



# Resultados Trimestrais 9M2006

## Gabinete de Relações com Investidores

Miguel Viana, Director  
Gonçalo Santos  
Elisabete Ferreira  
Cristina Requicha  
Rui Antunes  
Ricardo Farinha  
Tel: +351 21 001 2834  
Fax: +351 21 001 2899  
Email: [ir@edp.pt](mailto:ir@edp.pt)  
Site: [www.edp.pt](http://www.edp.pt)

Reuters: EDP.LS / EDP.N  
Bloomberg: EDP PL / EDP US

**Lisboa, 9 de Novembro de 2006**



<b>Resultados 9M2006</b>	<b>- 3 -</b>
<b>Desempenho da EDP na Bolsa</b>	<b>- 4 -</b>
<b>Demonstração de Resultados Consolidada</b>	<b>- 5 -</b>
<b>EBITDA Overview</b>	<b>- 6 -</b>
<b>Balanço Consolidado</b>	<b>- 7 -</b>
<b>Investimento Operacional</b>	<b>- 8 -</b>
<b>Cash Flow</b>	<b>- 9 -</b>
<b>Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais</b>	<b>- 10 -</b>
<b>Resultados Financeiros Consolidados e Amort. Trespases e Concessões</b>	<b>- 11 -</b>
<b>Áreas de Negócio</b>	
<b>Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico</b>	<b>- 13 -</b>
<b>Produção e Comercialização Ibérica</b>	<b>- 14 -</b>
<b>Energias Renováveis: NEO Energía</b>	<b>- 19 -</b>
<b>Distribuição na Ibéria</b>	<b>- 21 -</b>
<b>Gás na Ibéria</b>	<b>- 25 -</b>
<b>Brasil: Energias do Brasil</b>	<b>- 28 -</b>
<b>Demonstrações de Resultados &amp; ANEXOS</b>	<b>- 32 -</b>



Resultados Financeiros (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Margem Bruta	3.072,8	2.844,8	8,0%
Custos Operacionais	1.396,9	1.508,1	-7,4%
EBITDA	1.676,0	1.336,7	25,4%
EBIT	1.018,6	721,8	41,1%
Resultado Líquido	649,7	353,4	83,8%
Dívida Líquida	9.354,8	9.024,3	3,7%

Dados Operacionais	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Electricidade:</b>			
Capacidade Instalada (MW)	13.290	11.930	+1.360 MW
Produção (GWh)	33.876	33.105	2,3%
Distribuição (GWh)	58.771	56.461	4,1%
Comercialização (GWh)	54.030	51.486	4,9%
Clientes (mil)	9.632	9.416	+216 mil
<b>Gás:</b>			
Distribuição (GWh)	16.464	17.722	-7,1%
Comercialização (GWh)	16.488	15.247	8,1%
Clientes (mil)	693	722	-29 mil
<b>Número de Empregados (Grupo)</b>	13.912	14.807	-895

• **Margem bruta integrada do negócio Ibérico liberalizado de geração e comercialização aumentou 32% em termos homólogos para €368,6m nos 9M06**, em consequência da forte recuperação no 3T06 face aos dois trimestres anteriores. Esta recuperação resultou do aumento da capacidade instalada (novo grupo de 400MW na CCGT do Ribatejo CCGT desde 4T05), de taxas de utilização mais elevadas das centrais térmicas no 3T06, devido à ausência de paragens significativas, e da subida da margem bruta por MWