-	3.818	(322)	(3.496)
31 de Dezembro de 2009	1.033	52.551	36.835	90.419

Uma vez que a OMEL não é uma empresa cotada e não existem transacções recentes de aquisição/alienação da capital da mesma, a REN optou a esta data, por manter a participação ao custo de aquisição, por não

Os ajustamentos ao justo valor dos activos financeiros disponíveis para venda, estão reflectidos no capital próprio, na reserva de justo valor (Nota 20).

	<b>Ajustamento de justo valor</b>
Varição justo valor	3.496
Impacto do imposto diferido (Nota 11)	(464)
<b>Ajustamento líquido em capital</b>	<b>3.032</b>

No decorrer do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a REE e a Enagás distribuíram dividendos nos montantes de 1.732 e 1.554 milhares de Euros, respectivamente. Estes montantes foram reconhecidos na demonstração de resultados em rendimentos financeiros.

## 14. Clientes e outras contas a receber

No exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a composição da rubrica de Clientes e outras contas a receber, é como se segue:

Grupo REN. A variação ocorrida em 2009 resulta da transferência do saldo existente para a rubrica de "Desvios tarifários".

iii) Os empréstimos a joint ventures dizem respeito a empréstimos à sociedade Gasoduto Campo Maior-Leiria-Braga adquiridos no âmbito da transacção de *unbundling*. Este empréstimo é remunerado pela taxa mais alta entre os custos médios da dívida da REN Gasodutos e da Enagás.

Para os períodos apresentados não existem diferenças entre os valores contabilísticos e o seu justo valor. Os saldos a receber não correntes vencem juros a taxas de mercado.

Como consequência do Grupo ter passado a reconhecer, no momento em que são gerados os desvios tarifários activos e passivos em 2009, em 31 de Dezembro de 2009 o Grupo apresenta na rubrica de "Clientes e outras contas a receber" no montante de 181.031 milhares de euros e uma conta a pagar, na rubrica de "Fornecedores e outras contas a pagar" no montante de 53.747 milhares de euros, relativas a desvios tarifários a receber e a entregar à tarifa, apurados nos segmentos da electricidade e gás natural. Este reconhecimento encontra-se associado à reanálise do grau de precisão das estimativas produzidas internamente

### Detalhe dos clientes e outras contas a receber

	2009			2008		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Clientes (a)	236.893	4.083	240.976	185.668	155	185.823
Ajustamentos a contas a receber	(823)	-	(823)	(828)	-	(828)
<b>Clientes - valor líquido</b>	<b>236.070</b>	<b>4.083</b>	<b>240.153</b>	<b>184.840</b>	<b>155</b>	<b>184.995</b>
Saldo do agente	-	-	-	56.359	68.11	124.478
Desvios tarifários (b)	157.958	23.073	181.031	-	-	-
Empréstimos a <i>joint ventures</i> (c)	16.966	16.966	33.932	11.059	22.119	33.178
Estado e outros entes públicos	15.533	-	15.533	11.597	-	11.597
Clientes e outras contas a receber	426.527	44.122	470.649	263.856	90.393	354.248

i) Na composição dos saldos das contas a receber de clientes assume particular relevância o montante em dívida pela EDP - Distribuição de Energia, S.A. o qual ascende a 65.495 milhares de euros (52.963 milhares de euros em 2008).

ii) O saldo do agente refere-se aos saldos a receber resultantes da actividade de intermediação na aquisição e venda de electricidade, por parte do

no que respeita a desvios tarifários, no âmbito do quadro regulatório actualmente em vigor, o qual evidenciou a fiabilidade dos montantes estimados, bem como a probabilidade virtualmente certa da realização destes activos e pela liquidação destes passivos, razão pela qual este assunto foi tratado como uma alteração de estimativa ao abrigo da IAS 8 (Nota 3.20).

## 15. Existências

O detalhe de existências em 31 de Dezembro de 2009 e 2008 é como segue:

	2009	2008
Mercadorias	226	260
Materiais diversos	23.563	8.104
<b>Existências</b>	<b>23.789</b>	<b>8.364</b>

O acréscimo de 2008 para 2009, respeita, no essencial, à aquisição de material a utilizar nos projectos na REN Gasodutos durante o ano de 2010.

## 16. Depósitos de garantia

Os depósitos de garantia referem-se a depósitos entregues pelos participantes no Mercado de Derivados da Electricidade, que é monitorizado pela empresa do Grupo, a OMIclear. Estes activos são considerados como *restricted cash*, como é referido na Nota 3.13. A 31 de Dezembro de 2009 e 2008, os valores reconhecidos no Balanço são os seguintes:

	2009	2008
Depósitos de garantia dos participantes	102.637	35.604
Valores a entregar aos participantes	(102.637)	(35.604)

## 17. Instrumentos financeiros derivados

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, o Grupo REN tinha os seguintes instrumentos financeiros derivados contratados:

	2009		2008	
	Activos	Passivos	Activos	Passivos
Swaps taxa de juro - não corrente	-	10.149	-	-
Swaps taxa de juro - corrente	-	-	876	-
	-	<b>10.149</b>	<b>876</b>	-





O valor reconhecido nesta rubrica refere-se aos 4 contratos “swap” de taxa de juro, contratados pela REN SGPS com o objectivo de reduzir o risco a que se encontra exposta a sua emissão obrigacionista. As características dos swaps contratados em 31 de Dezembro de 2009 eram as seguintes:

Valor de referência	Períodos de pagamento	Recebimento pagamento	Data de vencimento	Justo valor em 31 Dez 2009
200.000 mEuro	Períodos de contagem de juros: a pagar: 26 Junho e Dezembro - liquidação semestral de juros; a receber: dia 16 de cada mês - liquidação anual de juros	REN recebe Euribor 1M e paga 1,681%	Abril de 2011	(3.927)
10.000.000.000 JPY 72.899 mEuros	Períodos de contagem de juros: a pagar: 16 de Abril - liquidação mensal de juros; a receber: 26 Junho e Dezembro - liquidação semestral de juros	REN recebe 2,71% e paga 5,64% /anual) até Junho de 2019 e Euribor a 6M + 190 b.p. desde essa data até à maturidade	Junho de 2024	(4.083)
50.000 mEuro	Períodos de contagem de juros: a pagar: 5 de Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro - liquidação trimestral de juros; a receber: 5 de Fevereiro, Maio, Agosto, Novembro e Dezembro - liquidação trimestral de juros	REN recebe Euribor 3M e paga 2,1925%	Maio de 2012	(576)
134.000 mEuro	Períodos de contagem de juros: a pagar: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro - liquidação trimestral de juros; a receber: 15 de Março, Junho, Setembro e Dezembro - liquidação trimestral de juros	REN recebe Euribor 3M e paga 2,275%	Junho de 2012	(1.563)
			<b>Total</b>	<b>(10.149)</b>

### Justo valor das licenças de CO<sub>2</sub>

A REN detém contratos *forward* de licenças de CO<sub>2</sub>, como de negociação para uso próprio, com entregas previstas para Dezembro de 2010, 2011 e 2012.

Em 31 de Dezembro de 2009 foi revisto o seu justo valor pela aplicação das cotações para aquelas datas conhecidas a 31 de Dezembro 2009, tendo-se apurado que a responsabilidade não é significativa.

## 18. Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, a rubrica "Caixa e equivalentes de caixa" detalha-se como segue:

	2009	2008
Caixa	1	1
Depósitos bancários	69.887	101.430
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>69.888</b>	<b>101.431</b>

As taxas de juro efectivas de depósitos bancários de curto prazo são indicadas na nota 21. O detalhe do montante considerado como saldo final na rubrica de "Caixa e equivalentes de caixa" para efeitos da elaboração da demonstração de fluxos de caixa consolidados para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 e 2008 é como segue

	2009	2008
Caixa	1	1
Descobertos bancários	(45.312)	(41.023)
Depósitos bancários	69.887	101.429
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>24.576</b>	<b>60.407</b>

## 19. Capital social

Em 31 de Dezembro de 2009, o capital social da REN, encontrava-se totalmente subscrito e realizado, sendo representado por 534.000.000 acções com o valor nominal de 1 euro cada. O detalhe do capital social a 31 de Dezembro de 2009 é como segue:

	Número de acções	Capital social
	534.000.000	534.000
<b>Capital social</b>	<b>534.000.000</b>	<b>534.000</b>

A REN adquiriu, durante o ano de 2009, 1.382.672 acções próprias, correspondendo a 0,2589% do capital da REN. Em 31 de Dezembro de 2009 a REN SGPS detinha as seguintes acções em carteira:

	Número de acções	Capital social	Valor
Acções próprias	3.881.374	0,7268%	(10.728)



## 20. Outras reservas e resultados acumulados

As rubricas “Outras reservas” e “Resultados acumulados” registaram os seguintes movimentos durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 e 2008:

### Outras reservas e resultados acumulados - Movimentos ocorridos

	Atribuível aos accionistas							Total
	Reservas legais	Reserva justo valor	Reserva de cobertura	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	Interesses minoritários	
<b>Saldo a 31 de Dezembro de 2007</b>	<b>61.137</b>	<b>7.460</b>	-	<b>83.993</b>	<b>174.033</b>	<b>145.150</b>	<b>555</b>	<b>472.329</b>
Ganhos / (perdas) actuariais	-	-	-	-	(14.674)	-	-	(14.674)
Reserva de justo valor (valor líquido)	-	(13.739)	-	-	-	-	-	(13.739)
<b>Ganhos / (perdas) reconhecidas em capital</b>	<b>61.137</b>	<b>(6.279)</b>	-	<b>83.993</b>	<b>159.359</b>	<b>145.150</b>	<b>555</b>	<b>443.916</b>
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	127.405	22	127.427
<b>Total de ganhos reconhecidos no exercício</b>	<b>61.137</b>	<b>(6.279)</b>	-	-	-	<b>127.405</b>	<b>22</b>	<b>127.427</b>
Distribuição de dividendos	-	-	-	-	(87.045)	-	(3)	(87.048)
Transferência para resultados acumulados	6.083	-	-	19.225	119.842	(145.150)	-	-
<b>Saldo a 31 de Dezembro de 2008</b>	<b>67.221</b>	<b>(6.279)</b>	-	<b>103.218</b>	<b>192.156</b>	<b>127.405</b>	<b>574</b>	<b>484.296</b>
Ganhos / (perdas) actuariais	-	-	-	-	(19.951)	-	-	(19.951)
Justo valor de activos disponíveis para venda	-	-	-	-	-	-	-	-
Justo valor de instrumentos financeiros derivados	-	-	-	-	-	-	-	-
Alteração ao movimento de transição	-	-	-	-	(34.441)	-	-	(34.441)
Reserva de justo valor (valor líquido)	-	3.032	-5.553	-	-	-	-	(2.521)
<b>Ganhos / (perdas) reconhecidas em capital</b>	<b>67.221</b>	<b>(3.247)</b>	<b>(5.553)</b>	<b>103.218</b>	<b>137.764</b>	<b>127.405</b>	<b>574</b>	<b>427.381</b>
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	134.107	(60)	134.047
<b>Total de ganhos reconhecidos no exercício</b>	<b>67.221</b>	<b>(3.247)</b>	<b>(5.553)</b>	<b>103.218</b>	<b>137.764</b>	<b>261.512</b>	<b>514</b>	<b>561.428</b>
Distribuição de dividendos	-	-	-	-	(88.102)	-	-	(88.102)
Transferência para outras reservas	-	-	-	-	127.405	(127.405)	-	-
<b>Saldo a 31 de Dezembro de 2009</b>	<b>67.221</b>	<b>(3.247)</b>	<b>(5.553)</b>	<b>103.218</b>	<b>177.067</b>	<b>134.107</b>	<b>514</b>	<b>473.326</b>

A Reserva legal não está ainda totalmente constituída nos termos da lei (20% do capital social), pelo que um mínimo de 5% dos resultados é destinado à sua dotação. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

O montante de 34.441 milhares de euros inclui, essencialmente, a regularizações aos activos fixos tangíveis e propriedades de investimento, liquidadas dos correspondentes efeitos fiscais, tal como descritos nas notas 7 e 9.

## 21. Empréstimos

A repartição dos empréstimos quanto ao prazo (corrente e não corrente) e por natureza de empréstimo, no final do exercício, é como segue:

	2009			2008		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Papel comercial	400.000	155.000	555.000	449.000	200.000	649.000
Empréstimos obrigacionistas	-	922.899	922.899	-	500.000	500.000
Empréstimos bancários	40.503	630.209	670.712	47.024	595.712	642.736
Descobertos bancários	45.312	-	45.312	41.023	-	41.023
	<b>485.815</b>	<b>1.708.108</b>	<b>2.193.923</b>	<b>537.047</b>	<b>1.295.712</b>	<b>1.832.759</b>
Locações financeiras	1.415	2.558	3.973	1.100	2.818	3.918
Juros a pagar - Empréstimos	12.819	654	13.473	6.751	-	6.751
Juros pagos (antecipação)	(2.593)	-	(2.593)	(3.872)	-	(3.872)
	<b>497.456</b>	<b>1.711.320</b>	<b>2.208.776</b>	<b>541.026</b>	<b>1.298.530</b>	<b>1.839.556</b>

A REN é subscritora de sete programas de papel comercial no valor de 925.000 milhares de euros, estando utilizados 555.000 milhares de euros em 31 de Dezembro de 2009.

Em 2009 foram efectuadas as seguintes operações ao abrigo do Programa de emissões obrigacionistas (EMTN) da REN SGPS:

- em Fevereiro, foi reaberta a emissão obrigacionista inaugural da REN SGPS realizada em Dezembro de 2008 para serem emitidos mais 300.000 milhares de euros, fungíveis com a emissão inicial, elevando o montante total para 800.000 milhares de euros.
- em Abril, foi realizado um empréstimo obrigacionista por subscrição particular (*private placement*) no valor de 50.000 milhares de euros com vencimento em Dezembro de 2013;
- em Junho, foi emitido um empréstimo obrigacionista (*private placement*) de 10 mil milhões de ienes (72.899 milhares de euros) em 15 anos por subscrição particular no mercado japonês.

Os empréstimos bancários não têm como garantia real os activos da REN. Todos os empréstimos estão negociados em euros.

No final do exercício de 2009, o Grupo REN possuía ainda as seguintes linhas de crédito contratadas e não utilizadas:

	2009	2008
<b>Taxas de juro variáveis</b>		
Curto prazo	120.000	120.386
Médio / longo prazo	-	-
	<b>120.000</b>	<b>120.386</b>

As linhas de crédito com vencimento até 1 ano são renováveis, de forma automática, anual ou trimestralmente. As linhas de crédito com vencimento após 1 ano não têm limite definido.



**Empréstimos**

A exposição dos empréstimos do grupo às alterações das taxas de juro nos períodos contratuais de fixação das taxas, são como segue:

	2009	2008
Até 6 meses	530.256	967.680
Entre 6 e 12 meses	37.209	-
Entre 1 e 5 anos	1.419.917	250.000
Superior a 5 anos	161.229	617.958
	<b>2.148.611</b>	<b>1.835.638</b>

As taxas de juro efectivas, à data do balanço eram as seguintes:

	2009	2008
Depósitos bancários	3,86%	5,19%
Empréstimos e Papel comercial	3,24%	4,80%

O valor contabilístico e o justo valor dos empréstimos são como segue:

	Valor contabilístico		Justo valor	
	2009	2008	2009	2008
Papel comercial	555.000	649.000	555.106	647.844
Empréstimos bancários	670.712	640.511	669.230	614.881
Empréstimos obrigacionistas	922.899	500.000	937.339	499.576
Descobertos bancários	42.312	-	45.312	-
	<b>2.193.923</b>	<b>1.789.511</b>	<b>2.206.987</b>	<b>1.762.301</b>

O justo valor é calculado pelo método dos *cash flows* descontados, utilizando a taxa de desconto, da data do balanço, de acordo com as características de cada empréstimo. Uma vez que todos os empréstimos são negociados a taxas de juro variáveis, o justo valor dos empréstimos é semelhante ao valor contabilístico dos mesmos.

**Loações financeiras**

	2009	2008
<b>Loações financeiras - pagamentos mínimos da locação</b>		
Até 1 ano	1.475	1.223
Entre 1 e 5 anos	2.620	2.950
Mais de 5 anos	-	-
	<b>4.095</b>	<b>4.173</b>
Custos financeiros futuros das locações financeiras	(122)	(255)
<b>Valor actual do passivo das locações financeiras</b>	<b>3.973</b>	<b>3.918</b>

O valor actual do passivo das locações financeiras é como segue:

	2009	2008
Até 1 ano	1.415	1.100
Entre 1 e 5 anos	2.558	2.818
Mais de 5 anos	-	-
	<b>3.973</b>	<b>3.918</b>

## 22. Obrigações de benefícios de reforma e outros

Conforme mencionado na Nota 3.19, a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. concede complementos de pensões de reforma e sobrevivência (daqui em diante referido como Plano de pensões), assegura aos seus reformados e pensionistas, em condições similares aos trabalhadores no activo, um plano de cuidados médicos e concede ainda outros benefícios como prémios de antiguidade, de reforma e subsídio de morte (descrito como "outros benefícios" na Nota 22.2)

### 22.1 - a) Plano de pensões

Para cobertura das responsabilidades para complementos de pensões de reforma, a REN contribui para um Fundo de Pensões autónomo, para o qual é transferida a totalidade das responsabilidades e as dotações necessárias para cobrir os respectivos encargos que se forem vencendo em cada um dos exercícios. No decurso do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a subsidiária REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. efectuou dotações para o Fundo de Pensões REN, no montante 4.538 milhares de euros para cobertura parcial das suas responsabilidades. Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, o património do Fundo de Pensões REN, apresentava a seguinte composição de acordo com informação facultada pela sociedade gestora:

	2009	2008
Obrigações	26.560	23.846
Ações	11.815	8.706
Fundos de investimento	2.110	2.271
Depósitos a prazo	4.489	3.028
<b>Total</b>	<b>44.974</b>	<b>37.851</b>

Os activos do Plano de pensões não incluem acções próprias da REN ou activos não correntes. A taxa de retorno esperada dos activos do plano para 2009 foi determinada baseada numa estimativa de retorno esperado dos activos do plano alongo prazo e a estratégia de investimento a realizar.

A evolução do património relativo ao Fundo de Pensões durante o exercício de 2009 e 2008 foram os seguintes:

	2009	2008
<b>A 1 de Janeiro</b>	<b>37.851</b>	<b>42.570</b>
Dotações para o Fundo	4.538	2.038
Ganhos / (perdas) actuariais	2.003	(7.586)
Benefícios pagos	(1.636)	(1.595)
Retorno esperado dos activos	2.218	2.424
<b>A 31 de Dezembro</b>	<b>44.974</b>	<b>37.851</b>

Os trabalhadores que satisfaçam determinadas condições de idade e antiguidade predefinidas e que optem por passar à situação de reforma antecipada, assim como aqueles que acordem com a Empresa a passagem à pré-reforma, são igualmente incluídos nos planos.

As responsabilidades e os correspondentes custos anuais são determinadas através de cálculos actuariais anuais, utilizando o método de crédito da unidade projectada, efectuada por actuário independente, baseados em pressupostos que reflectem as condições demográficas da população coberta pelo plano e as condições económicas e financeiras prevaletentes no momentos do cálculo.

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008 o Grupo tinha registado os seguintes montantes relativos a responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios:

### Obrigações no balanço

	2009	2008
Plano de pensões	40.327	18.103
Cuidados médicos e outros benefícios	29.438	27.025
Plano de seguro de vida	81	70
	<b>69.846</b>	<b>45.198</b>

## Gastos na demonstração dos resultados

	2009	2008
Plano de pensões	4.138	1.554
Cuidados médicos e outros benefícios	2.211	2.160
Plano de seguro de vida	11	10
	<b>6.360</b>	<b>3.724</b>

### Segmento da Electricidade

Os pressupostos utilizados no cálculo dos benefícios, pós-emprego são os considerados pelo Grupo REN e pela entidade especializada em estudos actuariais como aqueles que melhor satisfazem os compromissos estabelecidos no plano de pensões e as respectivas responsabilidades com benefícios de reforma, são os seguintes:

## Pressupostos actuariais

	2009	2008
Taxa anual de desconto	5,17%	6,00%
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada (mais de 60 anos e 36 anos de serviço)	10,00%	10,00%
Percentagem expectável de activos elegíveis para reforma antecipada ( entre os 55 e os 60 anos)	-	10,00%
Em 2009 ( Alteração de pressuposto actuarial)	45,00%	-
Em 2010 ( Alteração de pressuposto actuarial)	45,00%	-
Nos anos seguintes ( Alteração de pressuposto actuarial)	5,00%	-
Taxa anual de crescimento dos salários	3,30%	3,30%
Taxa anual de crescimento das pensões	2,25%	2,25%
Taxa anual de crescimento das pensões da Segurança Social	2,00%	2,00%
Taxa de inflação	2,00%	2,00%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde (durante 8 anos)	4,50%	4,50%
Taxa anual de crescimento de custos com saúde (após o período de 8 anos)	4,00%	4,00%
Despesas de gestão (por funcionário / ano)	150€	150€
Taxa de crescimento das despesas de gestão - até 2007	4,50%	4,50%
Taxa de crescimento das despesas de gestão - após 2007	2,70%	2,70%
Taxa de rendimento	5,45%	5,99%
Tábua de mortalidade	TV 88/90	TV 88/90

As alterações efectuadas nos pressupostos dos planos relativamente aos activos elegíveis para reforma antecipada, resulta da expectativa da REN de que mais colaboradores venham a entrar neste regime

de reforma, antes da idade estimada anteriormente. Em 2009, a taxa de desconto anual usada diminuiu de 6.0% para 5.17% reflectindo o decréscimo previsto no longo prazo das taxas de juro do mercado.

Se aplicada uma taxa de desconto de 4,93% para o cálculo das obrigações do Grupo REN à data do balanço, as responsabilidades com o plano de pensões seriam mais elevadas em 1.566 milhares de euros, e as obrigações com o plano de cuidados médicos e outros benefícios seriam mais elevados em 1.044 milhares de euros.

O montante da obrigação reconhecida na demonstração consolidada da posição financeira é determinado como segue:

	2009	2008
Valor actual da obrigação	85.300	55.954
Justo valor dos activos do plano	(44.973)	(37.851)
	<b>40.327</b>	<b>18.103</b>

O movimento ocorrido no valor actual da obrigação subjacente ao plano de pensões foi o seguinte:

### Reconciliação da obrigação do plano de pensões

	2009	2008
<b>A 1 de Janeiro</b>	<b>55.954</b>	<b>42.563</b>
Custos serviços correntes	1.412	587
Custos dos juros	4.944	3.391
Pagamento de benefícios	(4.938)	(4.794)
(Ganhos) / perdas actuariais	27.928	14.207
<b>A 31 de Dezembro</b>	<b>85.300</b>	<b>55.954</b>

O montante significativo registado como (ganhos) / perdas actuariais no exercício de 2009, decorre da alteração do pressuposto actuarial da REN, relativamente à entrada de colaboradores para o regime de pré-reforma antes dos 60 anos de idade. De acordo com a política contabilística do Grupo para o reconhecimento dos ganhos e perdas actuariais aquele montante foi registado directamente em capitais próprios.

Os impactos do ano na demonstração consolidada dos resultados são como segue:

	2009	2008
Custos serviços concorrentes	1.412	587
Custos dos juros	4.944	3.391
Retorno estimado dos activos do plano	(2.218)	(2.424)
<b>Total incluído em custos com pessoal</b>	<b>4.138</b>	<b>1.554</b>

### 22.2. Cuidados médicos e outros benefícios

O plano de cuidados médicos e outros benefícios não tem fundo constituído, sendo a respectiva responsabilidade coberta por uma provisão específica. O montante da responsabilidade reconhecida no balanço é como segue:

	2009	2008
Valor presente da obrigação	29.438	27.025
<b>Obrigação no balanço</b>	<b>29.438</b>	<b>27.025</b>

O movimento reconhecido no valor actual da obrigação relativa a cuidados médicos e outros benefícios foi o seguinte:

### Reconciliação da responsabilidade com cuidados médicos e outros benefícios

	2009	2008
<b>A 1 de Janeiro</b>	<b>27.025</b>	<b>27.963</b>
Custos serviços correntes	433	528
Custos dos juros	1.662	1.523
Pagamento de benefícios	(950)	(1.270)
(Ganhos) / perdas actuariais	1.152	(1.829)
Outros benefícios	116	109
<b>A 31 de Dezembro</b>	<b>29.438</b>	<b>27.025</b>



Os impactos do plano na demonstração dos resultados consolidados são como segue:

	2009	2008
Custos do serviço corrente	433	528
Custo dos juros	1.662	1.523
Outros benefícios	116	109
<b>Total incluído em gastos com pessoal</b>	<b>2.211</b>	<b>2.160</b>

### 22.3. Seguro de Vida

O montante da obrigação reconhecida no balanço consolidado é determinado como segue:

	2009	2008
Provisão de cobertura	81	70
<b>Responsabilidades totais</b>	<b>81</b>	<b>70</b>

O impacto do plano de seguro de vida na demonstração consolidada dos resultados é como segue:

	2009	2008
Aumento da provisão para responsabilidade	11	10
<b>Total incluído nos gastos com pessoal</b>	<b>11</b>	<b>10</b>

## 23. Provisões

O movimento ocorrido na rubrica de provisões durante os exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008 foram os seguintes:

	2009	2008
<b>Saldo inicial</b>	<b>58.824</b>	<b>30.853</b>
Acrescentos	981	28.059
Diminuições	(54.517)	(88)
<b>Saldo final</b>	<b>5.288</b>	<b>58.824</b>
Provisão corrente	981	25.300
Provisão não corrente	4.307	33.524
	<b>5.288</b>	<b>58.824</b>

As diminuições registadas na rubrica de provisões respeitam essencialmente a:

- i) reversão da provisão constituída em 2008 relativa ao terreno da central do Pego no montante de 22.755 milhares de euros em consequência do assunto mencionado na Nota 9; e
- ii) reversão da provisão constituída em 2007 no montante de 25.300 milhares de euros para desvios a devolver à tarifa, a qual se tornou entretanto desnecessária em virtude do reconhecimento a partir de 2009 dos desvios tarifários a receber e a pagar (Nota 14).

## 24. Fornecedores e outras contas a pagar

A rubrica de “Fornecedores e outras contas a pagar” em 31 de Dezembro de 2009 e 2008 apresentava o seguinte detalhe:

	2009			2008		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
<b>Fornecedores</b>						
Fornecedores conta corrente	203.949	-	203.949	147.298	-	147.298
<b>Outros credores</b>						
Credores diversos	59.903	31.984	91.887	44.935	-	44.935
Fornecedores de imobilizado	129.593	-	129.593	78.905	-	78.905
<b>Estado e outros entes públicos (1)</b>	4.145	-	4.145	2.627	-	2.627
<b>Proveitos diferidos</b>						
Subsídios ao investimento	17.252	367.524	384.776	16.903	351.060	367.963
<b>Acréscimos de custos</b>						
Férias e subsídios de férias	4.883	-	4.883	5.553	-	5.553
Outros	-	-	-	205	-	205
<b>Fornecedores e outras contas a pagar</b>	<b>419.726</b>	<b>399.508</b>	<b>819.234</b>	<b>296.426</b>	<b>351.060</b>	<b>647.486</b>

1) O saldo de Estado e outros entes públicos refere-se a valores a liquidar de IVA, IRS e outros impostos

O aumento da rubrica de fornecedores e outras contas a pagar em 31 de Dezembro de 2009 face ao exercício anterior deriva, essencialmente, do aumento da conta a pagar pela subsidiária relativa aos Custos da Manutenção do Equilíbrio Contratual (“CMEC”) e ao aumento da rubrica de fornecedores de imobilizado, devido ao ciclo de investimento em curso, para a expansão e modernização da rede de transporte de electricidade.



## 25. Vendas e prestação de serviços

O montante de vendas e prestações de serviços reconhecido na demonstração consolidada dos resultados, é detalhado como segue:

	2009	2008
<b>Vendas de materiais</b>		
Mercado interno	1.298	437
	<b>1.298</b>	<b>437</b>
<b>Prestação de serviços - Mercado interno</b>		
Transporte de electricidade e gestão global do sistema	362.438	339.981
Transporte de gás natural	122.702	100.159
Regaseificação	38.610	33.763
Armazenamento de gás natural	15.428	7.883
Rede de telecomunicações	3.768	3.492
Trading	3.097	5.409
Serviços de electricidade	1.479	181
Outros	2.658	3.126
	<b>550.179</b>	<b>493.994</b>
<b>Total das vendas e prestações de serviços</b>	<b>551.478</b>	<b>494.431</b>

## 26. Fornecimentos e serviços externos

O detalhe dos custos com fornecimentos e serviços externos é como segue:

	2009	2008
Subcontratos de transporte de gás	23.239	23.122
Custos de manutenção	22.059	17.097
Comissões a entidades externas ii)	14.264	16.095
Custos de interligação - "cross border"	5.894	6.293
Custos de energia eléctrica	4.203	4.070
Custos com seguros	2.817	2.940
Custos de reserva de capacidade i)	1.529	1.502
Custos com publicidade	1.470	1.428
Outros (inferiores a 1.000 milhares de euros)	3.261	6.342
<b>Fornecimentos e serviços externos</b>	<b>78.735</b>	<b>78.889</b>

i) Os custos de reserva de capacidade, respeitam a custos suportados pela REN referentes à capacidade de produção disponível exigida aos produtores, para manter a todo o tempo a operacionalidade do sistema. Estes custos são reconhecidos na actividade de gestão global do sistema de acordo com o modelo regulatório actualmente em vigor.

ii) As comissões pagas a entidades externas referem-se a "trabalhos especializados" e honorários pagos pela REN por prestação de serviços contratualizados e estudos especializados.



## 27. Gastos com pessoal

Os "Gastos com pessoal", incorridos durante o exercício de 2009 e 2008, foram como segue:

	2009	2008
<b>Remunerações</b>		
Orgãos sociais	4.193	4.394
Pessoal	22.492	25.208
	<b>26.686</b>	<b>29.602</b>
<b>Encargos sociais</b>		
Custos com benefícios de reforma e outros (Nota 22)	6.360	3.724
Prémios de desempenho	4.004	3.815
Encargos sobre remunerações	7.453	7.314
Custos de acção social	2.218	2.130
Outros	1.318	3.155
<b>Sub-total</b>	<b>21.353</b>	<b>20.138</b>
<b>Custos com o pessoal</b>	<b>48.038</b>	<b>49.740</b>

O número médio de empregados do Grupo em 2009 foi de 798 (2008: 817).

## 28. Outros gastos operacionais

O detalhe da rubrica de Outros gastos operacionais é apresentado no quadro seguinte:

	2009	2008
Sobrecustos dos CAE não cessados ii)	(89.096)	(69.004)
Custos operacionais da ERSE i)	(9.723)	(9.463)
Donativos	(1.722)	(1.007)
Impostos	(744)	(1.224)
Custos com operações do mercado - OMIP / OMIClear	(884)	(285)
Desmantelamento de linhas	(229)	(1.008)
Alienações	(134)	(28)
Perdas em existências	(46)	(64)
Outros	(1.174)	(1.463)
	<b>(103.751)</b>	<b>(83.545)</b>

i) A rubrica de custos operacionais da ERSE, refere-se a débitos pela ERSE a recuperar através das tarifas de electricidade e do gás.

ii) A tarifa da Gestão Global do Sistema inclui nos proveitos da REN Rede Eléctrica Nacional, S.A. o valor dos sobrecustos dos CAE não cessados, isto é, a tarifa cobre o diferencial que a REN Trading apura entre os custos fixos e variáveis suportados com os dois CAE e o valor da venda de electricidade colocada no mercado. O valor incluído em "Outros custos operacionais" refere-se aos custos suportados pela REN Trading relativamente aos CAE ainda em vigor com a Turbogás e Tejo Energia.



## 29. Outros rendimentos operacionais

A rubrica de Outros rendimentos operacionais pode ser apresentada como segue:

	2009	2008
Amortização de subsídios ao investimento	17.252	14.658
Rendas das interligações - cobertura de custos i)	5.458	8.324
Proveitos suplementares	867	952
Rendas de propriedades de investimento ii)	-	9.450
Recebimento do défice dos terrenos 99-2003 iii)	-	67.152
Outros	2.232	3.242
	<b>25.809</b>	<b>103.778</b>

i) O valor registado como proveito das rendas de interligações resulta da decisão da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de afectar parte das rendas recebidas à cobertura dos custos, no exercício, das interligações *cross border* e serviços de sistema, registados em "Fornecimentos e serviços externos".

ii) Rendimento obtido com os edifícios e terrenos classificados como propriedades de investimento assim como operações de locação de alguns equipamentos. No ano de 2009, face à reclassificação efectuada dos activos incluídos nesta rubrica dando-lhe tratamento igual aos demais bens da concessão regulados, o proveito remuneratório apurado está incluído na rubrica de "Vendas e prestações de serviços".

iii) O recebimento do défice tarifário em Abril de 2008, originou um proveito de 67.152 milhares de euros, motivado pelo diferencial entre o valor do abate por realização registado (85.128 milhares de euros) e o valor recebido do défice dos terrenos (152.279 milhares de euros).

## 30. Gastos de financiamento e rendimentos financeiros

O detalhe dos gastos incorridos com financiamentos e rendimentos financeiros obtidos é como segue:

	2009	2008
<b>Gastos de financiamento</b>		
Empréstimos	75.970	90.338
	<b>75.970</b>	<b>90.338</b>
<b>Rendimentos financeiros</b>		
Juros obtidos	2.308	22.120
Liquidações de <i>swaps</i>	5.795	876
Dividendos recebidos de empresas particulares	3.338	2.367
	<b>11.441</b>	<b>25.363</b>

## 31. Imposto do exercício

O imposto sobre o rendimento calculado à taxa normal e o impacto reconhecido na rubrica de imposto sobre o rendimento da demonstração consolidada dos resultados é conforme segue:

	2009	2008
Imposto sobre rendimento corrente	32.016	149.906
Imposto sobre rendimento diferido	18.863	(105.354)
<b>Imposto sobre o rendimento (Nota 11)</b>	<b>50.878</b>	<b>44.552</b>

A taxa de imposto utilizada para a valorização das diferenças tributárias à data de balanço do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 é de 26,5% (2008: 26,5%).

A reconciliação entre a taxa nominal de imposto e a taxa efectiva de imposto é como segue:

	2009	2008
Resultado líquido consolidado		
antes de imposto	184.925	171.980
Taxa nominal de imposto	26,5%	26,5%
	<b>49.005</b>	<b>45.575</b>
Custos não dedutíveis	6.018	808
Rendimentos não tributáveis	(3.357)	(3.171)
Prejuízos gerados sem imposto diferido	(1.251)	1.317
Efeito correcção imposto diferido	-	(460)
Tributação autónoma	464	483
	<b>50.878</b>	<b>44.552</b>
Imposto sobre rendimento corrente	32.016	149.906
Imposto sobre rendimento diferido	18.863	(105.354)
Imposto sobre rendimento	50.878	44.552
<b>Taxa efectiva de imposto</b>	<b>27,5%</b>	<b>25,9%</b>

A taxa de imposto adoptada na determinação do montante de imposto nas demonstrações financeiras consolidadas, é conforme segue:

#### Taxa de imposto adoptada

	2009	2008
Taxa de imposto	25,00%	25,00%
Derrama	1,50%	1,50%
	<b>26,50%</b>	<b>26,50%</b>

## 32. Resultado por acção

Os resultados por acção nos exercícios de 2009 e 2008 foram calculados como segue:

		2009	2008
Resultado líquido consolidado considerado no cálculo do resultado por acção	(1)	134.047	127.427
Número de acções ordinárias em circulação no período (Nota 20)	(2)	534.000.000	534.000.000
Efeito das acções próprias		3.166.532	477.322
	(3)	<b>530.833.468</b>	<b>533.522.678</b>
Resultado básico por acção (euro por acção)	(1) / (3)	0,25	0,24

## 33. Dividendos por acção

Os dividendos pagos durante os exercícios de 2009 e 2008 ascenderam de 88.102 milhares de euros (0,165 euros por acção) e 87.064 milhares de euros (0,163 euros por acção) respectivamente.

## 34. Compromissos

Os compromissos assumidos relativos a investimentos contratados e ainda não ocorridos pelo Grupo REN em 31 de Dezembro de 2009 são como segue:

	2009	2008
Linhas	122.015	27.992
Subestações	185.186	159.022
Gasodutos	6.658	-
Terminal de Sines	133.704	-
Armazenagem subterrânea	741	-
	<b>448.304</b>	<b>187.014</b>

Existem compromissos relativos a servidões quer no segmento do gás quer no segmento eléctrico, que não estão quantificados, mas cujo valor incidirá exclusivamente nos investimentos em curso.

## 35. Garantias prestadas

O Grupo REN tem garantias bancárias prestadas em 31 de Dezembro de 2009, conforme segue:

A garantia prestada ao BEI refere-se à transferência para a REN dos empréstimos existentes nas empresas de gás.

Beneficiário	Objecto	Início	2009	2008
Comunidade Europeia	Dar cumprimento a requisitos contratuais no âmbito de contrato de financiamento	16-12-2003	692	691
Tribunal da Comarca de Viseu	Caução para expropriação de 63 parcelas para a subestação da Bodiosa	22-10-2004	206	206
Tribunal da Comarca de Braga e Castelo Branco	Caução para a expropriação de parcelas para as subestações de Pedralva e Castelo Branco	15-02-2006	800	800
Câmara Municipal de Silves	Caução para obras em Tunes	04-05-2006	352	352
Tribunal da Comarca da Anadia	Caução para expropriação de 111 parcelas para a subestação do Paraimo	26-04-2005	432	432
Tribunal da Comarca de Gondomar	Prestação de caução no âmbito do processo 1037/2001	09-11-2005	150	150
Tribunal da Comarca de Penela e Ansião	Caução para expropriação de 83 parcelas para a subestação do Penela	30-06-2006	703	703
Tribunal da Comarca de Vieira do Minho	Caução para expropriação de 29 parcelas para a subestação de Frades	03-08-2006	558	558
Tribunal da Comarca de Torres Vedras	Caução para expropriação de 11 parcelas para a subestação da Carvoeira	13-12-2006	297	297
Tribunal da Comarca de Macedo de Cavaleiros	Caução para expropriação de parcelas para a subestação de Olmos	14-02-2007	190	190
Direcção Geral de Geologia e Energia	Concessão das actividades do transporte do gás	26-09-2006	20.000	20.000
Câmara Municipal do Seixal	Garantia de processos em curso	-	3.853	3.853
BEI	Para garantir empréstimos	-	332.024	443.454
Serviços de Finanças de Loures	Caução em processos em curso	-	-	1.342
Serviços de Finanças de Lisboa	Caução em processos em curso	-	1.080	1.080
Tribunal da Comarca de Tábua	Expropriação de parcelas de terreno	-	171	171
Tribunal da Comarca de Vila Pouca de Aguiar	Expropriação de parcelas de terreno	-	81	81
OMEL - Operador del Mercado Español de Electricidad	Garantir pagamentos resultantes da intervenção da Trading como comprador no mercado Espanhol	26-06-2007	2.000	2.000
Juiz de Direito da Comarca de Lisboa	Caução de processos em curso	10-12-2008	115	-
Tribunal da Comarca de Armamar	Expropriação de parcelas de terreno	03-11-2008	732	-
Ministério da Economia e da Inovação	Garantir liquidação de dívida exequenda nº 7873/2006	30-12-2008	1	-
Fortis	Contratos financeiros no âmbito do contrato ISDA (International Swaps and Derivatives Association, Inc.)	17-06-2009	2.000	-
EP - Estradas de Portugal	Instalação de infraestruturas de gás por perfuração RNT de Gás Natural - Ramal Industrial de Leça	15-07-2009	5	-
Juiz de Direito da Comarca de Mogadouro	Garantir a cobertura dos custos com a aquisição dos terrenos destinados à ampliação da subestação de Mogadouro	30-07-2009	18	-
EP - Estradas de Portugal - Delegação Regional de Santarém	RNTGN - CCC Pego - ligação de Central Termoeléctrica da Tejo	25-08-2009	5	-
Juiz de Direito da Comarca de Tavira	Caucionar a expropriação de 38 parcelas de terreno, sitas na Freguesia do Cachopo, do Concelho de Tavira para implantação da subestação de Tavira	24-09-2009	163	-
			<b>366.626</b>	<b>476.359</b>

## 36. Empresas incluídas no perímetro da consolidação

As Empresas incluídas no perímetro consolidação em 31 de Dezembro de 2009 são as seguintes:

Designação / sede	Actividade	Data de referência	Capital próprio
<b>Segmento de telecomunicações</b>			
RENTELECOM - Comunicações S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Operador da rede de telecomunicações	Dez 09	1.439
<b>Segmento da electricidade</b>			
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Operador do mercado ibérico de Energia (Pólo Português)	Dez 09	4.979
OMI Clear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Operador da Câmara de compensação para os contratos de futuros de Electricidade	Dez 09	3.048
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Operador da rede nacional de transporte em muito alta tensão	Dez 09	649.392
REN Trading, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Compra, venda, importação e exportação de electricidade e de gás natural	Dez 09	1.046
<b>Segmento do gás natural</b>			
REN - Gasodutos, S.A. Estrada Nacional 116, km 32,25 Vila de Rei, Bucelas	Operador RNTGN e gere o negócio do gás natural	Dez 09	450.558
REN - Armazenagem, S.A. Mata do Urso - Guarda Norte Carriço - Pombal	Desenvolvimento, manutenção e utilização do armazenamento subterrâneo de gás natural	Dez 08	83.097
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A. Terminal de GNL - Sines	Responsável pela regaseificação do GNL e pela manutenção e utilização do terminal de gás natural liquefeito	Dez 09	57.341
<b>Joint ventures detidas pela REN Gasodutos, S.A.</b>			
Gasoduto Braga-Tuy	Transporte de gás	Dez 09	7.113
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	Transporte de gás	Dez 09	41.083
<b>Outros</b>			
REN - Serviços, S.A. Av. Estados Unidos da América, 55 Lisboa	Back Office	Dez 09	156
<b>Total</b>			<b>1.299.252</b>



Ativos	Passivos	Volume de negócios	Lucro / (prejuízo)	% detida		Valor balanço
				Grupo	Individual	
10.672	9.233	5.534	782	100,00%	100,00%	1.439
5.668	689	2.696	11	90,00%	90,00%	4.481
4.122	1.075	1.395	8	90,00%	0,00%	2.743
2.604.971	1.955.569	941.035	57.621	100,00%	100,00%	649.392
200.389	199.343	771.882	695	100,00%	100,00%	1.046
871.493	420.935	115.906	38.504	100,00%	100,00%	450.558
141.697	58.600	13.010	5.242	100,00%	100,00%	83.097
308.864	251.523	42.743	13.827	100,00%	100,00%	57.341
19.293	12.180	3.686	1.337	51,00%	51,00%	3.628
84.392	43.309	24.418	10.626	88,00%	88,00%	36.153
6.142	5.987	18.041	104	100,00%	100,00%	156
<b>4.257.703</b>	<b>2.958.443</b>	<b>1.940.346</b>	<b>128.757</b>			<b>1.290.034</b>

## 37. Transacções com partes relacionadas

Em 31 de Dezembro de 2009, o Grupo REN encontra-se cotado na Euronext de Lisboa tendo como accionistas de referência, com transacções registadas, as seguintes entidades: Grupo EDP e Caixa Geral de Depósitos (Nota 19).

A lista das entidades relacionadas é a seguinte:

### Accionistas

- Grupo EDP:  
EDP - Energias de Portugal, S.A.  
EDP Distribuição - Energia, S.A.  
EDP Serviços Universal, S.A.  
EDP Valor - Gestão integrada de serviços, S.A.  
EDP Gestão da Produção da Energia SÁvida, S.A.  
Labelec, S.A.

- Grupo CGD:  
Caixa Geral de Depósitos  
Caixa BI

### Joint-ventures

- Sociedade Gasoduto Campo Maior Leiria Braga
- Sociedade Gasoduto Braga-Tui

Durante o exercício, o Grupo REN efectuou as seguintes transacções com aquelas entidades:

### 37.1. Transacções e saldos com accionistas e as suas entidades participadas

O resumo detalhado das entidades relacionadas, no que respeita às entidades participadas pelos accionistas do Grupo REN é o seguinte:

#### Vendas e prestações de serviços

	2009	2008
Electricidade - EDP	948.813	796.796
Outros serviços - EDP	13.212	2.091
<b>Total</b>	<b>962.025</b>	<b>798.887</b>

Os valores apresentados como vendas referem-se aos movimentos de energia resultantes do papel da REN Trading como agente relativamente aos CAE das centrais do Pego (Tejo Energia) e da Tapada do Outeiro (Turbogás).

#### Compra de produtos e serviços

	2009	2008
<b>Compra de produtos</b>		
Electricidade - EDP	370.440	340.196
	<b>370.440</b>	<b>340.196</b>
<b>Compra de serviços</b>		
Serviços diversos - EDP	11.543	5.351
Juros de papel comercial - CGD	769	7.817
Comissões de empréstimos - CGD	284	266
Outros juros - CGD	10	22
	<b>12.606</b>	<b>13.456</b>

Os valores apresentados como compras de produtos estão reconhecidos em "Clientes e outras contas a receber", devido ao papel de intermediário da REN na compra e venda de electricidade.

### Saldos devedores e credores

No final do exercício de 2009, os saldos resultantes de transacções efectuadas com partes relacionadas são como segue:

	2009	2008
<b>Devedores</b>		
EDP - Saldo em clientes	62.436	50.476
EDP - Saldo em outros devedores	3.067	2.487
	<b>65.503</b>	<b>52.963</b>
<b>Credores</b>		
EDP - Saldo em fornecedores	4.843	10.012
EDP - Saldo em outros credores	2.421	2.240
CGD - programa de papel comercial	100.000	-
	<b>107.264</b>	<b>12.252</b>

### 37.2. Transacções e saldos com *Joint ventures*

No final do exercício de 2009, as transacções e saldos com as entidades em "joint venture" são os seguintes:

#### Transacções

	2009	2008
<b>Vendas de produtos e serviços</b>		
Prestações de serviços		
Gasoduto Braga - Tuy	358	358
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	21.164	21.164
	<b>21.522</b>	<b>21.522</b>
<b>Compra de produtos e serviços</b>		
Compra de serviços		
Gasoduto Braga - Tuy	854	848
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	5.331	5.292
	<b>6.185</b>	<b>6.140</b>
<b>Custos financeiros</b>		
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	887	1.771

A compra de serviços pelo Grupo REN refere-se aos valores pagos pelo transporte de gás natural através dos referidos gasodutos, de acordo com utilização da capacidade de cada gasoduto e do preço acordado entre os sócios da "joint venture", a REN - Gasodutos, SA e a Enagás.

#### Saldos devedores e credores

	2009	2008
<b>Devedores</b>		
Gasoduto Braga - Tuy	297	61
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	2.074	357
	<b>2.371</b>	<b>418</b>
<b>Credores</b>		
Gasoduto Braga - Tuy	72	297
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	4.233	2.116
	<b>4.305</b>	<b>2.413</b>
<b>Suprimentos</b>		
Gasoduto Campo Maior - Leiria - Braga	33.932	40.054

### 37.3. Transacções com a Auto Vila Reciclagem de Resíduos Industriais

Gonçalo José Zambrano de Oliveira vogal no Conselho de Administração da REN Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A, desempenha também o cargo de administrador na sociedade Auto Vila Reciclagem de Resíduos Industriais, S.A.

Em resultado de concursos públicos a Auto-Vila tem prestado serviços à REN-Rede Eléctrica Nacional, S.A. no âmbito do contrato de gestão de resíduos, tendo facturado em 2009 o montante de 10,4 milhares de euros (0,1 em 2008).

### 37.4. Remuneração da Administração

O conselho de Administração da REN foi considerado de acordo com a IAS 24 como sendo os únicos elementos "chave" da gestão do Grupo. Durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, as remunerações auferidas pelo Conselho de Administração da REN ascenderam a 3.152 milhares de euros (2008: 4.395 milhares de euros).

	2009	2008
Salários e outros benefícios de curto prazo	3.152	4.395
	<b>3.152</b>	<b>4.395</b>

## 38. Outros assuntos

### 38.1 Diferendo com a GALP Energia, SGPS, S.A.

De acordo com os contratos celebrados entre as partes, a aquisição dos activos regulados de gás natural ocorreu em Setembro de 2006, tendo a REN pago à GALP um preço base global no montante de 526.254.680 Euros. O referido preço base estava contratualmente sujeito a um mecanismo de ajustamento através do recurso a avaliações realizadas por três bancos internacionais de primeira ordem, após a entrada em vigor do novo quadro regulatório do sector do gás natural. Nos termos do referido mecanismo de ajustamento, o preço final dos activos regulados do sector do gás natural corresponde à média aritmética das três avaliações realizadas pelos bancos avaliadores, salvo se qualquer uma das avaliações diferisse em mais de 20% em relação à média das três, caso em que essa avaliação seria desconsiderada. Em Junho de 2007, os três bancos avaliadores produziram os respectivos relatórios de avaliação.

Nenhuma das avaliações se afastou da média em mais do que 20%. Tendo em conta a média aritmética das três avaliações, o montante que entretanto havia sido já pago pela REN e os encargos financeiros contratualmente acordados, o ajustamento do preço da compra e venda dos activos regulados foi fixado em 24.026.485 Euros, montante esse que a REN pagou à GALP no início de Julho de 2007.

Através de carta datada de 9 de Junho de 2008, a REN, nos termos dos contratos celebrados entre as partes, foi notificada da intenção das demandantes em promoverem a constituição de um tribunal arbitral destinado a dirimir a divergência suscitada por aquelas quanto ao montante do ajustamento do preço dos activos regulados resultante das avaliações realizadas pelos três bancos avaliadores.

Entretanto, foi constituído o respectivo Tribunal Arbitral e, em 20 de Novembro de 2008, a GALP apresentou a sua petição inicial. Em síntese, a GALP alegava que a avaliação realizada por um dos bancos não se realizou de acordo com os critérios contratualmente estabelecidos, devendo por isso ser desconsiderada para efeitos de cálculo do ajustamento do preço da compra e venda dos activos regulados. A GALP alegava ainda que as avaliações realizadas pelos outros dois bancos cometeram certos erros técnicos que deveriam ser corrigidos pelo Tribunal Arbitral. A GALP pedia que a REN fosse condenada no pagamento de 40.697.948 Euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 4.033.552 e juros vincendos até integral pagamento. Subsidiariamente, a GALP pedia que a REN fosse condenada no pagamento de 26.864.500 Euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 2.662.526 e juros vincendos até integral pagamento. Subsidiariamente, a GALP pedia que a REN fosse condenada no pagamento de 12.232.708 euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 1.212.377 e juros vincendos até integral pagamento. Em Janeiro de 2009, a REN apresentou a sua contestação. Em síntese, a REN sustentava que, nos termos legais e contratuais aplicáveis ao caso, as avaliações realizadas pelos bancos avaliadores não são sindicáveis nos termos pretendidos pela GALP, nomeadamente tendo em conta que nenhuma das avaliações difere em mais de 20% da média das três avaliações. A REN sustentava ainda que a avaliação posta em causa pela GALP cumpre integralmente os critérios contratualmente estabelecidos não existindo fundamento para que a mesma seja desconsiderada. No dia 18 de Dezembro de 2009, a REN foi notificada de Acórdão Arbitral que julgou a acção arbitral movida pela Galp - Gás Natural, S.A., GDP - Gás de Portugal, SGPS, S.A. e Galp Energia SGPS S.A. Sociedade Aberta (em conjunto designadas "GALP") totalmente

improcedente, absolvendo a REN de todos os pedidos formulados pela GALP.

### **38.2. Diferendo com a Amorim Energia B.V.**

Em 19 de Dezembro de 2007, a REN foi notificada da apresentação junto da Câmara de Comércio Internacional de um requerimento de arbitragem pela Amorim Energia BV contra a REN, no qual é imputada à REN a violação de obrigações emergentes ou relacionadas com o "Shareholders Agreement relating to GALP ENERGIA, SGPS, S.A." ("Acordo Parassocial") celebrado em 29 de Dezembro de 2005 entre a REN, a AMORIM e a ENI PORTUGAL INVESTMENT, S.p.A. O local da arbitragem é Paris, França.

Em síntese, a Amorim Energia B.V. alega que os actos ilícitos supostamente praticados pela REN lhe causaram um dano no montante dos dividendos distribuídos pela GALP relativamente aos lucros de 2005 e recebidos pela REN em Julho de 2006 na qualidade de accionista da GALP (Euros 40.669.798 - "Dividendos"). Subsidiariamente, a Amorim Energia BV pede uma indemnização no montante recebido pela REN em resultado de um mecanismo de actualização constante do Acordo Parassocial consistente na aplicação da taxa Euribor a 3 meses sobre o preço a pagar pela Amorim Energia BV pela sua participação social na GALP (Euros 20.644.972). A Amorim Energia BV pede ainda a condenação da REN no pagamento de juros de mora à taxa legal contados desde a apresentação do requerimento de arbitragem até integral pagamento das quantias reclamadas ou num ajustamento em função da taxa de inflação desde 12 de Setembro de 2006 até integral pagamento das quantias reclamadas.

É, no entanto, necessário notar que, durante o ano de 2006, REN e Amorim Energia BV mantiveram um diferendo quanto a saber a quem pertencia o valor correspondente aos Dividendos à luz das disposições do Acordo Parassocial. Em 15 de Junho de 2007, o Tribunal Arbitral especialmente constituído para o efeito por acordo das partes proferiu acórdão julgando totalmente improcedente a acção movida pela Amorim Energia BV e reconhecendo o direito da REN a manter os referidos Euros 40.669.798 não os deduzindo ao preço recebido pela venda das acções representativas de 18,3% do capital social da GALP. O acórdão arbitral é final e transitou em julgado. A REN contestou a jurisdição de um Tribunal Arbitral a funcionar sob a égide da CCI para apreciar qualquer dos pedidos formulados pela Amorim Energia BV, tendo também sustentado a inadmissibilidade dos pedidos formulados pela Amorim Energia BV, nomeadamente em virtude de renúncia e/ou violação do caso julgado do acórdão arbitral proferido em



Lisboa a 15 de Junho de 2007 e, em qualquer caso, se o Tribunal entender pronunciar-se sobre o mérito do Requerimento de Arbitragem, defendeu a sua improcedência total por falta de fundamento.

O Tribunal Arbitral encontra-se constituído e, em Junho de 2008, a Acta de Missão/Termos de Referência foram assinados pelos membros do Tribunal e pelos representantes das partes. Após a apresentação dos articulados, a audiência de julgamento realizou-se no início de Fevereiro de 2009. O Tribunal Arbitral proferirá uma decisão sobre a sua jurisdição e sobre a admissibilidade dos pedidos formulados pela Amorim Energia. Caso entenda possuir jurisdição, o Tribunal pronunciar-se-á sobre o mérito desses pedidos. Aguarda-se a notificação do Acórdão Arbitral. É entendimento da REN que o referido procedimento arbitral não determina a existência de uma obrigação presente, na medida em que é (pelo menos) mais provável que não implique o reconhecimento ou constituição de qualquer obrigação para a REN face à Amorim Energia BV relativamente aos pedidos formulados do que a situação inversa (a de procedência total ou parcial da acção arbitral).

## Declaração de conformidade

### **Declaração prevista no artigo 245.º, n.º 1, alínea C) do Código dos Valores Mobiliários**

Nos termos e para os efeitos do disposto no artigo 245.º, n.º 1, alínea c) do Código dos Valores Mobiliários, cada um dos membros do Conselho de Administração da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., abaixo identificados nominativamente, subscreveu a declaração que a seguir se transcreve<sup>1</sup>:

*“Declaro, nos termos e para os efeitos previstos no artigo 245.º, n.º 1, alínea c) do Código de Valores Mobiliários que, tanto quanto é do meu conhecimento, actuando na qualidade e no âmbito das funções que se me encontram atribuídas e com base a informação que me foi disponibilizada no seio do Conselho de Administração e/ou da Comissão Executiva, consoante aplicável, as demonstrações financeiras condensadas foram elaboradas em conformidade com as normas contabilísticas aplicáveis, dando uma imagem verdadeira e apropriada do activo e do passivo, da situação financeira e dos resultados da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. e das empresas incluídas no seu perímetro da consolidação, e que o relatório de gestão relativo ao exercício social de 2009 expõe fielmente os acontecimentos importantes ocorridos naquele período e o impacto nas respectivas demonstrações financeiras, contendo igualmente uma descrição dos principais riscos e incertezas para o exercício seguinte.”*

Rui Manuel Janes Cartaxo (Presidente em substituição)  
 Aníbal Durães dos Santos (Administrador Executivo)  
 Victor Manuel da Costa Antunes Machado Baptista (Administrador Executivo)  
 João Caetano Carreira Faria Conceição (Administrador Executivo)  
 Luís Maria Atienza Serna (Administrador)  
 Gonçalo José Zambrano de Oliveira (Administrador)  
 Manuel Carlos Mello Champalimaud (Administrador)  
 José Isidoro d'Oliveira Carvalho Netto (Administrador)  
 Filipe Maurício de Botton (Administrador)  
 José Luís Alvim Marinho (Presidente da Comissão de Auditoria)  
 José Frederico Vieira Jordão (Membro da Comissão de Auditoria)  
 Fernando António Portela Rocha de Andrade (Membro da Comissão de Auditoria)

Lisboa, 26 de Fevereiro de 2010

<sup>1</sup> Os originais das declarações individuais referidas encontram-se disponíveis para consulta na sede da sociedade.

# Demonstrações financeiras separadas



# Demonstrações financeiras separadas

## Demonstração da posição financeira em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

ACTIVO	Notas	31 de Dezembro	
		2009	2008
<b>Não corrente</b>			
Activos fixos tangíveis	6	263	340
Investimentos financeiros em subsidiárias	7	1.102.856	1.102.856
Activos por impostos diferidos	8	3.723	959
Activos financeiros disponíveis para venda	9 e 10	89.386	85.890
Outros investimentos financeiros	13	7.276	-
Outras contas a receber	11	1.234.113	220.020
		2.437.617	1.410.065
<b>Corrente</b>			
Clientes e outras contas a receber	11	501.506	1.192.454
Imposto sobre o rendimento a receber	10 e 11	24.998	-
Instrumentos financeiros derivados	12	-	876
Caixa e equivalentes de caixa	9 e 13	3.439	7.578
		529.943	1.200.908
<b>Total do activo</b>		<b>2.967.560</b>	<b>2.610.973</b>
<b>CAPITAL PRÓPRIO</b>			
Capital e reservas atribuíveis aos detentores de capital			
Capital social	14	534.000	534.000
Acções próprias	14	(10.728)	(6.619)
Outras reservas	15	161.638	164.160
Resultados acumulados	15	71.895	161.061
Resultado do exercício atribuível a detentores de capital	15 e 22	144.494	(1.513)
<b>Total capital próprio</b>		<b>901.299</b>	<b>851.089</b>
<b>PASSIVO</b>			
<b>Não corrente</b>			
Empréstimos	16	1.573.241	1.154.668
Instrumentos financeiros derivados	12	10.149	-
Passivos por impostos diferidos	8	-	232
		1.583.390	1.154.900
<b>Corrente</b>			
Empréstimos	16	445.421	491.391
Provisões	9 e 27	982	-
Fornecedores e outras contas a pagar	9 e 17	36.468	21.201
Imposto sobre o rendimento a pagar		-	92.391
		482.871	604.983
<b>Total passivo</b>		<b>2.066.261</b>	<b>1.759.883</b>
<b>Total do capital próprio e passivo</b>		<b>2.967.560</b>	<b>2.610.973</b>

O anexo faz parte integrante destas demonstrações separadas da posição financeira.

## Demonstração dos resultados dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Notas	31 de Dezembro	
		2009	2008
Prestações de serviços	25.1	9.963	9.485
Total das prestações de serviços		9.963	9.485
Fornecimentos e serviços externos	18 e 25.2	(4.773)	(4.973)
Gastos com pessoal		(4.675)	(4.204)
Depreciações do exercício		(85)	(49)
Provisões para riscos e encargos	26	(982)	-
Outros custos operacionais	19	(1.701)	(1.001)
Outros proveitos operacionais	19	158.728	2.358
Total dos custos		146.512	(7.869)
Resultado operacional		156.475	1.616
Custos de financiamento	20, 25.2 e 25.3	(77.447)	(61.687)
Proveitos financeiros	20 e 25.1	61.109	58.802
Dividendos de empresas participadas	10	3.268	-
		(13.052)	(2.885)
Resultados antes de impostos		143.423	(1.269)
Impostos sobre o rendimento	21	1.071	(244)
Resultado líquido do exercício		144.494	(1.513)
<b>RESULTADO POR ACÇÃO (EXPRESSO EM EUROS POR ACÇÃO)</b>			
Básico	22	0,2722	0,0028
Diluído	22	0,2722	0,0028

O anexo faz parte integrante destas demonstrações separadas dos resultados.

## Demonstração do rendimento integral dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Notas	31 de Dezembro	
		2009	2008
Resultado líquido do exercício		144.494	(1.513)
Outros rendimentos:			
Perdas em instrumentos financeiros derivados		(7.556)	-
Ganhos em activos financeiros disponíveis para venda, valor bruto	10	3.496	(15.838)
Imposto sobre os itens incluídos directamente em capital		1.538	2.099
Total do rendimento integral do exercício		141.972	(15.252)

O anexo faz parte integrante destas demonstrações separadas do rendimento integral.



## Demonstração das alterações no capital próprio dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Atribuível aos accionistas							Total do capital próprio
	Capital social	Acções próprias	Reservas legais	Reserva justo valor	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado do exercício	
<b>2008</b>								
<b>Saldo em 1 Jan 2008</b>	<b>534.000</b>	-	<b>61.137</b>	<b>7.460</b>	<b>83.993</b>	<b>242.672</b>	<b>30.740</b>	<b>960.002</b>
Total do rendimento integral do exercício	-	-	-	(13.739)	-	-	(1.513)	(15.252)
Aquisição acções próprias	-	(6.619)	-	-	-	-	-	(6.619)
Distribuição de dividendos	-	-	-	-	-	(87.042)	-	(87.042)
Transf. para outras reservas	-	-	6.084	-	19.225	5.431	(30.740)	0
<b>Saldo em 31 Dez 2008</b>	<b>534.000</b>	<b>(6.619)</b>	<b>67.221</b>	<b>(6.279)</b>	<b>103.218</b>	<b>161.061</b>	<b>(1.513)</b>	<b>851.089</b>
<b>2009</b>								
<b>Saldo em 1 Jan 2009</b>	<b>534.000</b>	<b>(6.619)</b>	<b>67.221</b>	<b>(6.279)</b>	<b>103.218</b>	<b>161.061</b>	<b>(1.513)</b>	<b>851.089</b>
Total do rendimento integral do exercício	-	-	-	3.032	(5.554)	-	144.494	141.972
Aquisição acções próprias	-	(4.109)	-	-	-	-	-	(4.109)
Distribuição de dividendos	-	-	-	-	-	(88.110)	-	(88.110)
Transf. para outras reservas	-	-	-	-	-	(1.056)	1.513	457
<b>Saldo em 31 Dez 2009</b>	<b>534.000</b>	<b>(10.728)</b>	<b>67.221</b>	<b>(3.247)</b>	<b>97.664</b>	<b>71.895</b>	<b>144.494</b>	<b>901.299</b>

O anexo faz parte integrante destas demonstrações separadas das alterações no capital próprio.

## Demonstrações dos fluxos de caixa dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

FLUXOS DE CAIXA DAS ACTIVIDADES OPERACIONAIS	Notas	31 de Dezembro	
		2009	2008
Recebimentos de subsidiárias		117.812	97.836
Pagamentos a fornecedores e subsidiárias		(10.698)	(54.877)
Pagamentos ao pessoal		(4.236)	(3.859)
Pagamento do imposto sobre o rendimento		(148.634)	12.362
Fluxos de caixa líquidos das actividades operacionais		(45.756)	51.462
<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ACTIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
Recebimentos provenientes de:			
Investimentos financeiros		-	6.097
Dividendos	19	162.009	-
Pagamentos respeitantes a:			
Empréstimos a filiais		-	(1.090.423)
Investimentos financeiros		-	(43.425)
Activos fixos tangíveis		(9)	(85)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de investimento		162.000	(1.127.837)
<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
Recebimentos provenientes de:			
Empréstimos obtidos		10.977.228	16.170.924
Juros		68.282	3.309
Pagamentos respeitantes a:			
Empréstimos obtidos		(10.987.088)	(14.944.916)
Juros e custos similares		(79.569)	(59.592)
Aquisição acções próprias		(4.109)	-
Dividendos	23	(88.110)	(87.042)
Fluxos de caixa líquidos das actividades de financiamento		(113.366)	1.082.683
Aumento líquido (diminuição) do caixa e equivalentes de caixa		2.878	6.309
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		7.393	1.084
Reclassificação para outros investimentos financeiros não correntes	13	(7.276)	-
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	13	2.995	7.393
Detalhe de caixa e equivalentes de caixa			
Descobertos bancários		(444)	(185)
Depósitos bancários		3.439	105
Outras disponibilidades		-	7.473

O anexo faz parte integrante destas demonstrações separadas dos fluxos de caixa.

# Anexo às demonstrações financeiras separadas

## 1. Informação geral

A REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (referida neste documento como “REN SGPS” ou “Empresa”), com sede social na Avenida Estados Unidos da América, 55 – 12.º, Lisboa, resultou da transformação em 5 de Janeiro de 2007, da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. numa sociedade gestora de participações financeiras.

Em simultâneo com a operação de transformação foi efectuada a cisão do negócio da Electricidade, que estava atribuído à REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., para a empresa do grupo REN – Serviços de Rede, S.A., que foi posteriormente redominada para REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

A REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. é a empresa “holding” do grupo REN, que está organizado em dois segmentos de negócio principais: a Electricidade e o Gás, e em dois negócios secundários: as Telecomunicações e a Gestão do Mercado de Derivados de Electricidade.

### Negócio da Electricidade

A REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. foi constituída por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006, tendo ocorrido um aumento do capital social, em 5 de Janeiro de 2007, por transferência dos activos e passivos respeitantes à concessão da exploração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Muito Alta Tensão (RNT).

Esta empresa tem por objecto o transporte de electricidade e a gestão técnica global do Sistema Eléctrico Nacional, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento de electricidade no território do continente e proceder à gestão e exploração da Rede Nacional de Transporte de Electricidade, compreendendo o transporte de electricidade, o planeamento, a construção, a manutenção e a operação das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão do serviço público de que é titular.

O capital social é de 586.759 milhares de Euros, representado por 586.758.984 acções com valor nominal de um euro cada. O capital, em 31 de Dezembro de 2009, é detido na sua totalidade pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

A REN Trading, S.A. foi constituída por escritura em 13 de Junho de 2007.

Esta empresa tem por objecto a gestão dos Contratos

de aquisição de energia (“CAE”) da Turbogás e da Tejo Energia que não cessaram em 30 de Junho de 2007, data da entrada em vigor dos acordos Custos de manutenção e equilíbrio Contratual (“CMEC”). A actividade desta empresa compreende o comércio da electricidade produzida e da capacidade de produção instalada, junto dos distribuidores nacionais e internacionais.

O capital social é de 50 milhares de Euros, representado por 50.000 acções com valor nominal de um euro cada. O capital, em 31 de Dezembro de 2009, é detido na sua totalidade pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

### Negócio do Gás

A REN Gasodutos, S.A. foi constituída em cumprimento com a determinação do Governo na Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, publicada no Diário da República n.º 125, série B, de 30 de Junho, por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006.

O seu objecto social é o transporte de gás natural em alta pressão e a gestão técnica global do Sistema Nacional de Gás Natural, tendo em vista a segurança e a continuidade do abastecimento de gás natural no território do continente.

Cabe a esta empresa a gestão e exploração da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, compreendendo o transporte de gás natural, o planeamento, a construção, a manutenção e a operação das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social da REN – Gasodutos, S.A. é de 404.931 milhares de Euros, representado por 404.931.169 acções com o valor nominal de um euro cada uma. Em 31 de Dezembro de 2009 a totalidade do capital é detido pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

A REN Gasodutos, S.A. detém uma participação em duas sociedades criadas em *joint venture* com uma empresa espanhola de transporte de gás, a Enagás, S.A., às quais a REN Gasodutos cedeu os direitos de transporte sobre gasodutos específicos (Braga-Tuy e Campo Maior - Leiria - Braga).

A REN Armazenagem, S.A. foi constituída em cumprimento do determinado pelo Governo na Resolução do Conselho de Ministros n.º 85/2006, publicada no Diário da República n.º 125, série B, de 30 de Junho, por escritura celebrada em 26 de

Setembro de 2006.

Esta empresa tem por objecto social o armazenamento subterrâneo de gás natural e a construção, exploração e manutenção das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social da REN – Armazenagem, S.A. é de 76.386 milhares de Euros, representado por 76.385.561 acções com o valor nominal de um euro cada uma. Em 31 de Dezembro de 2009 a totalidade do capital é detido pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

**A REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.** foi constituída em 14 de Abril de 1999. Por escritura celebrada em 26 de Setembro de 2006, foi alterada a sua denominação social para REN – Atlântico, Terminal de GNL, S.A. O seu objecto social é a recepção, o armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) em terminal oceânico de GNL e a construção, exploração e manutenção das infra-estruturas e instalações necessárias para o efeito, de acordo com a lei e a concessão de serviço público de que é titular, bem como quaisquer outras actividades correlacionadas.

O capital social é de 13.000 milhares de euros, representado por 13.000.000 de acções com valor nominal de um euro cada uma. O capital, em 31 de Dezembro de 2009, é detido na sua totalidade pela REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

### **Negócio das telecomunicações**

**A RENTELECOM – Comunicações, S.A.** foi constituída ao abrigo do Despacho n.º 128/2001, de 22 de Outubro, do Senhor Ministro da Economia, e por escritura pública lavrada em 7 de Dezembro de 2001. A empresa iniciou a sua actividade em 1 de Janeiro de 2002, tendo por objecto o estabelecimento, a gestão e a exploração de infra-estruturas e sistemas de telecomunicações, a prestação de serviços de comunicações, bem como o exercício de quaisquer actividades que sejam complementares, subsidiárias ou acessórias daquelas, directamente ou através de constituição ou participações em sociedades.

O capital social da RENTELECOM é de 100 milhares de euros, representado por 20.000 acções com o valor nominal de 5 euros cada uma, o qual, em 31 de Dezembro de 2009, é detido na sua totalidade pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

### **Negócio da gestão do mercado de derivados de electricidade**

**A OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.** foi constituída ao abrigo do Despacho n.º 360/ME/2003, de 6 de Junho, do Ministro da Economia, e por escritura pública lavrada em 16 de Junho de 2003. A empresa iniciou a sua actividade em 10 de Dezembro de 2003, tendo por objecto a organização e gestão de um sistema de suporte para a realização de transacções e liquidações no âmbito do Mercado Ibérico de Energia, competindo-lhe, nomeadamente:

- a) a gestão do mercado organizado de contratação de energia a prazo;
- b) a intermediação dos agentes para efeitos de relacionamento comercial no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade;
- c) a gestão de outros mercados de produtos de base energética;
- d) a prestação de serviços de liquidação no âmbito dos mercados organizados de energia;
- e) a prestação de serviços de liquidação para transacções padronizadas em mercados não organizados de energia;
- f) a prestação de serviços de organização de mercados no âmbito da operação do sistema eléctrico.

Devido aos atrasos no arranque do MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade, a OMIP apenas começou a operar em 3 de Julho de 2006. O capital social da OMIP é de 2.500 milhares de euros, representado por 250.000 acções com o valor nominal de 10 euros cada uma, o qual, em 31 de Dezembro de 2009, é detido em 90% pela REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. e em 10% pela OMEL – Companhia Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. A OMIP detém a totalidade do capital da empresa, OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A., que tem como objecto social a compensação de operações a prazo, nomeadamente futuros e opções.

### **Outros negócios**

A REN SGPS, possui ainda uma participação na empresa REN – Serviços, S.A., que tem por objecto a prestação de serviços de apoio administrativo, financeiro, regulatório, de gestão de pessoal, processamento de salários, gestão e manutenção de património mobiliário e imobiliário, negociação e



aprovisionamento de consumíveis ou serviços e, em geral, quaisquer outros serviços do mesmo tipo, usualmente designados por serviços de *back-office*, de forma remunerada, tanto a empresas que estejam com ela em relação de grupo como quaisquer terceiros.

### 1.1 Aprovação das demonstrações financeiras separadas

Estas demonstrações financeiras separadas foram aprovadas pelo Conselho de Administração, na reunião de 26 de Fevereiro de 2010. É da opinião do Conselho de Administração que estas demonstrações financeiras reflectem de forma verdadeira e apropriada as operações da REN SGPS, S.A. bem como a sua posição, desempenho financeiro e respectivos fluxos de caixa.

## 2. Políticas contabilísticas

As principais políticas contabilísticas adoptadas na elaboração das demonstrações financeiras estão descritas abaixo. Estas políticas foram aplicadas de forma consistente nos exercícios económicos apresentados nas demonstrações financeiras separadas.

As demonstrações financeiras separadas foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações e tomando por base o custo histórico, excepto para os instrumentos financeiros derivados e activos financeiros disponíveis para venda que se encontram registados pelo justo valor, a partir dos livros e registos contabilísticos da empresa, mantidos de acordo com os princípios de contabilidade geralmente aceites em Portugal, ajustados, de modo a que as demonstrações financeiras separadas estejam de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro, tal como adoptadas pela União Europeia, em vigor para exercícios económicos iniciados em 1 de Janeiro de 2009. Devem entender-se como, fazendo parte daquelas normas, quer as Normas Internacionais de Relato Financeiro ("IFRS" – International Financial Reporting Standards) emitidas pelo International Accounting Standard Board ("IASB"), quer as Normas Internacionais de Contabilidade ("IAS"), emitidas pelo International Accounting Standard Committee ("IASC") e respectivas interpretações – SIC e IFRIC, emitidas pelo International Financial Reporting Interpretation Committee ("IFRIC") e Standing Interpretation Committee ("SIC"), que tenham sido adoptadas na União Europeia. De ora em diante, o conjunto daquelas normas e interpretações serão designadas

genericamente por IFRS.

A preparação das demonstrações financeiras em conformidade com as IFRS requer o uso de estimativas, pressupostos e julgamentos críticos no processo da determinação das políticas contabilísticas adoptadas pela REN, com impacto significativo no valor contabilístico dos activos e passivos, assim como nos rendimentos e gastos reconhecidos no período de reporte financeiro. Apesar de estas estimativas serem baseadas no melhor julgamento da Administração e nas suas melhores expectativas em relação aos eventos e acções correntes e futuras, os resultados actuais e futuros podem diferir destas estimativas. As áreas que envolvem um maior grau de julgamento ou complexidade, ou áreas em que pressupostos e estimativas sejam significativos para as demonstrações financeiras separadas são apresentadas nas Notas 4 e 5.

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de euros - mEuros.

### Adopção de normas e interpretações novas emendadas ou revistas

a) As seguintes normas e interpretações são de aplicação obrigatória para os exercícios que se iniciem em 1 de Janeiro de 2009:

- IAS 1 (revisão), 'Apresentação das demonstrações financeiras'. A REN SGPS apresenta todas as alterações ao capital próprio resultantes de transacções com os accionistas na Demonstração das alterações no capital próprio. Todas as alterações ao capital próprio resultantes de transacções com entidades não accionistas são apresentadas em duas demonstrações separadas (uma demonstração dos resultados e uma demonstração do rendimento integral).
- IAS 23, 'Custos de empréstimos obtidos' (revistas). Esta revisão vem introduzir a obrigatoriedade de capitalização dos custos de empréstimos relacionados com activos que se qualificam, sendo, conseqüentemente, eliminada a opção de registo dos mesmos em resultados no período em que são incorridos. A adopção desta alteração não teve impacto nas demonstrações financeiras da REN SGPS por já estar a seguir a política contabilística prevista.
- IFRS 2, 'Pagamentos baseados em acções' (emendas) Consiste na clarificação da definição de condições de atribuição (*vesting conditions*), na introdução do conceito de *non-vesting conditions* e no esclarecimento do tratamento de cancelamentos.

Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras separadas da REN SGPS.

- IAS 32 /IAS 1 (alteração), 'Instrumentos financeiros: apresentação' (emendas) Estas emendas vieram alterar o critério de classificação de um instrumento financeiro entre instrumento de capital próprio e passivo financeiro, permitindo que alguns instrumentos financeiros que podem ser recomprados sejam classificados como instrumentos de capital próprio. Consequente alteração à IAS 1- 'Apresentação das demonstrações financeiras'. Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras separadas da REN SGPS.
- IFRS 1/IAS 27 (alteração), 'Adopção pela primeira vez das IFRS (emendas). Estas emendas abordam a mensuração do custo de investimentos em subsidiárias, entidades conjuntamente controladas e associadas na adopção inicial das IFRS e o reconhecimento do rendimento de dividendos provenientes de subsidiárias, nas demonstrações financeiras separadas da empresa-mãe. Esta alteração não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras separadas da REN SGPS.
- IFRIC 13, 'Programas de fidelização de clientes'. Esta interpretação vem dispor que bónus atribuídos a clientes como parte de uma transacção de venda sejam registados como uma componente separada da transacção. Esta interpretação não teve qualquer impacto nas demonstrações financeiras separadas da REN SGPS.
- IAS 39 'Reclassificação de activos financeiros' (emendas). Estas emendas vêm permitir, em condições limitadas, a reclassificação de instrumentos financeiros não derivados das categorias de justo valor por resultados e de disponíveis para venda para outras categorias.
- IAS 39 'Itens cobertos elegíveis' (emendas). Trata-se de clarificações relacionadas com os seguintes aspectos da contabilidade de cobertura:
  - i) identificação da inflação como um risco coberto e
  - ii) cobertura com opções.
- IFRS 7 'Divulgações sobre mensurações pelo justo valor e sobre o risco de liquidez' (emendas). Estas emendas à IFRS 7 vêm alargar as divulgações requeridas relativamente ao justo valor de instrumentos financeiros e ao risco de liquidez.

Melhoramentos das normas internacionais de relato financeiro – 2007. Este processo envolveu a revisão de 32 normas contabilísticas

- As seguintes normas, interpretações, emendas e revisões, com aplicação obrigatória em exercícios económicos futuros, foram, até à data de aprovação

destas demonstrações financeiras, aprovadas ("endorsed") pela União Europeia:

- Esta revisão é de aplicação obrigatória nos exercícios iniciados em ou após 1 de Julho de 2009 e vem trazer algumas alterações ao nível do registo de concentrações de actividades empresariais, nomeadamente no que diz respeito: (a) à mensuração dos interesses sem controlo (anteriormente designados interesses minoritários); (b) ao reconhecimento e mensuração subsequente de pagamentos contingentes; (c) ao tratamento dos custos directos relacionados com a concentração; e (d) ao registo de transacções de compra de interesses em entidades já controladas e de transacções de venda de interesses sem que de tal resulte a perda de controlo.
- IFRS 3 (revisão), 'Concentrações de actividades' Esta revisão terá impactos nas futuras concentrações de actividades a efectuar pela REN SGPS.
- IAS 27 (revisão de 2008), 'Demonstrações financeiras separadas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). A revisão a esta norma ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Após a revisão a norma passa a requer que as transacções com os "interesses não controlados" sejam registadas no Capital Próprio, quando não há alteração no controlo sobre a entidade. Quando há alterações no controlo exercido sobre a entidade, qualquer interesse remanescente sobre a entidade é remensurado ao justo valor por contrapartida de resultados do exercício. Esta revisão terá impactos em futuras concentrações de actividades a efectuar pela REN SGPS.
- IFRIC 16, 'Cobertura de investimentos em operações estrangeiras' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). Esta interpretação vem fornecer orientações sobre a contabilidade de cobertura de investimentos líquidos em operações estrangeiras Esta interpretação não terá qualquer impacto nas demonstrações financeiras separadas da REN SGPS.
- IFRIC 9 e IAS 39 (emendas/revisão), 'Reavaliação e derivados embutidos Estas emendas vêm clarificar em que circunstâncias é permitida a reapreciação subsequente da obrigatoriedade de separação de um derivado embutido Esta interpretação será aplicada pela REN SGPS no exercício em que a interpretação se torne efectiva.
- IFRIC 15, 'Contratos para a construção de imóveis' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Janeiro de 2010). Esta interpretação vem abordar a forma para avaliar se um acordo de construção de um imóvel está no

âmbito da IAS 11 – Contratos de construção ou no âmbito da IAS 18 – Rêdito e como o correspondente rêdito deve ser reconhecido. Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Esta interpretação não terá impacto nas demonstrações financeiras separadas da REN SGPS.

- IFRIC 17, 'Distribuições em espécie aos accionistas' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). Esta interpretação propicia orientação sobre a correcta contabilização de activos que não caixas distribuídos aos accionistas como dividendos. Esta interpretação ainda não se encontra adoptada pela União Europeia. Esta interpretação será adoptada pela REN SGPS no exercício em que se torne efectiva.

- IFRIC 18, 'Transferência de activos pelos clientes' (a aplicar para os exercícios que se iniciem em ou após 1 de Julho de 2009). Esta interpretação propicia orientação sobre a contabilização pelos operadores de activos fixos tangíveis "dos clientes". Esta interpretação é relevante para o sector das "utilities" uma vez que prevê o tratamento contabilístico a dar a acordos em que a entidade prestadora do serviço recebe do cliente um activo que será utilizado na ligação do cliente ou de outros clientes à rede de serviços ou que permita o acesso do cliente à rede de serviços. Esta interpretação será adoptada pela REN SGPS no exercício em que se torne efectiva.

Estas normas apesar de aprovadas ("endorsed") pela União Europeia, não foram adoptadas pela Empresa no exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, em virtude de a sua aplicação não ser ainda obrigatória. Não são estimados impactos significativos nas demonstrações financeiras decorrentes da adopção das mesmas.

Normas *draft* em período de discussão emitidas pelo IASB, ainda não aprovadas.

- Rate Regulated Activities – "Exposure Draft" (ED/2009/8) – No decurso do mês de Julho de 2009 o IASB emitiu um exposure draft relativo a "Rate Regulated Activities" cujos princípios principais são:
  - i) Reconhecimento nas demonstrações financeiras de uma entidade de activos ou passivos regulatórios no caso em que o regulador permite a uma entidade a recuperação de gastos previamente incorridos ou nos casos em que o regulador exige a devolução dos montantes previamente recebidos e permite à entidade a obtenção de uma remuneração específica nas suas actividades reguladas pelo ajustamento aos preços que são cobrados aos seus clientes;

- ii) A mensuração de activos e passivos regulatórios ao valor presente esperado dos cash flows a recuperar ou a devolver, respectivamente, como resultado da regulação, não só no reconhecimento inicial como no final do período de reporte financeiro;
- iii) Inclusão de divulgações que identifiquem e expliquem os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras relativas a activos e passivos regulatórios, por forma a garantir aos utilizadores das demonstrações financeiras a compreensão da natureza e dos efeitos financeiros das suas actividades reguladas.

A Empresa encontra-se a analisar e acompanhar o calendário de discussão e conclusão deste Exposure Draft, o qual tem objectivamente, significativa importância para o Grupo REN, no âmbito das suas actividades.

### 3. Resumo das principais políticas contabilísticas

As principais políticas contabilísticas adoptadas na elaboração destas demonstrações financeiras são as que abaixo se descrevem. Estas políticas foram consistentemente aplicadas a todos os exercícios apresentados, salvo indicação contrária.

#### 3.1 Subsidiárias

Subsidiárias são todas as entidades (incluindo as entidades com finalidades especiais) sobre as quais a REN SGPS tem o poder de decidir sobre as políticas financeiras ou operacionais, a que normalmente está associado o controlo, directo ou indirecto, de mais de metade dos direitos de voto. A existência e o efeito de direitos de voto potenciais que sejam correntemente exercíveis ou convertíveis são considerados quando se avalia se a REN SGPS detém o controlo sobre uma entidade. As entidades que se qualificam como subsidiárias encontram-se listadas na Nota 8.

As participações em subsidiárias são registadas ao custo de aquisição, deduzido de dividendos pré-aquisição e eventuais perdas de imparidade. Os dividendos recebidos das subsidiárias são registados como um rendimento do exercício, quando o direito do accionista for estabelecido, o que ocorre por deliberação da Assembleia Geral da subsidiária. Estas demonstrações financeiras referem-se à Empresa em termos individuais, encontrando-se os investimentos financeiros em subsidiárias registados ao custo de aquisição. A Empresa irá apresentar em separado as demonstrações financeiras consolidadas nas quais vão ser incluídas as demonstrações

financeiras das empresas em que participa maioritariamente ou detém controlo da gestão. Assim, nestas demonstrações financeiras, não foi considerado o efeito da consolidação integral ao nível dos activos, passivos, rendimentos e gastos.

### 3.2 Conversão cambial

#### (i) Moeda funcional e de Relato

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras da REN SGPS estão mensurados na moeda do ambiente económico em que a entidade opera (moeda funcional), o Euro. As demonstrações financeiras separadas da REN SGPS e respectivas notas deste anexo são apresentadas em milhares de Euros, salvo indicação explícita em contrário.

#### (ii) Saldos e transacções expressos em moeda estrangeira

As transacções em moedas diferentes do Euro são convertidas para a moeda funcional utilizando as taxas de câmbio à data das transacções. Os ganhos ou perdas cambiais resultantes da liquidação das transacções bem como da conversão pela taxa de câmbio à data do balanço, dos activos e dos passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são reconhecidos na demonstração dos resultados, na rubrica de custos de financiamento, se relacionadas com empréstimos ou em outros ganhos ou perdas operacionais, para todas os outros saldos/transacções.

### 3.3 Activos fixos tangíveis

Os activos fixos tangíveis encontram-se valorizados ao custo deduzido de depreciações e perdas por imparidade acumuladas.

O custo de aquisição inclui o preço de compra do activo, as despesas directamente imputáveis à sua aquisição e os encargos suportados com a preparação do activo para a sua entrada em funcionamento.

Os encargos com reparações e manutenção de natureza corrente são reconhecidos como um gasto do período em que são incorridos.

Os activos fixos tangíveis são depreciados de forma linear desde a data em que os mesmos se encontram disponíveis para uso, pelo período de vida útil estimada. As vidas úteis estimadas para os activos fixos tangíveis são conforme segue:

#### Vidas úteis estimadas para activos fixos tangíveis

	Anos
Equipamento de transporte	entre 4 e 6
Equipamento Administrativo	entre 3 e 10

As vidas úteis dos activos são revistas no final do ano para cada activo, para que as depreciações praticadas estejam em conformidade com os padrões de consumo dos activos. Alterações às vidas úteis são tratadas como uma alteração de estimativa contabilística e são aplicadas prospectivamente. Os ganhos ou perdas na alienação dos activos são determinados pela diferença entre o valor de realização e o valor contabilístico do activo, sendo reconhecidos na demonstração dos resultados.

### 3.4 Activos financeiros

O Conselho de Administração determina a classificação dos activos financeiros, na data do reconhecimento inicial de acordo com o objectivo da sua compra, reavaliando esta classificação a cada data de relato.

Os activos financeiros podem ser classificados como:

- Activos financeiros ao justo valor por via de resultados - incluem os activos financeiros não derivados detidos para negociação respeitando a investimentos de curto prazo e activos ao justo valor por via de resultados à data do reconhecimento inicial;
- Empréstimos concedidos e contas a receber – inclui os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis não cotados num mercado activo;
- Investimentos detidos até à maturidade – incluem os activos financeiros não derivados com pagamentos fixos ou determináveis e maturidades fixas, que a entidade tem intenção e capacidade de manter até à maturidade;
- Activos financeiros disponíveis para venda – incluem os activos financeiros não derivados que são designados como disponíveis para venda no momento do seu reconhecimento inicial ou não se enquadram nas categorias acima referidas. São reconhecidos como activos não correntes excepto se houver intenção de alienar nos 12 meses seguintes à data do balanço.

As compras e vendas de activos financeiros são registadas na data da transacção, ou seja, na data em que a REN SGPS se compromete a comprar ou a vender o activo.

Activos financeiros ao justo valor por via de resultados são reconhecidos inicialmente pelo justo valor, sendo os custos da transacção reconhecidos em resultados. Estes activos são mensurados subsequentemente ao justo valor, sendo os ganhos e perdas resultantes da alteração do justo valor, reconhecidos nos resultados do período em que



ocorrem na rubrica de custos financeiros líquidos, onde se incluem também os montantes de rendimentos de juros e dividendos obtidos. Activos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos inicialmente ao justo valor acrescido dos custos de transacção. Nos períodos subsequentes, são mensurados ao justo valor sendo a variação do justo valor reconhecida na reserva de justo valor no capital. Os dividendos e juros obtidos dos activos financeiros disponíveis para venda são reconhecidos em resultados do período em que ocorrem, na rubrica de outros ganhos operacionais, quando o direito ao recebimento é estabelecido. O justo valor de activos financeiros cotados é baseado em preços de mercado (“bid”). Se não existir um mercado activo, a REN SGPS estabelece o justo valor através de técnicas de avaliação. Estas técnicas incluem a utilização de preços praticados em transacções recentes, desde que as condições de mercado permitam a comparação com instrumentos substancialmente semelhantes e o cálculo de “cash-flows” descontados quando existe informação disponível, privilegiando informação de mercado em detrimento da informação interna da entidade visada.

Empréstimos concedidos e contas a receber são classificados no balanço como “Outras contas a receber” e são reconhecidos ao custo amortizado usando a taxa efectiva de juro, deduzidos de qualquer perda de imparidade. O ajustamento pela imparidade de contas a receber é efectuado quando existe evidência objectiva de que a Empresa não terá a capacidade de receber os montantes em dívida de acordo com as condições iniciais das transacções que lhe deram origem.

A REN SGPS avalia a cada data de relato, se existe evidência objectiva de que os activos financeiros, sofreram perda de valor. No caso de participações de capital classificadas como disponíveis para venda, um decréscimo significativo ou prolongado do justo valor abaixo do seu custo é considerado como um indicador de que o activo financeiro está em situação de imparidade. Se existir evidência de perda de valor para activos financeiros disponíveis para venda, a perda acumulada – calculada pela diferença entre o custo de aquisição e o justo valor corrente, menos qualquer perda de imparidade desse activo financeiro reconhecida previamente em resultados – é retirada do capital próprio e reconhecida na demonstração dos resultados. As perdas de imparidade de instrumentos de capital reconhecidas em resultados não são reversíveis na demonstração dos resultados.

Os activos financeiros são desreconhecidos quando

os direitos ao recebimento dos fluxos monetários originados por esses investimentos expiram ou são transferidos, assim como todos os riscos e benefícios associados à sua posse.

### 3.5 Caixa e equivalentes de caixa

O caixa e equivalentes de caixa incluem caixa, depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo, de liquidez elevada e com maturidades iniciais até 3 meses, e descobertos bancários. Os descobertos bancários são apresentados no Balanço, no passivo corrente, na rubrica “Empréstimos obtidos correntes”, e são considerados na elaboração da demonstração consolidada dos fluxos de caixa, como caixa e equivalentes de caixa.

### 3.6 Capital Social

As acções ordinárias são classificadas no capital próprio. Os custos directamente atribuíveis à emissão de novas acções ou opções são apresentados no capital próprio como uma dedução, líquida de impostos, ao montante emitido.

As acções próprias adquiridas através de contrato ou directamente no mercado são reconhecidas no capital próprio, como uma redução do capital próprio. De acordo com o código das sociedades a REN SGPS tem de garantir a cada momento a existência de reservas no Capital Próprio para cobertura do valor das acções próprias, limitando o valor das reservas a disponíveis para distribuição. As acções próprias são registadas ao custo de aquisição, se a compra for efectuada à vista, ou ao justo valor estimado se a compra for diferida.

### 3.7 Passivos financeiros

A IAS 39 prevê a classificação dos passivos financeiros em duas categorias:

- passivos financeiros ao justo valor por via de resultados;
- outros passivos financeiros.

Os outros passivos financeiros incluem Empréstimos obtidos (Nota 3.8) e fornecedores e outras contas a pagar. Os fornecedores e outras contas a pagar são reconhecidas inicialmente ao justo valor e subsequentemente são mensurados ao custo amortizado de acordo com a taxa de juro efectiva.

### 3.8 Empréstimos obtidos

Os empréstimos obtidos são inicialmente reconhecidos ao justo valor, líquido de custos de transacção incorridos. Os empréstimos são subsequentemente apresentados ao custo amortizado sendo a diferença entre o valor nominal e o justo valor inicial reconhecida na demonstração

dos resultados ao longo do período do empréstimo, utilizando o método da taxa de juro efectiva.

Os empréstimos obtidos são classificados no passivo corrente, excepto se a REN SGPS possuir um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço, sendo neste caso classificados no passivo não corrente.

### 3.9 Instrumentos financeiros derivados

Os instrumentos financeiros derivados são registados inicialmente ao justo valor da data da transacção sendo valorizados subsequentemente ao justo valor. O método do reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor depende da designação que é feita dos instrumentos financeiros derivados. Quando se tratem de instrumentos financeiros derivados de negociação, os ganhos e perdas de justo valor são reconhecidos no resultado do exercício nas rubricas de custos ou proveitos financeiros. Quando designados como instrumentos financeiros derivados de cobertura, o reconhecimento dos ganhos e perdas de justo valor dependem da natureza do item que está a ser coberto, podendo tratar-se de uma cobertura de justo valor ou de uma cobertura de fluxos de caixa.

Numa operação de cobertura de justo valor de um activo ou passivo (“fair value hedge”), o valor de balanço desse activo ou passivo, determinado com base na respectiva política contabilística, é ajustado de forma a reflectir a variação do seu justo valor atribuível ao risco coberto. As variações do justo valor dos derivados de cobertura são reconhecidas em resultados, conjuntamente com as variações de justo valor dos activos ou dos passivos atribuíveis ao risco coberto.

Numa operação de cobertura da exposição à variabilidade de fluxos de caixa futuros de elevada probabilidade (“cash flow hedge”), a parte eficaz das variações de justo valor do derivado de cobertura são reconhecidas em “Outras reservas - reserva de justo valor”, sendo transferidas para resultados nos períodos em que o respectivo item coberto afecta resultados. A parte ineficaz da cobertura é registada em resultados no momento em que ocorre.

### 3.10 Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre o rendimento do período compreende os impostos correntes e os impostos diferidos. Os impostos sobre o rendimento são registados na demonstração dos resultados excepto quando estão relacionados com itens que sejam reconhecidos directamente nos capitais próprios. O valor de imposto corrente a pagar é determinado

com base no resultado antes de impostos, ajustado de acordo com as regras fiscais.

Os impostos diferidos são reconhecidos usando o método do passivo com base no balanço, considerando as diferenças temporárias resultantes da diferença entre a base fiscal de activos e passivos e os seus valores nas demonstrações financeiras separadas.

Os impostos diferidos são calculados com base na taxa de imposto em vigor ou substancialmente já comunicada, à data do balanço e que se estima que seja aplicável na data da realização dos impostos diferidos activos ou na data do pagamento dos impostos diferidos passivos.

Os impostos diferidos activos são reconhecidos na medida em que seja provável que existam lucros tributáveis futuros disponíveis para utilização da diferença temporária. Os impostos diferidos passivos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis, excepto as relacionadas com: i) o reconhecimento inicial do *goodwill*; ou ii) o reconhecimento inicial de activos e passivos, que não resultem de uma concentração de actividades, e que à data da transacção não afectem o resultado contabilístico ou fiscal. Contudo, no que se refere às diferenças temporárias tributáveis relacionadas com investimentos em subsidiárias, estas não devem ser reconhecidas na medida em que: a) a empresa mãe tem capacidade para controlar o período da reversão da diferença temporária; e b) é provável que a diferença temporária não reverta num futuro próximo.

A Empresa encontra-se abrangida em sede de IRC pelo regime especial de tributação de grupos de sociedades (RETGS). Como consequência os movimentos registados pelas subsidiárias relativos a estimativa de imposto sobre o rendimento, a retenções efectuadas por terceiros e aos pagamentos por conta são registados no balanço da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. na rubrica “Imposto sobre o rendimento a pagar/receber” em contrapartida de “Outras contas a receber/pagar”.

### 3.11 Provisões

As provisões são reconhecidas quando a REN SGPS tem: i) uma obrigação presente legal ou construtiva resultante de eventos passados; ii) para a qual é mais provável do que não, que seja necessário um dispêndio de recursos internos na liquidação dessa obrigação; e iii) os montantes possam ser estimados com fiabilidade. Sempre que um dos critérios não seja cumprido ou a existência da obrigação esteja condicionada à ocorrência (ou não ocorrência) de determinado evento futuro, a REN SGPS divulga tal

facto como um passivo contingente, salvo se a avaliação da exigibilidade da saída de recursos para liquidação do mesmo seja considerada remota. As provisões são mensuradas ao valor presente dos dispêndios estimados para liquidar a obrigação utilizando uma taxa antes de impostos, que reflecte a avaliação de mercado para o período do desconto e para o risco da provisão em causa (Nota 25).

### 3.12 Locações

Locações de activos fixos tangíveis, relativamente às quais a REN detém substancialmente todos os riscos e benefícios inerentes à propriedade do activo são classificados como locações financeiras. São igualmente classificadas como locações financeiras os acordos em que a análise de uma ou mais situações particulares do contrato aponte para tal natureza. Todas as outras locações são classificadas como locações operacionais.

As locações financeiras são capitalizadas no início da locação pelo menor entre o justo valor do activo locado e o valor presente dos pagamentos mínimos da locação, cada um determinado à data de início do contrato. A dívida resultante de um contrato de locação financeira é registada líquida de encargos financeiros, na rubrica de Empréstimos. Os encargos financeiros incluídos na renda e a depreciação dos activos locados, são reconhecidos na demonstração dos resultados no período a que dizem respeito,

Os activos fixos tangíveis adquiridos através de locações financeiras são depreciados pelo menor entre o período de vida útil do activo e o período da locação quando a Empresa não tem opção de compra no final do contrato, ou pelo período de vida útil estimado quando a Empresa tem a intenção de adquirir os activos no final do contrato.

Nas locações consideradas operacionais, as rendas são reconhecidas como custo na demonstração dos resultados numa base linear, durante o período da locação.

### 3.13 Rédito e especialização dos exercícios

O rédito compreende o justo valor da prestação de serviços, líquido de impostos e descontos, recebidos ou a receber.

As prestações de serviços são reconhecidas no período a que respeitam, tal como preconiza o princípio contabilístico da especialização do exercício.

Os valores registados como prestações de serviços referem-se aos débitos efectuados às empresas subsidiárias, por conta de custos de gestão.

O rédito relativo a dividendos de subsidiárias é reconhecido quando é atribuído aos accionistas, o direito a receber os dividendos.

Os juros recebidos são reconhecidos pelo princípio da especialização dos exercícios, tendo em consideração o montante em dívida e a taxa de juro efectiva durante o período e até à maturidade.

Os rendimentos e gastos são registados no exercício a que respeitam independentemente do momento do seu pagamento ou recebimento, de acordo com o princípio contabilístico da especialização do exercício. As diferenças entre os montantes recebidos e pagos e as correspondentes receitas e despesas são registadas como acréscimos e diferimentos nas rubricas de “Contas a receber” e “Contas a pagar”.

### 3.14 Distribuição de dividendos

A distribuição de dividendos aos detentores de capital é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Empresa no período em que os dividendos são aprovados pelos accionistas e até ao momento da sua liquidação.

### 3.15 Activos e passivos contingentes

Os passivos contingentes em que a possibilidade de uma saída de fundos afectando benefícios económicos futuros seja apenas possível, não são reconhecidos nas demonstrações financeiras separadas, sendo divulgadas nas notas, a menos que a possibilidade de se concretizar a saída de fundos afecte benefícios económicos futuros seja remota, caso em que não são objecto de divulgação.

Os activos contingentes não são reconhecidos nas demonstrações financeiras separadas, mas divulgados no Anexo quando é provável a existência de um benefício económico futuro.

### 3.16 Eventos subsequentes

Os eventos após a data de balanço que proporcionem informação adicional sobre as condições que existiam à data do balanço são reflectidos nas demonstrações financeiras separadas. Eventos após a data do balanço que proporcionem informação sobre condições que ocorram após a data de balanço são divulgados no anexo às demonstrações financeiras separadas se materiais.

## 4. Políticas de gestão do risco financeiro

### 4.1 Factores do risco financeiro

As actividades da Empresa estão expostas a uma variedade de factores de risco financeiro: risco de crédito, risco de liquidez e risco de fluxos de caixa associado à taxa de juro, entre outros.

A REN SGPS desenvolveu e implementou um programa de gestão do risco que, conjuntamente

com a monitorização permanente dos mercados financeiros, procura minimizar os potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Empresa. A gestão do risco é conduzida pela Divisão de Gestão Financeira com base em políticas aprovadas pela Administração. A Divisão de Gestão Financeira identifica, avalia e realiza operações com vista à minimização dos riscos financeiros em estrita cooperação com as unidades operacionais da REN. A Administração define os princípios para a gestão do risco como um todo e políticas que cobrem áreas específicas, como o risco cambial, o risco de taxa de juro, risco de crédito, o uso de derivados e outros instrumentos financeiros não derivados, bem como o investimento do excesso de liquidez.

#### i. Risco de taxa de câmbio

A REN apresenta uma exposição ao risco cambial limitada. Durante 2009, a REN realizou uma emissão obrigacionista de 10.000 milhões de ienes do Japão ("JPY"), cujo risco de flutuação das taxas de câmbio se encontra totalmente coberto por via da contratação de um cross currency swap com o mesmo nacional.

Em 31 de Dezembro de 2009, uma variação adversa nas taxas de câmbio forward Euro/JPY na ordem dos 5%, mantendo tudo o resto constante, teria um impacto negativo em capitais próprios de cerca de 4,1 milhões de Euros caso não tivesse sido contratado o referido instrumento financeiro derivado.

#### ii. Risco de crédito

As transacções realizadas pela REN SGPS, referem-se essencialmente à gestão centralizada da tesouraria do Grupo, sendo os valores a receber relativos a suprimentos e empréstimos de tesouraria efectuados às empresas subsidiárias.

No que se refere ao risco de crédito das subsidiárias, este é reduzido, uma vez que parte significativa da prestação de serviços é reconhecida pela facturação emitida aos distribuidores de electricidade e gás natural, no âmbito das relações estabelecidas pelo regulador para o mercado da electricidade e do gás natural. No que se refere às aplicações financeiras da REN SGPS, classificadas como "Caixa e equivalentes de caixa", estas estão contratadas essencialmente junto de instituições financeiras com rating igual ou superior a A-.

Relativamente aos instrumentos financeiros derivados, a REN selecciona as contrapartes tendo em atenção as notações de rating atribuídas por uma das agências independentes de referência. Adicionalmente, a liquidação financeira dos fluxos associados aos instrumentos financeiros derivados, com excepção dos swaps cambiais, é efectuada pelo valor líquido, o que reduz o risco de crédito inerente ao recebimento destes fluxos.

#### iii. Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da REN é efectuada através de uma gestão dinâmica e flexível dos programas de papel comercial, assim como pela negociação de limites de crédito que permitam, não só assegurar as necessidades de tesouraria correntes da REN, mas também assegurar alguma flexibilidade que permita lidar com choques exógenos à sua actividade.

A tabela seguinte apresenta as responsabilidades da REN por intervalos de maturidade residual contratual e inclui os instrumentos financeiros derivados cuja liquidação financeira dos fluxos associados é efectuada pelo valor líquido. Os montantes apresentados na tabela são os fluxos de caixa contratuais não descontados.

## Responsabilidades da REN por intervalos de maturidade residual contratual

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	31 de Dezembro de 2009			
	Menos de 1 ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
<b>Empréstimos obtidos:</b>				
Leasings financeiros	64	98	-	162
Empréstimos bancários	46.201	230.200	355.056	631.456
Papel comercial	405.392	157.753	-	563.146
Empréstimos obrigacionistas	56.489	1.023.892	112.529	1.192.910
Descobertos bancários	444	-	-	444
	508.591	1.411.943	467.586	2.388.119
Instrumentos financeiros derivados	5.494	-	-	12.968
Fornecedores e contas a pagar	36.468	-	-	36.468
	550.552	1.419.417	467.586	2.437.555



## 31 de Dezembro de 2008

	Menos de 1 ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Empréstimos obtidos:				
Leasings financeiros	111	174	-	285
Empréstimos bancários	55.858	195.987	376.475	628.320
Papel comercial	454.502	200.000	-	654.502
Empréstimos obrigacionistas	31.875	627.500	-	659.375
Descobertos bancários	307	-	-	307
	542.653	1.023.661	376.475	1.942.790
Instrumentos financeiros derivados	1.571	(368)	-	1.203
Fornecedores e contas a pagar	21.201	-	-	21.201
	563.854	1.023.661	376.475	1.963.990

A tabela seguinte apresenta os instrumentos financeiros derivados cuja liquidação financeira dos fluxos associados ocorre pelo valor bruto.

### Instrumentos financeiros derivados cuja liquidação financeira dos fluxos ocorre pelo valor bruto

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

## 31 de Dezembro de 2009

	Menos de 1 ano	Entre 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Instrumentos financeiros derivados de cobertura				
Cross Currency Interest Rate Swap				
Outflows	4.157	16.709	102.336	123.202
Inflows	2.035	8.152	94.415	104.602

#### iv. Risco de taxa de juro

Ao nível dos passivos financeiros, a REN apresenta exposição ao risco de taxa de juro, principalmente por via dos empréstimos obtidos. Os financiamentos a taxa variável expõem a REN ao risco associado aos fluxos de caixa decorrentes de alterações na taxa de juro. Os empréstimos emitidos a taxa fixa expõem a REN ao risco de justo valor, decorrente de alterações na taxa de juro.

A REN efectua a análise da sua exposição ao risco de taxa de juro numa base dinâmica. Durante o exercício de 2009, a REN contratou 4 *swaps* de taxa de juro com o objectivo de fazer cobertura do risco de flutuação da taxa de juro.

Foi efectuada uma análise de sensibilidade com base na dívida total da REN SGPS subtraída das aplicações de fundos e das disponibilidades, com referência a 31 de Dezembro de 2009 e 2008, com os seguintes pressupostos:

- Alterações nas taxas de juro do mercado afectam rendimentos ou despesas de juros de instrumentos

financeiros variáveis;

- Alterações nas taxas de juro de mercado apenas afectam os resultados ou capitais próprios em relação a instrumentos financeiros com taxas de juro fixas se estes estiverem reconhecidos a justo valor;
  - Alterações nas taxas de juro de mercado afectam o justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros activos e passivos financeiros;
  - Alterações no justo valor de instrumentos financeiros derivados e outros activos e passivos financeiros são estimados descontando os fluxos de caixa futuros de valores actuais líquidos, utilizando taxas de mercado do final do ano.
- Sob estes pressupostos, um aumento de 0,25% em taxas de juro de mercado para todas as moedas às quais a Empresa tem empréstimos ou instrumentos financeiros derivados a 31 de Dezembro de 2009 resultaria numa diminuição do lucro antes de imposto de cerca 1,2 milhões de Euros (2008: 8,2 milhões de Euros) e num aumento do capital próprio em cerca de 4,2 milhões de Euros (2008:0).

#### v. Risco de preço

A exposição da REN ao risco de preço resulta essencialmente dos seus investimentos na REE e Enagás. A 31 de Dezembro de 2009, uma variação negativa de 10% na cotação das acções da REE e Enagás teria um impacto de 8,9 milhões de Euros negativos em capitais próprios (2008: 8,6 milhões de Euros).

#### 4.2 Gestão do risco de capital

O objectivo da REN SGPS em relação à gestão de capital, que é um conceito mais amplo do que o capital relevado na face do balanço, é manter uma estrutura de capital optimizada, através da utilização prudente de dívida e mantendo um *rating* de crédito sólido que lhe permita reduzir o custo de capital.

A contratação de dívida é analisada periodicamente através da ponderação de factores como: i) as necessidades de tesouraria das subsidiárias decorrentes de CAPEX em activos regulados das subsidiárias; ii) a taxa de remuneração dos activos regulados prevista no regulamento tarifário em vigor; iii) e a política de dividendos definida.

A REN SGPS monitoriza ainda o seu capital total com base no rácio de *gearing*, o qual é determinado como sendo a dívida líquida a dividir pelo capital. A dívida líquida é calculada como o montante total de empréstimos (incluindo os saldos correntes e não-correntes conforme divulgado no balanço deduzido dos montantes de caixa e equivalentes de caixa). O capital total é calculado através da soma dos capitais próprios (como divulgado no balanço) acrescido da dívida líquida.

Em 2009, a estratégia da REN foi manter um *gearing* entre 60% e 70%. Os rácios de *gearing* em 31 de Dezembro de 2009 e 2008 eram os seguintes:

#### Rácios de Gearing

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Dez. 2009	Dez. 2008
Empréstimos totais (nota 17)	2.018.662	1.646.059
Menos: Caixa e equivalentes de caixa (nota 14)	(3.439)	(7.578)
Dívida líquida	2.015.223	1.638.481
Capitais próprios	901.299	851.089
Capital Total	2.916.522	2.489.570
<i>Gearing</i>	69%	66%

#### 4.3 Contabilização de instrumentos financeiros derivados

A REN SGPS procede à cobertura de uma parcela de

pagamentos futuros de juros de empréstimos, de emissões obrigacionistas e de papel comercial, através da designação de *swaps* de taxa de juro em que paga uma taxa fixa e recebe uma taxa variável, com um *nocional* de 384.000 milhares de Euros. Esta é uma cobertura do risco de taxa de juro associado aos pagamentos de juros à taxa variável decorrentes de passivos financeiros reconhecidos. O risco coberto é o indexante da taxa variável ao qual estão associados os cupões de juros dos financiamentos. O objectivo desta cobertura é transformar os empréstimos de taxa de juro variável em taxa de juro fixa, sendo que o risco de crédito não se encontra a ser coberto. O justo valor dos *swaps* de taxa de juro, em 31 de Dezembro de 2009, é de 6.066 milhares de Euros negativos.

Adicionalmente, a REN SGPS procede à cobertura da sua exposição ao risco de fluxos de caixa da sua emissão obrigacionista de 10.000 milhões de JPY, decorrente do risco cambial, através de um *cross currency swap* com as características principais equivalentes às da dívida emitida. O mesmo instrumento de cobertura é utilizado para uma cobertura de justo valor do risco de taxa de juro da referida emissão obrigacionista através da componente forward start swap que só terá início em Junho de 2019. As variações de justo valor do instrumento de cobertura encontram-se igualmente a ser reconhecidos em reservas de cobertura. A partir de Junho de 2019, o objectivo será o de cobrir a exposição a JPY e o risco de taxa de juro, transformando a operação numa cobertura de justo valor, passando a registar-se as alterações de justo valor da dívida emitida decorrente dos riscos cobertos, em resultados. O risco de crédito não se encontra coberto. O justo valor do cross currency swap a 31 de Dezembro de 2009 é de 4.083 milhares de Euros negativos.

O valor registado em reservas referente às coberturas de fluxos de caixa acima referidas é de 7.556 milhares de Euros negativos.

#### Cobertura de justo valor

A REN SGPS contratou em Fevereiro de 2009 um *swap* de taxa de juro para efectuar a cobertura de justo valor de uma emissão de 300.000 milhares de euros. Esta cobertura foi descontinuada em Novembro de 2009, sendo que à data da descontinuação o instrumento coberto apresentava um ajustamento de justo valor decorrente da cobertura de 677 milhares de euros. Este montante irá ser amortizado por contrapartida de resultados, de acordo com o método do juro efectivo, durante a maturidade do instrumento coberto.

## 5. Principais estimativas e julgamentos

As estimativas e julgamentos com impacto nas demonstrações financeiras separadas da REN SGPS são continuamente avaliados, representando à data de cada relato a melhor estimativa do Conselho de Administração, tendo em conta o desempenho histórico, a experiência acumulada e as expectativas sobre eventos futuros que, nas circunstâncias em causa, se acreditam serem razoáveis.

A natureza intrínseca das estimativas pode levar a que o reflexo real das situações que haviam sido alvo de estimativa possam, para efeitos de relato financeiro, vir a diferir dos montantes estimados. As estimativas e os julgamentos que apresentam um risco significativo de originar um ajustamento material no valor contabilístico de activos e passivos no decurso do exercício seguinte são as que seguem:

### 5.1. Provisões

A REN SGPS analisa de forma periódica eventuais obrigações que resultem de eventos passados e que devam ser objecto de reconhecimento ou divulgação. A subjectividade inerente à determinação da probabilidade e montante de recursos internos necessários para o pagamento das obrigações poderá conduzir a ajustamentos significativos, quer por variação dos pressupostos utilizados, quer pelo futuro reconhecimento de provisões anteriormente divulgadas como passivos contingentes.

### 5.2. Participações em subsidiárias

Uma vez que a REN SGPS optou pela mensuração das participações em subsidiárias nas suas demonstrações financeiras separadas ao custo de aquisição, é necessário avaliar a cada data de relato financeiro a existência de indicadores de perda de valor que exijam a realização de testes de imparidade.

O Conselho de Administração efectua a sua avaliação com base em indicadores como os resultados operacionais gerados pelas empresas subsidiárias e a evolução registada nas actividades destas. Não existindo indícios de imparidade, à data do relato financeiro, a REN SGPS não efectua testes de imparidade.

## 6. Activos fixos tangíveis

Em 31 de Dezembro de 2009, os activos fixos tangíveis referem-se maioritariamente a viaturas adquiridas em regime de locação financeira e a equipamento administrativo, os quais ascendem a 263 milhares Euros.

## 7. Participações em empresas subsidiárias

Em 31 de Dezembro de 2009 o resumo das participações em subsidiárias é como segue:

### Entidades

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
REN - Rede Eléctrica Nacional S.A.	586.759	586.759
REN - Gasodutos S.A.	404.931	404.931
REN - Armazenagem S.A.	76.386	76.386
REN - Atlântico, Terminal de GNL S.A.	32.580	32.580
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia S.A.	2.000	2.000
RENTELECOM - Comunicações SA	100	100
REN Trading SA	50	50
REN Serviços SA	50	50
	1.102.856	1.102.856

As participações financeiras nas subsidiárias encontram-se valorizadas ao custo de aquisição. Informação relativa às empresas subsidiárias:



## Informação relativa às empresas subsidiárias

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

Entidades		%	2009		2008	
			Capital Próprio	Resultado do exercício	Capital Próprio	Resultado do exercício
REN - Rede Eléctrica Nacional S.A.	Lisboa	100%	649.392	57.621	686.999	43.709
REN - Gasodutos S.A.	Bucelas	100%	450.558	38.504	461.473	28.662
REN - Armazenagem S.A.	Pombal	100%	83.097	5.242	86.191	4.154
REN - Atlântico, Terminal de GNL S.A.	Sines	100%	57.341	13.827	43.513	7.059
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia S.A.	Lisboa	90%	4.979	11	4.978	22
RENTELECOM - Comunicações SA	Lisboa	100%	1.439	782	1.304	308
REN Trading SA	Lisboa	100%	1.046	695	6.065	5.631
REN Serviços SA	Lisboa	100%	156	104	83	33
			1.248.008	116.786	1.290.606	89.578

## 8. Impostos diferidos

O detalhe dos impostos diferidos reconhecidos nas demonstrações financeiras é como segue:

### Detalhe dos impostos diferidos

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Impacto da demonstração dos resultados:		
Activos por impostos diferidos	1.225	-
Passivos por impostos diferidos	232	(232)
	1.457	(232)
Impactos no capital próprio:	1.540	2.099
Activos por impostos diferidos	1.540	2.099
Impacto líquido dos impostos diferidos	2.996	1.866

Os movimentos nos impostos diferidos foram os seguintes:

### Movimentos nos impostos diferidos

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Passivos		
Instrumentos financeiros de derivados	(232)	232
Activos disponíveis para venda	-	(1.139)
Activos		
Activos disponíveis para venda	(463)	959
Prejuízos fiscais reportáveis	1.051	-
Instrumentos financeiros de derivados	2.176	-
Movimento do ano	2.996	727

Os movimentos ocorridos nos activos e passivos por impostos diferidos é como segue:

### Movimentos nos activos e passivos

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Activos por impostos diferidos	Passivos por impostos diferidos	Total
<b>1 de Janeiro de 2008</b>	-	(1.139)	(1.139)
Constituição/reversão por capital próprio	959	1.139	2.099
Constituição por resultados	-	(232)	(232)
Movimentos do período	959	907	1.866
A 31 de Dezembro de 2008	959	(232)	727
<b>1 de Janeiro de 2009</b>	959	(232)	727
Constituição/reversão por capital próprio	1.540	-	1.540
Constituição por resultados	1.224	-	1.224
Reversão dos resultados	-	232	232
Movimentos do período	2.764	232	2.996
A 31 de Dezembro de 2009	3.723	(0)	3.723



## 9. Activos e passivos financeiros por categoria

Os activos e passivos financeiros da Empresa, classificados de acordo com a IAS 39 são como se segue:

### Activos e passivos financeiros de acordo com a IAS 39

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Créditos e valores a receber	Activos financeiros disponíveis para venda	Activos/passivos ao justo valor por via resultados	Outros passivos financeiros	Outros activos/passivos não financeiros	Total
<b>2008</b>						
<b>Activos</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	7.578	-	-	-	-	7.578
Outras contas a receber	1.412.342	-	-	-	132	1.412.473
Instrumento financeiros derivados	-	-	876	-	-	876
Activos disponíveis para venda	-	85.890	-	-	-	85.890
Total activos financeiros	1.419.920	85.890	876	-	132	1.506.818
<b>Passivos</b>						
Empréstimos obtidos	-	-	-	1.646.059	-	1.646.059
Fornecedores e contas a pagar	-	-	-	20.479	722	21.201
Total passivos financeiros	-	-	-	1.666.538	722	1.667.260
<b>2009</b>						
<b>Activos</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	3.439	-	-	-	-	3.439
Outras contas a receber	1.735.619	-	-	-	-	1.735.619
Imposto sobre o rendimento a receber	-	-	-	-	24.998	24.998
Outros instrumentos financeiros	-	-	7.276	-	-	7.276
Activos disponíveis para venda	-	89.386	-	-	-	89.386
Total activos financeiros	1.739.058	89.386	-	-	24.998	1.860.718
<b>Passivos</b>						
Empréstimos obtidos	-	-	-	2.018.662	-	2.018.662
Fornecedores e contas a pagar	-	-	-	36.468	-	36.468
Provisões	-	-	-	-	982	982
Total passivos financeiros	-	-	-	2.055.130	982	2.056.112

Estimativa de justo valor - activos mensurados ao justo valor.

No decurso do exercício de 2009, a Empresa reclassificou o montante de 7.276 milhares de Euros, para a rubrica de "Outros investimentos financeiros". Este montante corresponde ao investimento financeiro da Empresa no fundo fechado "Luso Carbon Fund", tendo como prazo de maturidade 10 anos. A tabela seguinte apresenta os activos e passivos da Empresa mensurados ao justo valor em 31 de Dezembro de 2009, de acordo com os seguintes

níveis de hierarquia de justo valor previstos na IFRS 7:

- Nível 1: justo valor de instrumentos financeiros é baseado em cotações de mercados líquidos activos à data de referência do balanço;
- Nível 2: o justo valor de instrumentos financeiros não é determinado com base em cotações de mercado activo, mas sim com recurso a modelos de avaliação. Os principais *inputs* dos modelos utilizados são observáveis no mercado; e
- Nível 3: o justo valor de instrumentos financeiros

não é determinado com base em cotações de mercado activo, mas sim com recurso a modelos de avaliação, cujos principais *inputs* não são observáveis no mercado.

## Activos e passivos mensurados ao justo valor

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

		Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 4
<b>Activos</b>					
Activos financeiros disponíveis para venda	Acções	89.386	-	-	89.386
<b>Passivos</b>					
Passivos financeiros ao justo valor reconhecidos em reservas de justo valor	Derivados de cobertura de cash flows	-	(10.149)	-	(10.149)

## 10. Activos disponíveis para venda

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, o detalhe dos valores registados nesta rubrica referem-se às seguintes entidades:

### Detalhe do valor por entidade

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	% detida	2009	2008
Red Relectrica de España S.A. (REE)	1,00%	52.551	48.733
Enagás S.A. (Enagás)	1,00%	36.835	37.157
		89.386	85.890

O investimento efectuado no capital destas empresas resultou da troca de participações estratégicas com as empresas congéneres de transporte de electricidade e gás para o mercado espanhol. O investimento na REE foi adquirido no final do 2º semestre de 2007 e o investimento na Enagás no 1º semestre de 2008.

Uma vez que as entidades acima identificadas são cotadas em bolsa ("IBEX 35"), a determinação do justo valor foi efectuada com base na cotação referente às datas de reporte, tendo sido registadas as seguintes variações no quade justo valor no exercício findo a 31 de Dezembro (ver tabela seguinte).

A REE é a entidade responsável pela gestão da rede eléctrica em Espanha. A Empresa adquiriu 1% de acções da REE como parte de um acordo firmado entre os governos de Portugal e Espanha. A REE está listada na Euronext – Espanha e o activo financeiro

### Variações de justo valor

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	REE	Enagás	Total
<b>2008</b>			
Saldo a 1 de Janeiro	58.534	-	58.534
Custo de aquisição	-	43.195	43.195
Valorização para o justo valor	(9.801)	(6.037)	(15.838)
Saldo a 31 de Dezembro	48.733	37.157	85.890
<b>2009</b>			
Saldo a 1 de Janeiro	48.733	37.157	85.890
Valorização para o justo valor	3.818	(322)	3.496
Saldo a 31 de Dezembro	52.551	36.835	89.386

foi registado na data do balanço de acordo com a cotação a 30 de Dezembro de 2009, o que resultou numa valorização de justo valor de 3.818 milhares de euros.

A Enagás é a entidade responsável pelo transporte e gestão do sistema de gás natural em Espanha. A Empresa adquiriu 1% das acções da Enagás como parte de um acordo de parceria estratégica, tendo o activo sido registado de acordo com a cotação de 30 de Dezembro de 2009, de que resultou uma perda de 322 milhares de euros.

Os ajustamentos ao justo valor dos activos financeiros disponíveis para venda, estão acumulados e reflectidos no capital próprio, na reserva de justo valor (Nota 16).

**Detalhe do valor por entidade**

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Ajustamento de justo valor	
Varição justo valor	(3.743)	(7.238)
Impacto do imposto diferido	496	959
Ajustamento líquido em capital	(3.247)	(6.279)

No decorrer do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a REE e a Enagás distribuíram dividendos nos montantes de 1.732 e 1.554 milhares de euros, respectivamente. Estes montantes foram reconhecidos na demonstração de resultados, na rubrica "Dividendos de empresas participadas".

**11. Outras contas a receber**

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, o detalhe da rubrica de "Outras contas a receber" é o seguinte:

**Outras contas a receber**

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009			2008		
	Corrente	Não Corrente	Total	Corrente	Não Corrente	Total
Empresas do grupo						
Suprimentos i)	44.082	1.234.113	1.278.195	1.059.909	220.020	1.279.929
Gestão de tesouraria ii)	386.631	-	386.631	21.137	-	21.137
RETGS iii)	64.362	-	64.362	99.523	-	99.523
Outros devedores - Grupo	2.039	-	2.039	1.882	-	1.882
Estado out. entes públicos	24.998	-	24.998	3	-	3
Outros devedores	13	-	13	10	-	10
Acréscimos e diferimentos						
Acréscimos de proveitos iv)	4.244	-	4.244	9.926	-	9.926
Custos diferidos	135	-	135	63	-	63
Total	526.504	1.234.113	1.760.617	1.192.454	220.020	1.412.474

i) Os suprimentos concedidos à data de 31 de Dez. de 2009 e 2008, referem-se às seguintes entidades:

**Suprimentos concedidos**

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

Entidade	2009	2008
REN - Rede Eléctrica Nacional S.A.	1.050.000	993.000
REN Gasodutos S.A.	204.507	264.363
REN Atlântico S.A.	23.688	22.567
	1.278.195	1.279.929

Estes empréstimos vencem juros à taxa Euribor a 3 meses acrescidos de um spread de 0,5% (REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.), Euribor a 6 meses acrescidos de um spread de 3% (REN Atlântico, S.A.) e taxa de juro definida pelo BEI (REN Gasodutos, S.A.).

ii) Gestão de tesouraria

No exercício de 2008, a REN SGPS e a suas subsidiárias estabeleceram um Acordo Quadro de Gestão Centralizada de Tesouraria no qual compete à REN SGPS a coordenação, centralização e conjugação dos défices e excedentes de tesouraria do Grupo REN.

Os juros são calculados dia a dia sobre o capital efectivamente utilizado e pagos mensal e postecipadamente, com excepção (eventualmente) do primeiro e último período de contagem de juros que poderão ter duração inferior.

iii) RETGS

As empresas do grupo REN pertencem ao Regime especial de tributação do Grupo de Sociedades ("RETGS"), em sede de IRC. Em consequência, a

estimativa de imposto sobre o rendimento, as retenções efectuadas por terceiros e os pagamentos por conta são registados no balanço como contas a pagar e a receber da REN SGPS conforme os movimentos efectuados pelas suas subsidiárias.

iv) O montante registado em acréscimos de proveitos, refere-se à especialização dos juros a receber dos suprimentos concedidos às respectivas subsidiárias.

## 12. Instrumentos financeiros derivados

Em 31 de Dezembro de 2009, a REN SGPS tinha os seguintes instrumentos financeiros derivados contratados:

### Instrumentos financeiros derivados contratados

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009		2008	
	Activos	Passivos	Activos	Passivos
Swaps taxa de juro não corrente	-	10.149	-	-
Swaps taxa de juro Corrente	-	-	876	-
	-	10.149	876	-

O valor reconhecido em *Swaps* de taxa de juro refere-se aos 4 contratos *swap* de taxa de juro, contratados pela REN SGPS com o objectivo de reduzir o risco a que se encontra exposta a sua emissão obrigacionista.

As principais características dos *swaps* de taxa de juro contratados com instituições financeiras são como se segue:

### Principais características dos *swaps* de taxa de juro contratado

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

Valor de referência	Períodos de liquidação de juros	Recebimento REN	Pagamento REN	Data de Vencimento	Justo valor Dez 2009
200.000	- a pagar: 16 de Abr liquidação anual de juros - a receber: 16 de cada mês liquidação mensal de juros:	Euribor 1	1,68%	Abr 2011	(3.927)
10.000.000.000 JPY 72.899	- a pagar: 26 de Jun e Dez liquidação semestral de juros - a receber: 26 de Jun e Dez liquidação semestral de juros	2,71%	5,64% (anual) até Jun 2019 a Euribor 6M +190 b.p. desde essa data até à maturidade	Jun 2024	(4.083)
50.000	- a pagar: 5 Fev, Mai, Ago e Nov liquidação trimestral de juros - a receber: 5 Fev, Mai, Ago e Nov liquidação trimestral de juros	Euribor 3M	2,19%	Mai 2012	(576)
134.000	- a pagar: 15 Mar, Jun, Set e Dez liquidação trimestral de juros - a receber: 15 Mar, Jun, Set e Dez liquidação trimestral de juros	Euribor 3M	2,28%	Jun 2012	(1.563)
				Total	(10.148)

Estão incluídos nos valores apresentados os juros a receber ou a pagar vencidos à data de 31 de Dezembro de 2009, relativos a estes instrumentos financeiros, no montante líquido a pagar de 2.594 milhares de euros.



## 13. Caixa e equivalentes de caixa

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, o detalhe de “Caixa e equivalentes de caixa” é o seguinte:

### Caixa e equivalentes de caixa

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Depósitos bancários	3.439	105
Outras disponibilidades	-	7.473
	3.439	7.578

O detalhe do montante considerado como saldo final na rubrica de “Caixa e equivalentes de caixa” para efeitos da elaboração da demonstração de fluxos de caixa consolidados para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 é como segue:

### Saldo final de Caixa e equivalentes de caixa

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Descobertos bancários	(444)	(185)
Depósitos bancários	3.439	105
Outras disponibilidades	-	7.473
	2.995	7.393

No decurso do exercício de 2009, a Empresa reclassificou o montante de 7.276 milhares de Euros, para a rubrica de “Outros investimentos financeiros”. Este montante corresponde ao investimento financeiro da Empresa no fundo fechado “Luso Carbon Fund”, tendo como prazo de maturidade 10 anos.

## 14. Capital social

Em 31 de Dezembro de 2009, o capital social da REN SGPS, encontra-se totalmente subscrito e realizado, sendo representado por 534.000.000 acções com o valor nominal de 1 euro cada. A REN adquiriu, durante o ano de 2009, 1.382.672 acções próprias, correspondendo a 0,2589% do capital da REN SGPS. Em 31 de Dezembro de 2009 a REN SGPS detinha as seguintes acções próprias em carteira:

### Acções próprias em carteira

	Nº. de acções	% Capital social	Valor
Acções próprias	3.881.374	0,7268%	(10.728)

## 15. Outras reservas e resultados acumulados

As rubricas “Outras reservas” e “Resultados acumulados” registaram os seguintes movimentos durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2009:

### Movimentos durante o exercício findo a 31 Dezembro 2009

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Distribuível aos accionistas					Total
	Reservas legais	Reserva Justo valor	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	
a 1 de Janeiro de 2009	67.221	(6.279)	103.218	161.061	(1.513)	323.708
Ganhos/(perdas) justo valor	-	3.032	(5.554)	-	-	(2.522)
Ganhos/(perdas) acumuladas reconhecidos em capital	67.221	(3.247)	97.664	161.061	(1.513)	321.186
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	144.494	144.494
Distribuição de dividendos	-	-	-	(88.110)	-	(88.110)
Transf. para resultados acumulados	-	-	-	(1.056)	1.513	457
A 31 de Dezembro de 2009	67.221	(3.247)	97.664	71.895	144.494	378.027

As rubricas “Outras reservas” e “Resultados acumulados” registaram os seguintes movimentos durante o exercício findo em 31 de Dezembro de 2008:

### Movimentos durante o exercício findo a 31 Dezembro 2008

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Distribuível aos accionistas					Total
	Reservas legais	Reserva Justo valor	Outras reservas	Resultados acumulados	Resultado exercício	
a 1 de Janeiro de 2008	61.137	7.460	83.993	242.672	30.740	426.002
Ganhos/(perdas) justo valor	-	(13.739)	-	-	-	(13.739)
Ganhos/(perdas) acumuladas reconhecidos em capital	61.137	(6.279)	83.993	242.672	30.740	412.263
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	(1.513)	(1.513)
Distribuição de dividendos	-	-	-	(87.042)	-	(87.042)
Transf. para resultados acumulados	6.084	-	19.225	5.431	(30.740)	-
A 31 de Dezembro de 2008	67.221	(6.279)	103.218	161.061	(1.513)	323.708

A Reserva Legal não está ainda totalmente constituída nos termos da lei (20% do capital social), pelo que um mínimo de 5% dos resultados é destinado à sua dotação. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do Capital Social.

As outras reservas referem-se a reservas livres cuja constituição foi decidida pelos accionistas, nas assembleias de aprovação dos resultados líquidos do exercício e podem ser utilizadas pelos accionistas livremente.

## 16. Empréstimos

A alocação dos empréstimos entre corrente e não corrente, no exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, é como segue:

### Detalhe dos empréstimos corrente e não correntes

#### Detalhe dos empréstimos correntes e não correntes

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009			2008		
	Corrente	Não corrente	Total	Corrente	Não corrente	Total
Papel comercial	400.000	155.000	555.000	449.000	200.000	649.000
Empréstimos obrigacionistas	-	922.899	922.899	-	500.000	500.000
Empréstimos bancários	34.916	494.591	529.507	39.520	454.507	494.027
Descobertos bancário	444	-	444	185	-	185
	435.360	1.572.490	2.007.851	488.705	1.154.507	1.643.213
Locações financeiras	63	97	160	99	161	260
Acréscimos e diferimentos activos	5.653	-	5.653	6.439	-	6.439
Acréscimos e diferimentos passivos	4.345	654	4.999	(3.853)	-	(3.853)
	445.421	1.573.241	2.018.662	491.391	1.154.668	1.646.059

A REN SGPS é subscritora de sete programas de papel comercial no valor de 925.000 milhares de euros, estando utilizados 555.000 milhares de euros em 31 de Dezembro de 2009.

Em 2009 foram efectuadas as seguintes operações ao abrigo do Programa de emissões obrigacionistas EMTN da REN SGPS:

- Em Fevereiro, foi reaberta a emissão obrigacionista inaugural da REN SGPS realizada em Dezembro de 2008 para serem emitidos mais 300.000 milhares de euros, fungíveis com a emissão inicial, elevando o montante total para 800.000 milhares de euros;
- Em Abril, foi realizado um empréstimo obrigacionista por subscrição particular (*private placement*) no valor de 50.000 milhares de euros com vencimento em Dezembro de 2013;
- Em Junho, foi emitido um empréstimo obrigacionista (*private placement*) de 10 mil milhões de ienes (72.899 milhares de euros) em 15 anos por subscrição particular no mercado japonês.

Os empréstimos bancários não têm como garantia real os activos da REN SGPS. Todos os empréstimos estão negociados em euros.

No final do exercício de 2009, a REN SGPS possuía ainda as seguintes linhas de crédito contratadas e não utilizadas.

#### Linhas de crédito contratadas e não utilizadas

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Taxas de juro variáveis:		
Curto prazo	70.000	120.386
Médio/Longo prazo	-	-
	70.000	120.386

As linhas de crédito com vencimento até 1 ano são renováveis, de forma automática, anual ou trimestralmente. As linhas de crédito com vencimento após 1 ano não têm limite definido.

#### Empréstimos

Exposição dos empréstimos da Empresa às alterações das taxas de juro nos períodos contratuais de fixação de taxas:

## Exposição dos empréstimos

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Até 6 meses	527.503	1.147.550
6 a 12 meses	34.375	-
1 a 5 anos	1.394.120	-
Superior a 5 anos	51.408	500.000
	2.007.406	1.647.550

As taxas de juro efectivas, à data do balanço eram as seguintes:

## Taxas de juro à data do balanço

	2009	2008
Depósitos bancários	3,86%	5,19%
Empréstimos e papel comercial	2,24%	4,80%

O valor contabilístico e o justo valor dos empréstimos são como segue:

## Valor contabilístico e justo valor

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	Valor contabilístico	
	2009	2008
Papel comercial	555.000	649.000
Empréstimos bancários	529.507	494.027
Empréstimos obrigacionistas	922.899	500.000
Descobertos bancários	444	185
	2.007.851	1.643.212

	Justo valor	
	2009	2008
Papel comercial	555.106	647.844
Empréstimos bancários	517.258	462.316
Empréstimos obrigacionistas	937.339	499.576
Descobertos bancários	444	185
	2.010.147	1.609.921

O justo valor é calculado pelo método dos "cash flows" descontados, utilizando a taxa de desconto, da data do balanço, de acordo com as características de cada empréstimo. Uma vez que todos os empréstimos são negociados a taxas de juro variáveis, o justo valor dos empréstimos não difere de forma material ao valor contabilístico dos mesmos em 31 de Dezembro de 2009.

## 17. Fornecedores e outras contas a pagar

A composição da rubrica de "Fornecedores e outras contas a pagar", em 31 de Dezembro de 2009 é como segue:

### Composição

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Fornecedores e outros credores	537	1.608
Empresas do grupo		
Gestão de tesouraria a)	-	14.350
RETGS b)	33.972	4.228
Fornecedores - Grupo	101	7
Outros credores - Grupo	530	287
Estado e outros entes públicos	306	219
Acréscimos de custos		
Férias e Sub de férias	164	399
Outros	858	104
Total	36.468	21.201

i) Gestão de tesouraria

No exercício de 2008 a REN SGPS e a suas subsidiárias estabeleceram um Acordo Quadro de Gestão Centralizada de Tesouraria no qual competirá à REN SGPS a coordenação, centralização e conjugação de défices e excedentes de tesouraria do Grupo.

Os juros são calculados dia a dia sobre o capital efectivamente utilizado e pagos mensal e postecipadamente, com excepção (eventualmente) do primeiro e último período de contagem de juros que poderão ter duração inferior.

ii) RETGS

As empresas do grupo REN pertencem ao Regime especial de tributação do Grupo de Sociedades ("RETGS"), em sede de IRC. Em consequência, a estimativa de imposto sobre o rendimento, as retenções efectuadas por terceiros e os pagamentos por conta são registados no balanço como contas a pagar e a receber da REN SGPS conforme os movimentos efectuados pelas suas subsidiárias.

## 18. Fornecimentos e serviços externos

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, o detalhe dos custos incorridos com fornecimentos e serviços externos é como segue:



## Detalhe dos custos incorridos

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Custos com trabalhos especializados	1.743	1.589
Custos de serviços prestados por subsidiárias	1.063	785
Custos com publicidade	965	1.428
Outros serviços comuns	327	536
Outros (inferiores a 1.000 milhares de Euros)	676	635
Fornecimentos e serviços externos	4.773	4.973

## 19. Outros custos e proveitos operacionais

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, o detalhe dos outros custos e proveitos operacionais é como se segue:

### Outros custos e proveitos operacionais

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Outros custos operacionais		
Donativos	1.432	816
Quotizações	145	109
Impostos	107	62
Outros custos	17	15
	1.701	1.002

### Outros proveitos operacionais

Ganhos em investimento financeiro - dividendos recebidos		
REN - Rede Eléctrica Nacional S.A.	95.228	
REN Gasodutos S.A.	49.419	
REN Armazenagem S.A.	7.675	
REN Trading S.A.	5.714	
Outras (inferiores a 1.000 milhares de Euros)	687	2.329
Outros proveitos	5	29
	158.728	2.358

A REN SGPS, tem por actividade exclusiva a gestão de participações sociais, sendo que os seus rendimentos estão associados à própria gestão e aos resultados gerados pelas subsidiárias que controla. No decorrer de 2009 a Empresa recebeu dividendos relativos ao exercício de 2007 e 2008, razão pela qual o montante dos proveitos acima apresentados não é comparável com o exercício findo em 31 de Dezembro de 2008.

## 20. Custos de financiamento e proveitos financeiros

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, o detalhe dos custos e proveitos financeiros é como segue:

### Custos de financiamento e proveitos financeiros

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Custos de financiamento		
Juros de emissões com empréstimos obrigacionistas	49.193	1.857
Outros empréstimos	15.481	5.661
Juros de emissões de papel comercial	11.900	51.248
Juros de gestão centralizada de tesouraria	203	671
Outros custos financeiros	670	2.250
	77.447	61.687

### Proveitos financeiros

Juros de suprimentos	53.288	50.492
Ganhos em instrumentos financeiros derivados	4.919	3.768
Juros de gestão centralizada de tesouraria	2.721	288
Juros de depósitos	15	3.309
Justo valor swaps	-	876
Outros proveitos financeiros	165	69
	61.109	58.802

O aumento dos custos de financiamento com juros e encargos financeiros relativo a emissões obrigacionistas deriva das emissões obrigacionistas efectuadas em 2009 e no âmbito do Programa EMTN, as quais em 2008 apenas foram efectuadas no último trimestre.

## 21. Imposto sobre o rendimento

O imposto sobre o rendimento calculado para o período findo em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, inclui o imposto corrente e o imposto diferido, como segue:

### Imposto sobre o rendimento

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Imposto corrente	(386)	(12)
Imposto diferido (Nota 8)	1.457	(232)
Impostos sobre o rendimento	1.071	(244)

A reconciliação do montante de imposto calculado à taxa nominal e o imposto reconhecido na demonstração dos resultados é conforme segue:

### Reconciliação e imposto reconhecido

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	<b>2009</b>	<b>2008</b>
Resultado antes de imposto	143.423	(1.269)
Taxa nominal de imposto sobre rendimento	26,5%	26,5%
	38.007	(336)
Custos não dedutíveis (provisões, encargos financeiros, outros)	5.092	-
Prejuízos gerados s/ imposto diferido	(1.251)	1.318
Rendimentos não tributáveis - dividendos	(42.932)	(749)
Tributação autónoma	13	12
	(1.071)	244
Imposto corrente	386	12
Imposto diferido	(1.457)	232
Total	(1.071)	244

## 22. Resultado por acção

Os resultados por acção dos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, foram calculados como segue:

### Resultado por acção

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

		<b>2009</b>	<b>2008</b>
Resultado líquido do exercício	(1)	144.494	(1.513)
Nº. de acções ordinárias em circulação no período		534.000.000	534.000.000
Efeito das acções próprias		3.166.532	477.322
	(3)	530.833.468	533.522.678
Resultado básico por acção	(1)(3)	0,2722	-0,0028
Resultado líquido por acção diluído	(1)(3)	0,2722	-0,0028

Em 31 de Dezembro de 2009 e 2008, não existiram quaisquer efeitos diluitivos com impacto no resultado líquido por acção.

## 23. Dividendos por acção

Por deliberação da Assembleia Geral de Accionistas de 30 de Março de 2009 foi aprovada a distribuição de 88.110 milhares de Euros a título de dividendos relativos ao exercício de 2008, os quais foram liquidados em Abril de 2009.

## 24. Responsabilidades não reflectidas no Balanço

A 31 de Dezembro de 2009 e 2008 a REN SGPS tem prestadas a terceiros as seguintes garantias bancárias:

### Garantias bancárias a terceiros

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

Beneficiário	Objecto	Início	2009	2008
Direcção Geral de Geologia e Energia	Concessão das actividades do transporte de gás	25.09-2006	10.000	10.000
BEI	Empréstimos mutuários	26-09-2006	204.589	369.581
			214.589	379.581

## 25. Transacções com entidades relacionadas

Em 31 de Dezembro de 2009, a REN SGPS era detida maioritariamente pela Capitalpor.

### Transacções com entidades relacionadas

	Acções	%
Capitalpor Portuguesa SGPS, S.A.	245.645.340	46,00%
Logoenergia, SGPS, S.A.	44.875.950	8,4%
Gestfin, SGPS, S.A.	27.471.645	5,14%
EDP - Energias de Portugal, S.A.	26.694.578	5,00%
Párpública	20.826.000	3,90%
Oliren, SGPS, S.A.	26.700.000	5,00%
Red Eléctrica Corporation, S.A.	26.700.000	5,00%
CGD	6.408.000	1,20%
Free Float	108.678.487	20,35%
	534.000.000	100,00%

A lista das entidades relacionadas é como segue:

### Entidades relacionadas

#### Accionistas

Grupo EDP
EDP - Energias de Portugal, S.A.
Grupo CGD
Caixa Geral de Depósitos
Caixa BI

#### Empresas do Grupo

REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
REN Trading, S.A.
REN Gasodutos, S.A.
REN Armazenagem, S.A.
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.
RENTELECOM - Comunicações, S.A.
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia, S.A.
REN Serviços, S.A.
OMIClear - Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.

#### Join Ventures

Gasoduto Campo MAior - Leiria - Braga, S.A.
Gasoduto Braga - TUV, S.A.

## 25.1 Proveitos – Empresas do Grupo

Durante o exercício, a Empresa efectuou as seguintes transacções com aquelas Empresas do grupo e com accionistas:

### Prestações e Proveitos

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
<b>Prestações de serviços</b>		
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	5.757	5.469
REN Trading, S.A.	102	98
REN Serviços. S.A.	1.425	1.371
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	34	33
REN Gasodutos, S.A.	1.987	1.890
REN Armazenagem, S.A.	149	141
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	509	484
	9.963	9.485

### Proveitos financeiros - juros de suprimento e gestão de tesouraria

REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	47.287	42.734
REN Serviços. S.A.	30	7
REN Gasodutos, S.A.	6.476	6.355
REN Armazenagem, S.A.	95	-
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	1.099	1.684
REN Trading, S.A.	1.023	-
	56.010	50.779

### Custos - Empresas do Grupo

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
<b>Compras de serviços e pessoal</b>		
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	574	346
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	35	-
REN Trading, S.A.	-	643
REN Serviços. S.A.	636	536
	1.245	1.526

### Custos de financiamento - juros gestão de tesouraria

REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	17	28
REN Gasodutos, S.A.	19	-
REN Armazenagem, S.A.	5	-
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	44	-
REN Serviços. S.A.	0	-
REN Trading, S.A.	116	643
	203	671

## 25.2 Compras de serviços – Accionistas

### Compras de serviços

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Juros de papel comercial - CGD	737	5.159
Comissões de empréstimos - CGD	197	109
	934	5.268

## 25.3 Remunerações do Conselho de Administração

O Conselho de Administração da REN foi considerado de acordo com a IAS 24 como sendo os únicos elementos “chave” da gestão da Empresa. Durante o período findo em 31 de Dezembro de 2009, as remunerações auferidas pelo Conselho de Administração da REN foram as seguintes:

### Remunerações do Conselho de Administração

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
Salários e outros benefícios de curto prazo	2.871	3.205
	2.871	3.205

Não existem empréstimos concedidos aos membros do Conselho de Administração.

## 25.4 Saldos com partes relacionadas – Empresas do Grupo

No final do período findo em 31 de Dezembro de 2009, os saldos resultantes de transacções efectuadas com partes relacionadas são como segue:

### Outras contas a receber

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	4.996	110.806
REN Trading, S.A.	156	15
REN Serviços. S.A.	186	782
REN Gasodutos, S.A.	840	10.440
REN Armazenagem, S.A.	42	33
REN Atlântico, Terminal de GNL, S.A.	114	421
OMIClear - Soc. de Comp. de Mer. de Energia, S.A. (33)	-	-
OMIP - Ope. do Mercado Ibérico de Energia, S.A.(69)	-	3
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	49	41
	6.281	122.542



## Fornecedores e outras contas a pagar

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	(515)	(71)
REN Serviços, S.A.	(101)	(87)
RENTELECOM - Comunicações, S.A.	(15)	-
OMIP - Ope. do Mercado Ibérico de Energia, S.A.	-	(44)
OMIClear - Soc. de Comp. de Mer. de Energia, S.A.	-	(33)
REN Trading, S.A.	-	(18.373)
REN Gasodutos, S.A.	-	(24)
REN Armazenagem, S.A.	-	(239)
	(631)	(18.871)

## 25.5 Saldos com partes relacionadas – Accionistas

### Partes relacionadas - credores

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

	2009	2008
CGD - Empréstimos (papel comercial)	100.000	-
	100.000	-

## 26. Provisões para outros riscos e encargos

O movimento das provisões para Outros riscos e encargos é como segue:

### Partes relacionadas com credores

(Montantes expressos em milhares de euros - mEuros)

<b>Saldo em 1 de Janeiro de 2009</b>	-	-
Provisão de Seguro de Vida	1	-
Provisão para impostos	981	-
<b>Saldo em 31 de Dezembro</b>	<b>982</b>	<b>0</b>

O montante registado na rubrica de provisões para impostos resulta de uma liquidação adicional de um imposto em sede de IRC e IVA relativo a exercício de 2006, recebida no final do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009.

## 27. Outros assuntos

### 27.1 Diferendo com a GALP Energia, SGPS, S.A.

De acordo com os contratos celebrados entre as partes, a aquisição dos activos regulados de gás natural ocorreu em Setembro de 2006, tendo a REN pago à GALP um preço base global no montante de 526.255 milhares de euros. O referido preço base estava contratualmente sujeito a um mecanismo de ajustamento através do recurso a avaliações realizadas por três bancos internacionais de primeira ordem, após a entrada em vigor do novo quadro regulatório do sector do gás natural. Nos termos do referido mecanismo de ajustamento, o preço final dos activos regulados do sector do gás natural corresponde à média aritmética das três avaliações realizadas pelos bancos avaliadores, salvo se qualquer uma das avaliações diferisse em mais de 20% em relação à média das três, caso em que essa avaliação seria desconsiderada.

Em Junho de 2007, os três bancos avaliadores produziram os respectivos relatórios de avaliação. Nenhuma das avaliações se afastou da média em mais do que 20%. Tendo em conta a média aritmética das três avaliações, o montante que entretanto havia sido já pago pela REN e os encargos financeiros contratualmente acordados, o ajustamento do preço da compra e venda dos activos regulados foi fixado em 24.026 milhares de euros, montante esse que a REN pagou à GALP no início de Julho de 2007. Através de carta datada de 9 de Junho de 2008, a REN, nos termos dos contratos celebrados entre as partes, foi notificada da intenção das demandantes em promoverem a constituição de um tribunal arbitral destinado a dirimir a divergência suscitada por aquelas quanto ao montante do ajustamento do preço dos activos regulados resultante das avaliações realizadas pelos três bancos avaliadores.

Entretanto, foi constituído o respectivo Tribunal Arbitral e, em 20 de Novembro de 2008, a GALP apresentou a sua petição inicial. Em síntese, a GALP alegava que a avaliação realizada por um dos bancos não se realizou de acordo com os critérios contratualmente estabelecidos, devendo por isso ser desconsiderada para efeitos de cálculo do ajustamento do preço da compra e venda dos activos regulados. A GALP alegava ainda que as avaliações realizadas pelos outros dois bancos cometeram certos erros técnicos que deveriam ser corrigidos pelo Tribunal Arbitral.

A GALP pedia que a REN fosse condenada no pagamento de 40.698 milhares de euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 4.034 milhares de euros e juros vincendos até integral pagamento.

Subsidiariamente, a GALP pedia que a REN fosse a condenada no pagamento de 26.865 milhares de euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 2.663 milhares de euros e juros vincendos até integral pagamento. Subsidiariamente, a GALP pedia que a REN fosse condenada no pagamento de 12.233 milhares de euros, acrescidos de juros vencidos no montante de 1.212 milhares de euros e juros vincendos até integral pagamento.

Em Janeiro de 2009, a REN apresentou a sua contestação. Em síntese, a REN sustentava que, nos termos legais e contratuais aplicáveis ao caso, as avaliações realizadas pelos bancos avaliadores não são sindicáveis nos termos pretendidos pela GALP, nomeadamente tendo em conta que nenhuma das avaliações difere em mais de 20% da média das três avaliações. A REN sustentava ainda que a avaliação posta em causa pela GALP cumpre integralmente os critérios contratualmente estabelecidos não existindo fundamento para que a mesma seja desconsiderada. No dia 18 de Dezembro de 2009, a REN foi notificada do Acórdão Arbitral que julgou a acção arbitral movida pela GALP – Gás Natural, S.A., GDP – Gás de Portugal, SGPS, S.A. e GALP Energia, SGPS, S.A. (em conjunto designadas “GALP”) totalmente improcedente, absolvendo a REN de todos os pedidos formulados pela GALP.

### **27.2 Diferendo com a Amorim Energia B.V.**

Em 19 de Dezembro de 2007, a REN foi notificada da apresentação junto da Câmara de Comércio Internacional de um requerimento de arbitragem pela Amorim Energia BV contra a REN, no qual é imputada à REN a violação de obrigações emergentes ou relacionadas com o “Shareholders Agreement relating to GALP ENERGIA, SGPS, S.A.” (“Acordo Parassocial”) celebrado em 29 de Dezembro de 2005 entre a REN, a AMORIM e a ENI PORTUGAL INVESTMENT, S.p.A. O local da arbitragem é Paris, França.

Em síntese, a Amorim Energia B.V. alega que os actos ilícitos supostamente praticados pela REN lhe causaram um dano no montante dos dividendos distribuídos pela GALP relativamente aos lucros de 2005 e recebidos pela REN em Julho de 2006 na qualidade de accionista da GALP (Euros 40.670 milhares de euros – “Dividendos”). Subsidiariamente, a Amorim Energia BV pede uma indemnização no montante recebido pela REN em resultado de um mecanismo de actualização constante do Acordo Parassocial consistente na aplicação da taxa Euribor a 3 meses sobre o preço a pagar pela Amorim Energia BV pela sua participação social na GALP (Euros 20.645 milhares de euros). A Amorim Energia

BV pede ainda a condenação da REN no pagamento de juros de mora à taxa legal contados desde a apresentação do requerimento de arbitragem até integral pagamento das quantias reclamadas ou num ajustamento em função da taxa de inflação desde 12 de Setembro de 2006 até integral pagamento das quantias reclamadas.

É, no entanto, necessário notar que, durante o ano de 2006, REN e Amorim Energia BV mantiveram um diferendo quanto a saber a quem pertencia o valor correspondente aos dividendos à luz das disposições do Acordo Parassocial. Em 15 de Junho de 2007, o Tribunal Arbitral especialmente constituído para o efeito por acordo das partes proferiu acórdão julgando totalmente improcedente a acção movida pela Amorim Energia BV e reconhecendo o direito da REN a manter os referidos 40.670 milhares de euros não os deduzindo ao preço recebido pela venda das acções representativas de 18,3% do capital social da GALP. O acórdão arbitral é final e transitou em julgado.

A REN contestou a jurisdição de um Tribunal Arbitral a funcionar sob a égide da CCI para apreciar qualquer dos pedidos formulados pela Amorim Energia BV, tendo também sustentado a inadmissibilidade dos pedidos formulados pela Amorim Energia BV, nomeadamente em virtude de renúncia e/ou violação do caso julgado do acórdão arbitral proferido em Lisboa a 15 de Junho de 2007 e, em qualquer caso, se o Tribunal entender pronunciar-se sobre o mérito do Requerimento de Arbitragem, defendeu a sua improcedência total por falta de fundamento.

O Tribunal Arbitral encontra-se constituído e, em Junho de 2008, a Acta de Missão/Termos de Referência foram assinados pelos membros do Tribunal e pelos representantes das partes. Após a apresentação dos articulados, a audiência de julgamento realizou-se no início de Fevereiro de 2009. O Tribunal Arbitral proferirá uma decisão sobre a sua jurisdição e sobre a admissibilidade dos pedidos formulados pela Amorim Energia. Caso entenda possuir jurisdição, o Tribunal pronunciar-se-á sobre o mérito desses pedidos. Aguarda-se a notificação do Acórdão Arbitral.

É entendimento da REN que o referido procedimento arbitral não determina a existência de uma obrigação presente, na medida em que é (pelo menos) mais provável que não implique o reconhecimento ou constituição de qualquer obrigação para a REN face à Amorim Energia BV relativamente aos pedidos formulados do que a situação inversa (a de procedência total ou parcial da acção arbitral).





# Relatórios e pareceres



# Documentos de certificação das contas

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA ELABORADO  
POR AUDITOR REGISTADO NA CMVM SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

## INTRODUÇÃO

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada contida no Relatório e Contas Consolidadas e nas demonstrações financeiras consolidadas anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, da **REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, as quais compreendem: as Demonstrações consolidadas da posição financeira em 31 de Dezembro de 2009 (que evidencia um total de 4.294.113 milhares de euros e um total de capital próprio de 996.599 milhares de euros, o qual inclui interesses minoritários de 514 milhares de euros e um resultado líquido consolidado de 134.047 milhares de euros), as Demonstrações consolidadas dos resultados do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, as Demonstrações consolidadas do rendimento integral, as Demonstrações consolidadas das alterações no capital próprio e as Demonstrações consolidadas dos fluxos de caixa do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras consolidadas de Dezembro de 2009.

## RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração:

a) a preparação do Relatório e Contas Consolidadas e de demonstrações financeiras consolidadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o rendimento integral, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados;

b) a informação financeira histórica, que seja preparada de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários;

c) a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados;

d) a manutenção de sistemas de controlo interno apropriados; e

e) a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a actividade do conjunto das empresas incluídas na consolidação, a sua posição financeira ou resultados.

3. A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

## ÂMBITO

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que o mesmo seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras consolidadas estão isentas de distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu:

- a verificação de as demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação terem sido apropriadamente examinadas e, para os casos significativos em que o não tenham sido, a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e divulgações nelas constantes e a avaliação das estimativas,

baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação;

- a verificação das operações de consolidação;

- a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias;

- a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade;

- a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras consolidadas; e

- a apreciação se a informação financeira consolidada é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

5. O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira consolidada constante do Relatório e Contas Consolidadas com os restantes documentos de prestação de contas.

6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

## **OPINIÃO**

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras consolidadas apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira consolidada da **REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, em 31 de Dezembro de 2009, o rendimento integral, o resultado consolidado das suas operações e os fluxos de caixa consolidados no exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 26 de Fevereiro de 2010

### **J. MONTEIRO & ASSOCIADOS**

**Sociedade de Revisores Oficiais de Contas, Lda.**

Inscrita na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários sob o n.º 9155

Representada por:

José Manuel Carlos Monteiro

CERTIFICAÇÃO LEGAL DAS CONTAS E RELATÓRIO DE AUDITORIA ELABORADO  
POR AUDITOR REGISTADO NA CMVM SOBRE A INFORMAÇÃO FINANCEIRA INDIVIDUAL

## INTRODUÇÃO

1. Nos termos da legislação aplicável, apresentamos a Certificação Legal das Contas e Relatório de Auditoria sobre a informação financeira individual contida no Relatório de Gestão e nas demonstrações financeiras separadas anexas do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009 da **REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, as quais compreendem: Demonstração da posição financeira em 31 de Dezembro de 2009, (que evidencia um total de 2.967.560 milhares de euros e um total de capital próprio de 901.299 milhares de euros, incluindo um resultado líquido de 144.494 milhares de euros), a Demonstração dos resultados do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a Demonstração do rendimento integral do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a Demonstração das alterações no capital próprio do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a Demonstração dos fluxos de caixa do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras separadas.

## RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração:

- a preparação do Relatório de Gestão e de demonstrações financeiras separadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da Empresa, o rendimento integral, os rendimentos e gastos reconhecidos no exercício, o resultado das suas operações e os fluxos de caixa;
- a informação financeira histórica, que seja preparada de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e que seja completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários;
- a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados;
- a manutenção de um sistema de controlo interno apropriado; e
- a informação de qualquer facto relevante que tenha influenciado a sua actividade, posição financeira ou resultados.

3. A nossa responsabilidade consiste em verificar a informação financeira contida nos documentos de prestação de contas acima referidos, designadamente sobre se é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita, conforme exigido pelo Código dos Valores Mobiliários, competindo-nos emitir um relatório profissional e independente baseado no nosso exame.

## ÂMBITO

4. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão/Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que o mesmo seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras estão isentas de distorções materialmente relevantes. Para tanto o referido exame incluiu:

- a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e divulgações constantes das demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação;
- a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias;
- a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade;

- a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras; e
- a apreciação se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

5. O nosso exame abrangeu ainda a verificação da concordância da informação financeira constante do relatório de gestão com os restantes documentos de prestação de contas.

6. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

## **OPINIÃO**

7. Em nossa opinião, as referidas demonstrações financeiras apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira da **REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.**, em 31 de Dezembro de 2009, o resultado das suas operações, o rendimento integral, as alterações nos seus capitais próprios e os fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) tal como adoptadas na União Europeia e a informação nelas constante é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita.

Lisboa, 26 de Fevereiro de 2010

### **J. MONTEIRO & ASSOCIADOS**

**Sociedade de Revisores Oficiais de Contas, Lda.**

Inscrita na Comissão do Mercado de Valores Mobiliários sob o n.º 9155

Representada por:

José Manuel Carlos Monteiro



# Relatórios de auditoria sobre a informação financeira

## RELATÓRIO DE AUDITORIA CONTAS CONSOLIDADAS

### INTRODUÇÃO

1. Examinamos as demonstrações financeiras consolidadas anexas da REN - Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. ("Empresa") e subsidiárias ("Grupo"), as quais compreendem a Demonstração da Posição Financeira Consolidada em 31 de Dezembro de 2009 que evidencia um total de 4.294.113 milhares de Euros e capitais próprios de 996.599 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido consolidado de 134.047 milhares de Euros, as Demonstrações Consolidadas dos resultados, do Rendimento Integral, das Alterações no Capital Próprio e dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

### RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração a preparação de demonstrações financeiras consolidadas que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira do conjunto das empresas incluídas na consolidação, o rendimento integral consolidado das suas operações, as alterações nos seus capitais próprios consolidados e os seus fluxos consolidados de caixa, bem como a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados e a manutenção de sistemas de controlo interno apropriados. A nossa responsabilidade consiste em expressar uma opinião profissional e independente baseada no nosso exame daquelas demonstrações financeiras consolidadas.

### ÂMBITO

3. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão / Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que este seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras consolidadas estão isentas de distorções materialmente relevantes. Este exame incluiu a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e informações divulgadas nas demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, na sua preparação. Este exame incluiu, igualmente, a verificação das operações de consolidação e de terem sido apropriadamente examinadas as demonstrações financeiras das empresas incluídas na consolidação, a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas, a sua aplicação uniforme e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias, a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade das operações, a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras consolidadas, e a apreciação, para os aspectos materialmente relevantes, se a informação financeira é completa, verdadeira, actual, clara, objectiva e lícita. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

### OPINIÃO

4. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas referidas no parágrafo 1 acima, apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, a posição financeira consolidada da REN - Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. e suas subsidiárias em 31 de Dezembro de 2009, o rendimento integral consolidado das suas operações, as alterações nos seus capitais próprios consolidados e os seus fluxos consolidados de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adoptadas na União Europeia.

Lisboa, 26 de Fevereiro de 2010

---

DELOITTE & ASSOCIADOS, SROC S.A.  
Representada por Jorge Carlos Batalha Duarte Catulo

## RELATÓRIO DE AUDITORIA CONTAS SEPARADAS

### INTRODUÇÃO

1. Examinámos as demonstrações financeiras anexas da REN - Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. ("Empresa"), as quais compreendem a Demonstração da Posição Financeira em 31 de Dezembro de 2009 que evidencia um total de 2.967.560 milhares de Euros e capitais próprios de 901.299 milhares de Euros, incluindo um resultado líquido de 144.494 milhares de Euros, as Demonstrações dos resultados, do Rendimento Integral, das Alterações no Capital Próprio e dos Fluxos de Caixa do exercício findo naquela data e o correspondente Anexo.

### RESPONSABILIDADES

2. É da responsabilidade do Conselho de Administração a preparação de demonstrações financeiras que apresentem de forma verdadeira e apropriada a posição financeira da Empresa, o rendimento integral das suas operações, as alterações nos seus capitais próprios e os seus fluxos de caixa bem como a adopção de políticas e critérios contabilísticos adequados e a manutenção de sistemas de controlo interno apropriados. A nossa responsabilidade consiste em expressar uma opinião profissional e independente baseada no nosso exame daquelas demonstrações financeiras.

### ÂMBITO

3. O exame a que procedemos foi efectuado de acordo com as Normas Técnicas e as Directrizes de Revisão / Auditoria da Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, as quais exigem que este seja planeado e executado com o objectivo de obter um grau de segurança aceitável sobre se as demonstrações financeiras estão isentas de distorções materialmente relevantes. Este exame incluiu a verificação, numa base de amostragem, do suporte das quantias e informações divulgadas nas demonstrações financeiras e a avaliação das estimativas, baseadas em juízos e critérios definidos pelo Conselho de Administração, utilizadas na sua preparação. Este exame incluiu, igualmente, a apreciação sobre se são adequadas as políticas contabilísticas adoptadas e a sua divulgação, tendo em conta as circunstâncias, a verificação da aplicabilidade do princípio da continuidade das operações, a apreciação sobre se é adequada, em termos globais, a apresentação das demonstrações financeiras. Entendemos que o exame efectuado proporciona uma base aceitável para a expressão da nossa opinião.

### OPINIÃO

4. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo 1 acima, apresentam de forma verdadeira e apropriada, em todos os aspectos materialmente relevantes, para os fins indicados no parágrafo 5 abaixo, a posição financeira da REN - Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. em 31 de Dezembro de 2009, o rendimento integral das suas operações, as alterações nos seus capitais próprios e os seus fluxos de caixa no exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro ("IFRS") tal como adoptadas na União Europeia.

### ÊNFASE

5. As demonstrações financeiras mencionadas no parágrafo 1 acima, referem-se à actividade da Empresa a nível individual e foram preparadas, para aprovação e publicação nos termos da legislação em vigor. Conforme mencionado na Nota 3.1 do Anexo, os investimentos financeiros em subsidiárias encontram-se registados ao custo. A Empresa preparou nos termos da legislação em vigor, demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro tal como adoptadas na União Europeia, para publicação em separado.

Lisboa, 26 de Fevereiro de 2010

---

DELOITTE & ASSOCIADOS, SROC S.A.  
Representada por Jorge Carlos Batalha Duarte Catulo

REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.  
RELATÓRIO E PARECER DA COMISSÃO DE AUDITORIA  
CONTAS CONSOLIDADAS

No âmbito das competências que lhe estão atribuídas, a Comissão de Auditoria acompanhou a evolução da actividade da REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A. e empresas participadas, zelou pela observância da lei, regulamentos e contrato de sociedade, supervisionou o cumprimento das políticas e práticas contabilísticas e fiscalizou o processo de preparação e divulgação da informação financeira, a revisão legal de contas, a eficácia dos sistemas de controlo interno, a gestão de riscos, bem como a independência e actividade do Revisor Oficial de Contas e do Auditor Externo, incluindo no que respeita à capacidade de isenção na prestação de serviços *non-audit*.

A Comissão de Auditoria examinou igualmente a informação financeira consolidada contida no Relatório e Contas Consolidadas e nas Demonstrações Financeiras Consolidadas da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. relativas ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, as quais compreendem as Demonstrações consolidadas da posição financeira em 31 de Dezembro de 2009, as Demonstrações consolidadas dos resultados do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, as Demonstrações consolidadas do rendimento integral, as Demonstrações consolidadas das alterações no capital próprio e as Demonstrações consolidadas dos fluxos de caixa do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras consolidadas de Dezembro de 2009, bem como o Relatório Consolidado de Gestão elaborado pelo Conselho de Administração referente ao exercício de 2009.

A Comissão de Auditoria analisou a Certificação Legal das Contas e o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada elaborado pelo Revisor Oficial de Contas, o qual mereceu o seu acordo. Adicionalmente, a Comissão de Auditoria analisou o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira consolidada elaborado pelo Auditor Externo, que também mereceu o seu acordo.

No âmbito das análises efectuadas, a Comissão de Auditoria procedeu ainda à supervisão do cumprimento e adequação das políticas, procedimentos e práticas contabilísticas e dos critérios valorimétricos adoptados, bem como da regularidade e qualidade da informação contabilística da Sociedade.

Face ao exposto, a Comissão de Auditoria é de opinião que as Demonstrações Financeiras Consolidadas e o Relatório Consolidado de Gestão, bem como a proposta nele expressa, estão de acordo com as disposições contabilísticas, legais e estatutárias aplicáveis, pelo que recomenda a sua aprovação em Assembleia Geral de Accionistas.

Lisboa, 26 de Fevereiro de 2010

José Luis Alvim (Presidente)  
José Frederico Jordão (Vogal)  
Fernando António Portela Rocha de Andrade (Vogal)

REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A.

RELATÓRIO E PARECER DA COMISSÃO DE AUDITORIA

CONTAS INDIVIDUAIS

No âmbito das competências que lhe estão atribuídas, a Comissão de Auditoria acompanhou a evolução da actividade da REN - REDES ENERGÉTICAS NACIONAIS, SGPS, S.A., zelou pela observância da lei, regulamentos e contrato de sociedade, supervisionou o cumprimento das políticas e práticas contabilísticas e fiscalizou o processo de preparação e divulgação da informação financeira, a revisão legal de contas, a eficácia dos sistemas de controlo interno, a gestão de riscos, bem como a independência e actividade do Revisor Oficial de Contas e do Auditor Externo, incluindo no que respeita à capacidade de isenção deste último na prestação de serviços *non-audit*.

A Comissão de Auditoria examinou igualmente a informação financeira individual contida no Relatório e Contas e nas Demonstrações Financeiras separadas da REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. relativas ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, as quais compreendem a Demonstração da posição financeira em 31 de Dezembro de 2009, a Demonstração dos resultados do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a Demonstração do rendimento integral do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a Demonstração das alterações no capital próprio do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, a Demonstração dos fluxos de caixa do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, e o correspondente Anexo às demonstrações financeiras separadas.

A Comissão de Auditoria analisou a Certificação Legal das Contas e o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira individual elaborado pelo Revisor Oficial de Contas, o qual mereceu o seu acordo. Adicionalmente, a Comissão de Auditoria analisou o Relatório de Auditoria sobre a informação financeira Individual elaborado pelo Auditor Externo, que também mereceu o seu acordo.

No âmbito das análises efectuadas, a Comissão de Auditoria procedeu ainda à supervisão do cumprimento e adequação das políticas, procedimentos e práticas contabilísticas e dos critérios valorimétricos adoptados, bem como da regularidade e qualidade da informação contabilística da Sociedade.

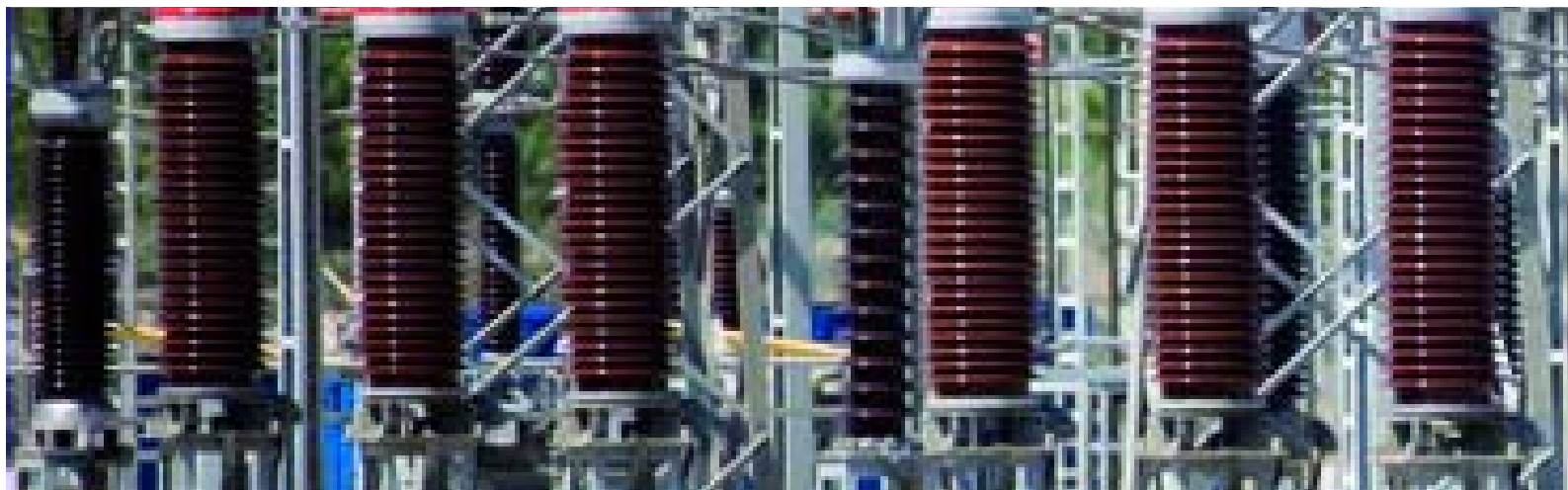
Face ao exposto, a Comissão de Auditoria é de opinião que as Demonstrações Financeiras Individuais e o Relatório de Gestão, bem como a proposta nele expressa, estão de acordo com as disposições contabilísticas, legais e estatutárias aplicáveis, pelo que recomenda a sua aprovação em Assembleia Geral de Accionistas.

Lisboa, 26 de Fevereiro de 2010

José Luis Alvim (Presidente)

José Frederico Jordão (Vogal)

Fernando António Portela Rocha de Andrade (Vogal)







## Extracto da acta da assembleia geral

### Extracto da Acta n.º 1/2010

No dia quinze de Março do ano de dois mil e dez, pelas dez horas, reuniu no auditório da Sociedade sito na EN 116, em Bucelas, Concelho de Loures, a Assembleia Geral da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., sociedade aberta (doravante simplesmente designada por “REN” ou “Sociedade”), com sede na Avenida dos Estados Unidos da América, n.º 55, em Lisboa, com o capital social de € 534 000 000,00, pessoa colectiva e matrícula na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa número 503 264 032, conforme convocatória publicada nos sítios da Internet do Ministério da Justiça, da CMVM e da própria REN, em 12 de Fevereiro de 2010. -----

(...)

O Presidente da Mesa deu início aos trabalhos com a seguinte ordem do dia:

(...)

Ponto Dois – Deliberar sobre a aprovação dos documentos de prestação de contas em base consolidada e individual referentes ao exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, designadamente o relatório único de gestão, a certificação legal de contas, o parecer do órgão de fiscalização, o relatório de actividade da Comissão de Auditoria e o relatório de governo societário. -----

Ponto Três – Deliberar sobre a proposta de aplicação de resultados referentes ao exercício

findo em 31 de Dezembro de 2009. -----

Ponto Quatro – Proceder à apreciação geral da administração e fiscalização da sociedade, nos termos do disposto no artigo 455.º do Código das Sociedades Comerciais. -----

(...)

Não havendo mais inscrições para o uso da palavra por parte dos senhores accionistas, deu-se início ao processo de votação, tendo a proposta relativa ao Ponto Dois sido aprovada por unanimidade dos votos emitidos (com 433.145.843 votos a favor, 0 votos contra e 469.468 abstenções). -----

Passando ao ponto seguinte da ordem do dia, o Senhor Presidente da Mesa esclareceu que a proposta apresentada pelo Conselho de Administração relativamente ao Ponto Três da ordem do dia tinha sido oportunamente disponibilizada e constava dos materiais fornecidos para a Assembleia, pelo que se dispensou de proceder à correspondente leitura, transcrevendo-se o seu teor na presente acta: -----

“O resultado líquido consolidado da REN SGPS no exercício de 2009 ascendeu a 134 046 810,44 € (cento e trinta e quatro milhões, quarenta e seis mil oitocentos e dez euros e quarenta e quatro cêntimos). -----

Considerando o exposto, o Conselho de Administração, nos termos do artigo 28.º dos Estatutos da REN SGPS, S.A. e dos artigos 31.º a



33.º e 66.º, n.º 5 do Código das Sociedades Comerciais, propõe que o resultado líquido do exercício de 2009, apurado nas demonstrações financeiras individuais, segundo as Normas Internacionais de Relato Financeiro, no valor de 144 493 679,21 € (cento e quarenta e quatro milhões quatrocentos e noventa e três mil seiscentos e setenta e nove euros e vinte e um cêntimos), tenha a seguinte aplicação: -----  
 Para reserva legal - 7 224 683,96 € (sete milhões duzentos e vinte e quatro mil seiscentos e oitenta e três euros e noventa e seis cêntimos); -----  
 Para dividendos - 89 178 000 € (oitenta e nove milhões e cento e setenta e oito mil euros), o resultado consolidado da REN SGPS, S.A. no exercício de 2009 que ascende a 134 046 810,44 € (cento e trinta e quatro milhões, quarenta e seis mil oitocentos e dez euros e quarenta e quatro cêntimos), o que equivale à distribuição de um valor de dividendo bruto por acção de 0,167 €; -----  
 Para reservas livres o montante de 48 090 995,25 € (quarenta e oito milhões noventa mil novecentos e noventa e cinco euros e vinte e cinco cêntimos). ----  
 (...)

De seguida, o Senhor Presidente da Mesa colocou à votação a proposta relativa ao Ponto Três, referente à aplicação de resultados do exercício findo em 31 de Dezembro de 2009, tendo esta sido aprovada por unanimidade dos votos emitidos (com

433.592.809 votos a favor, 0 votos contra e 22.502 abstenções).

No âmbito da discussão do Ponto Quatro da ordem do dia, (...)

“Pela presente, propõe-se à Assembleia Geral da REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. que proceda à apreciação geral da administração e fiscalização da sociedade, de acordo com o disposto no artigo 455.º do Código das Sociedades Comerciais, expressando-se nos seguintes termos:  
 Um voto de apreciação positiva e louvor ao Conselho de Administração pelo desempenho das suas funções de administração durante o exercício de 2009;

Um voto de apreciação positiva e louvor à Comissão de Auditoria pelo desempenho das suas funções de fiscalização durante o exercício de 2009; -----

Um voto de apreciação positiva e louvor ao Revisor Oficial de Contas pelo desempenho das suas funções durante o exercício de 2009.”

O Senhor Presidente da Mesa colocou, de seguida, à votação a proposta relativa ao Ponto Quatro da ordem do dia, a qual foi aprovada por unanimidade dos votos emitidos (com 433.581.319 votos a favor, 0 votos contra e 33.992 abstenções).

(...)





# Legislação sobre energia publicada em 2009



# Principais diplomas relativos ao sector energético publicados em 2009

## Electricidade

### **Despacho ERSE n.º 59/2009,**

de 2 de Janeiro, D.R. n.º 1, Série II  
Aprova as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2009 e parâmetros de regulação 2009-2011.

### **Decreto-lei n.º 23/2009,**

de 20 de Janeiro, D. R. n.º 13, Série I  
Altera o Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, transpondo para a ordem jurídica interna a Directiva n.º 2005/89/CE, do Parlamento Europeu e do conselho, de 18 de Janeiro de 2006, relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de electricidade e o investimento em infra-estruturas.

### **Despacho ERSE n.º 3827/2009,**

de 30 de Janeiro, D.R. n.º 21, Série II  
Aprova os perfis horários de perdas e perfis de consumo, a serem aplicados de 1 de Janeiro a 31 de Dezembro de 2009.

### **Despacho MEI n.º 5579-A/2009,**

de 18 de Fevereiro, D. R. n.º 34, Suplemento, Série II  
Estabilidade tarifária corrigida.

### **RAR n.º 12/2009,**

de 2 de Março, D. R. n.º 42, Série I  
Promoção dos aproveitamentos hidroeléctricos.

### **RAR n.º 17/2009,**

de 23 de Março, D. R. n.º 57, Série I  
Aprova o Acordo que revê o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, relativo à constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica, assinado em Braga em 18 de Janeiro de 2008.

### **DPR n.º 21/2009,**

de 23 de Março, D. R. n.º 57, Série I  
Ratifica o Acordo que revê o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica, assinado em Braga em 18 de Janeiro de 2008.

### **Despacho ERSE n.º 9244/2009,**

de 2 de Abril, D.R. n.º 65, Série II  
Estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de energia eléctrica.

### **Despacho ERSE n.º 9974/2009,**

de 14 de Abril, D.R. 72, Série II  
Altera o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema, no que se refere às áreas de balanço e unidades de oferta relativas às centrais das bacias hidrográficas do Mondego, Tejo e Zêzere.

### **Despacho ERSE n.º 9975/2009,**

de 14 de Abril, D.R. 72, Série II  
Aprova a metodologia de cálculo do valor das cauções associadas ao fornecimento de energia eléctrica.

### **Despacho MEI - DGEG n.º 10956-A/2009,**

de 29 de Abril, D. R. n.º 83, Suplemento, Série II  
Declara um novo período de apresentação de pedidos de informação prévia para ligação à rede de instalações de sistema eléctrico independente.

### **Despacho ERSE n.º 15816/2009,**

de 10 de Julho, D.R. 132, Série II  
Aprova a metodologia de codificação dos pontos de entrega de energia eléctrica.

### **Despacho ERSE n.º 18138/2009,**

de 5 de Agosto, D.R. 150, Série II  
Aprova o mecanismo e os parâmetros de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT, e ainda os valores dos parâmetros para o incentivo à manutenção de equipamento em fim de vida útil.

### **Portaria n.º 865/2009,**

de 13 de Agosto, D. R. 156, Série I  
Determina os valores do coeficiente Z, aplicável às centrais eléctricas que utilizem energia geotérmica em Portugal Continental, para projectos de grande profundidade e elevada entalpia.

**Regulamento (CE) n.º 713/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho,** de 13 de Julho, JOUE n.º 211, Série L, 14 de Agosto Institui a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia.

**Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho,** de 13 de Julho, JOUE n.º 211, Série L, 14 de Agosto Estabelece as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade e revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003.

**Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho,** de 13 de Julho, JOUE n.º 211, Série L, 14 de Agosto Estabelece regras comuns para o mercado interno de electricidade e revoga a Directiva 2003/54/CE.

**Lei n.º 83/2009,** de 26 de Agosto, D. R. n.º 165; Série I Autoriza o Governo a criar um regime especial aplicável às expropriações necessárias à concretização dos aproveitamentos hidroeléctricos integrados no Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico e ainda dos aproveitamentos hidroeléctricos de Ribeiradio - Ermida e do Baixo Sabor.

**Despacho ERSE n.º 20218/2009,** de 7 de Setembro, D.R. 173, Série II Proceda à revisão do Regulamento das Relações Comerciais do sector eléctrico.

**RCM n.º 81/2009,** de 7 de Setembro, D. R. n.º 173, Série I Estabelece os objectivos e as novas medidas do Programa para a Mobilidade Eléctrica em Portugal e aprova o modelo da mobilidade eléctrica.

**Decreto-lei n.º 246/2009,** de 22 de Setembro, D. R. n.º 184, Série I Proceda à primeira alteração ao Decreto-lei n.º 4/93, de 8 de Janeiro, que aprova o Regulamento de Taxas de Instalações Eléctricas.

**Decreto-lei n.º 319/2009,** de 3 de Novembro, D. R. n.º 213, Série I Transpõe para a ordem jurídica interna a Directiva n.º 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 05 de Abril, relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos públicos e que visa incrementar a relação custo - eficácia na utilização final da energia.

**Despacho ERSE n.º 27599/2009,** de 24 de Dezembro, D.R. 248, Série II Proceda à revisão e republicação do Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico.

**Despacho ERSE n.º 27650/2009,** de 28 de Dezembro, D.R. 249, Série II Tarifas e preços para a energia eléctrica em 2010.



## Gás natural

**Despacho ERSE n.º 1 800/2009,**  
de 14 de Janeiro, D.R. n.º 9, Série II  
Aprova as regras para a realização do leilão de gás natural para o ano-gás 2009-2010.

**Despacho ERSE n.º 1 801/2009,**  
de 14 de Janeiro, D.R. n.º 9, Série II  
Aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do sector do gás natural.

**Despacho ERSE n.º 1 802/2009,**  
de 14 de Janeiro, DR n.º 9, Série II  
Revisão trimestral a aplicar aos preços de energia das tarifas de gás natural no 1.º trimestre de 2009.

**Despacho ERSE n.º 6 973/2009,**  
de 5 de Março, DR n.º 45, Série II  
Aprova os procedimentos e os prazos a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador de Gás Natural.

**Despacho ERSE n.º 9 677/2009,**  
de 7 de Abril, DR n.º 68, Série II  
Revisão trimestral a aplicar aos Preços de Energia das Tarifas de Gás Natural no 2.º Trimestre de 2009.

**Despacho ERSE n.º 13 964/2009,**  
de 18 de Junho, DR n.º 116, Série II  
Alteração ao Regulamento Tarifário do Sector de Gás Natural - Maior Flexibilidade Tarifária.

**Despacho ERSE n.º 14 148/2009,**  
de 23 de Junho, DR n.º 119, Série II  
Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2009-2010.

**Despacho ERSE n.º 16 874/2009,**  
de 22 de Julho, DR n.º 140, Série II  
Alterações ao manual de procedimentos da operação do sistema e no manual de procedimentos do acerto de contas do sector do gás natural.

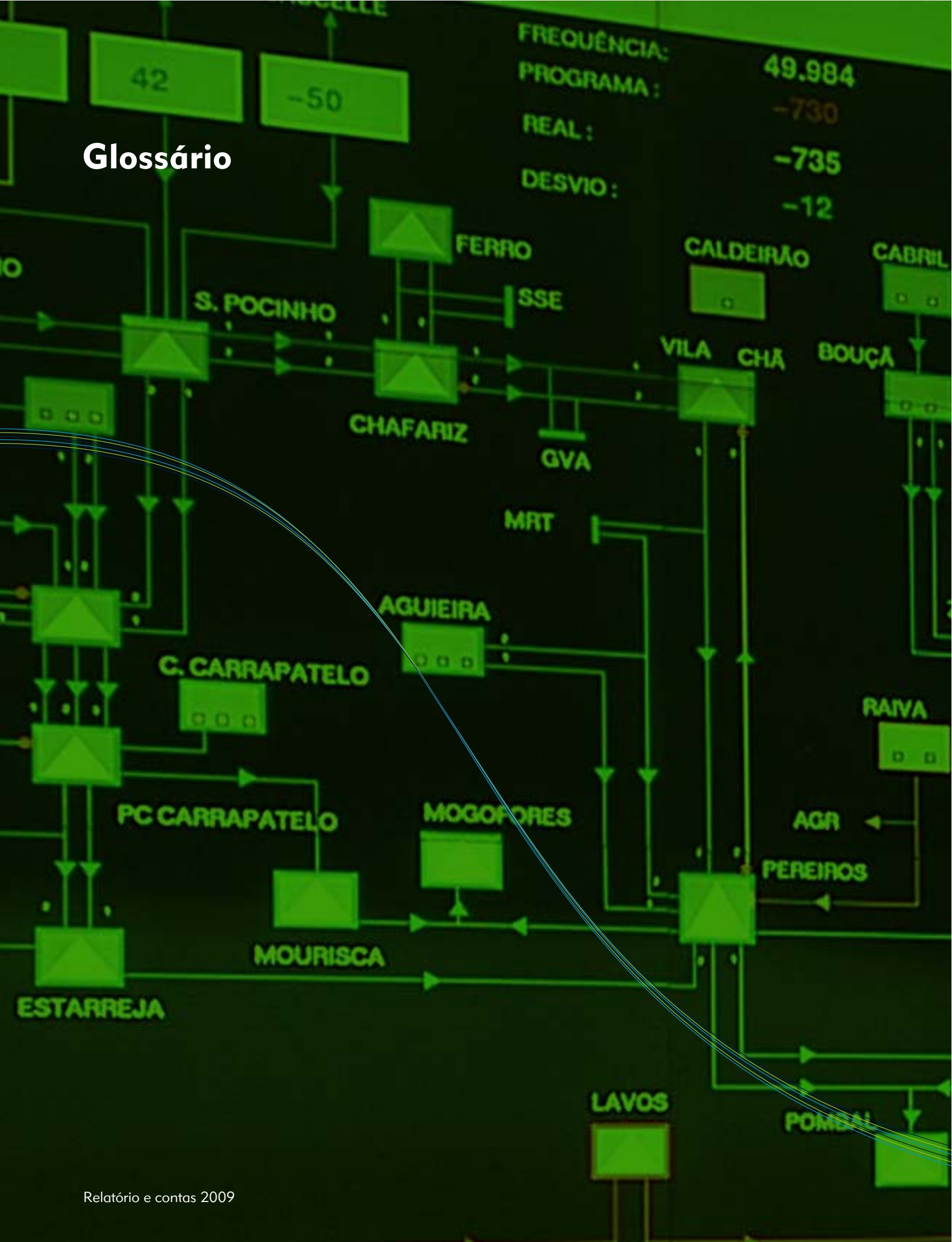
**Regulamento (CE) n.º 663/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho,**  
de 13 de Julho, JOUE n.º 200, Série L, 31 de Julho  
Programa de concessão de apoio financeiro comunitário a projectos no domínio da energia para o relançamento da economia.

**Directiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho,**  
de 14 de Agosto, JOUE n.º 211, Série L  
Estabelece as regras comuns para o mercado interno de gás natural. Revoga a Directiva 2003/55/CE.

**Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho,**  
de 13 de Julho, JOUE n.º 211, Série L, 14 de Agosto  
Estabelece as condições de acesso às redes de transporte de gás natural. Revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005.



# Glossário





## Glossário financeiro

### **Capex**

Investimento, a custos totais, na aquisição ou melhoramento de activo imobilizado corpóreo

### **Debt to equity ratio**

Dívida líquida/capital próprio

### **Dívida líquida**

Dívida financeira de curto e longo prazo  
- disponibilidades

### **Dividendo por acção**

Dividendo ordinário/número total de acções

### **EBIT**

*Earnings before interest and taxes*  
(resultado operacional)

### **EBITDA**

*Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* (resultado operacional, mais amortizações de imobilizado corpóreo e incorpóreo)

### **Margem de EBITDA**

*EBITDA*/Volume de negócios

### **Payout ratio**

Dividendos ordinários/resultado líquido

### **Rentabilidade do activo (ROA)**

*EBIT*/activo líquido

### **Rentabilidade dos Capitais Próprios (ROE)**

Resultado líquido/Capital próprio

### **Volume de negócios**

Vendas e prestações de serviços

## Glossário técnico

### **Siglas**

#### **AGC**

Acordo de Gestão de Consumo de Gás Natural

#### **AIE**

Agência internacional de Energia

#### **AT**

Alta Tensão

#### **BEI**

Banco Europeu de Investimento

#### **CAE**

Contrato de Aquisição de Energia

#### **CE**

Comissão Europeia

#### **CER**

*Certified Emissions Reductions*

#### **CESUR**

Contratos de Energia para Entrega ao Fornecedor de Último Recurso

#### **CIGRÉ**

Conferência Internacional das Grandes Redes Eléctricas

#### **CMVM**

Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

#### **DGEG**

Direcção Geral de Energia e Geologia

#### **DR**

Diário da República

#### **DRS**

*Disaster Recovery System*

#### **DWDM**

*Dense Wavelength Division Multiplexing*

#### **ECX**

*European Climate Exchange*

#### **EDP**

Energias de Portugal, S.A.

**EGIG***European Gas pipeline Incident Data Group***EMTN***Euro Medium Term Notes***ENF**

Energia não fornecida

**ERGEG***European Regulators Group for Electricity and Gas***ERSE**

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

**ETS***Emissions Trading Scheme***ETSO***European Transmission System Operators***EUA***European Union Allowances***EURELECTRIC**

Agrupamento Europeu de Empresas de Electricidade

**FER**

Directiva sobre Fontes de Energia Renovável

**GDP**

Gás de Portugal, SGPS, S.A.

**GEE**

Gases com efeito de estufa

**GMRS***Gas Regulating and Metering Station***GN**

Gás natural

**GNL**

Gás natural liquefeito

**GRM**

Estação de regulação e medida

**IFRS**

Normas internacionais de relato financeiro

**IHPC**

Índice Harmonizado de Preços do Consumidor

**IMIT**

Imposto Municipal sobre as Transmissões Onerosas de Imóveis

**INE**

Instituto Nacional de Estatística

**IOPS**

Instituições Oficiais de Previdência Social

**IP**

Internet Protocol

**IRC**

Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas

**ISDA***International Swap and Derivatives Association***IVA**

Imposto sobre o Valor Acrescentado

**I&D**

Investigação e Desenvolvimento

**MLP**

Médio e Longo Prazo

**MAT**

Muito Alta Tensão

**MEFF**

Mercado Espanhol de Opções e Futuros Financeiros

**MIBEL**

Mercado Ibérico de Electricidade

**MVA**

Mega Volt Ampère

**OCDE**

Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Económico

**OMEL**

Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.

**OMI**

Operador do Mercado Ibérico de Energia

**OMIClear**

Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S. A.

**OMIP**

Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), S.A.

**OPEX**

Custos de Operação e Manutenção

**PIB**

Produto Interno Bruto

**PNALE**

Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão

**PNBEPH**

Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico

**POC**

Plano Oficial de Contabilidade Português

**PPDA**

Plano de Promoção do Desempenho Ambiental

**PPEC**

Plano para a Promoção da Eficiência no Consumo de Electricidade

**PRE**

Produtores em Regime Especial

**RAB**

*Regulatory Asset Base*

**RCCP**

Rendibilidade Corrente dos Capitais Próprios

**RDI**

Rede de Dados Industrial

**RECS**

*Renewable Energy Certificate System*

**RENTELECOM**

RENTELECOM-Comunicações, S.A.

**REORT**

Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás

**RNDGN**

Rede Nacional de Distribuição de Gás Natural

**RNT**

Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica

**RNTGN**

Rede Nacional de Transporte de Gás Natural

**RNTIAT**

Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

**ROA**

Rendibilidade do Activo

**RQS**

Regulamento de Qualidade de Serviço

**SAP**

Sistema de aplicações e produtos para processamento de dados

**SDH**

*Synchronous Digital Hierarchy*

**SE**

Subestação

**SEI**

Sistema Elétrico Independente

**SEN**

Sistema Elétrico Nacional

**SEP**

Sistema Elétrico de Serviço Público

**SGNL**

Sociedade Portuguesa de Gás Natural Liquefeito, S.A.

**SGPS**

Sociedade Gestora de Participações Sociais

**SGRI**

*South Gas Region Initiative* (Plano de iniciativas para a zona sul da Europa)

**SNGN**

Sistema Nacional de Gás Natural

**SRPV**

Serviço de Redes Privadas de Voz

**TEE**

Actividade de Transporte de Energia Elétrica

**TEN**

*Trans European Networks*

**TIE**

Tempo de Interrupção Equivalente

**TSO***Transmission System Operators***UAG**

Unidades Autónomas de Gaseificação

**UCTE**

União para a Coordenação do Transporte de Electricidade

**UE**

União Europeia

**UGS**

Tarifa de Uso Geral do Sistema

**URT**

Tarifa de Uso da Rede de Transporte

**VAB**

Valor Acrescentado Bruto

---

**Unidades**

bcm	10 <sup>9</sup> metros cúbicos
cent.€	cêntimos de euro
CO2	dióxido de carbono
EUR	euro
€	euro
GHz	gigahertz
GJ	gigajoule
GW	gigawatt
GWh	gigawatt hora
k€	milhares de euros
km	quilómetro
kV	quilovolt
kWh	quilowatt hora
m <sup>3</sup>	metro cúbico
m <sup>3</sup> (n)	metro cúbico normal (volume de gás medido a 0º Celsius e à pressão de 1 atmosfera)
M€	milhões de euros
mEuros	milhares de euros
MVA	megavolt-ampere
Mvar	megavolt-ampere reactivo
MW	megawatt
MWh	megawatt hora
p.p.	pontos percentuais
s	segundo
t	tonelada
tcm	1012 metros cúbicos
tCO2eq	Tonelada equivalente de CO2
TWh	terawatt-hora

---



**Conselho  
editorial e gráfico**



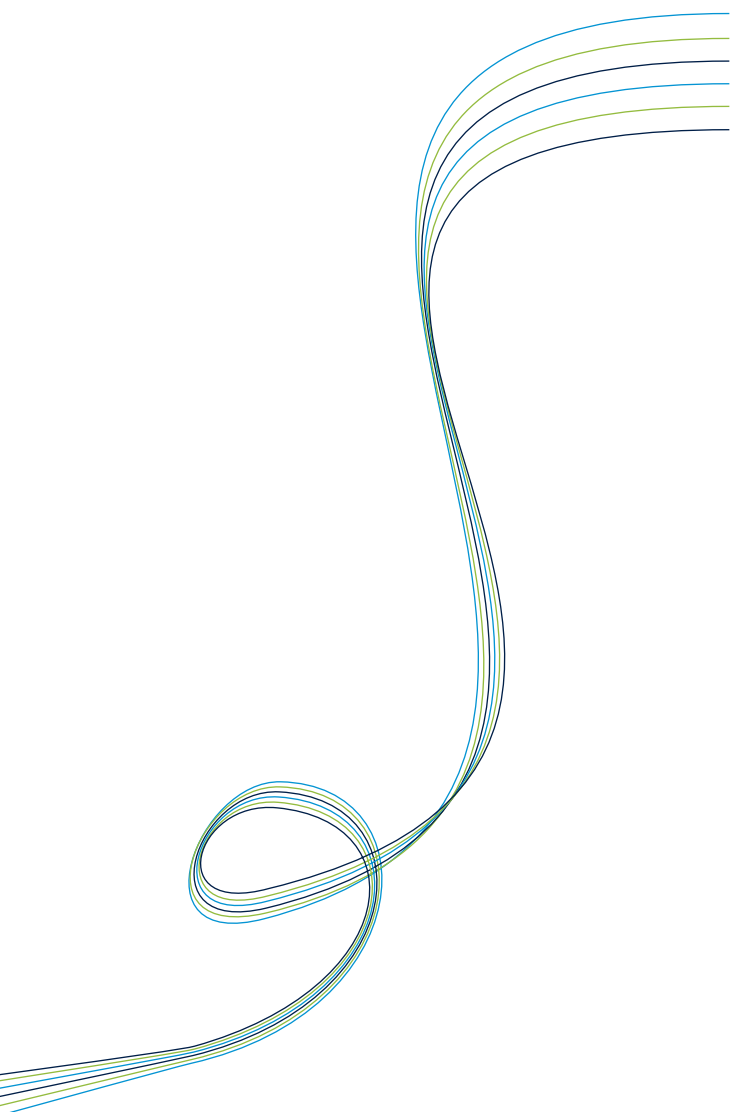
SINÓPTICA

[www.sinoptica.pt](http://www.sinoptica.pt)

**Design e paginação**



Francisco Pacheco  
[fp.design@netcabo.pt](mailto:fp.design@netcabo.pt)



**REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.**  
Avenida dos Estados Unidos da América, 55  
1749-061 LISBOA - Portugal  
Tel: +351 210 013 500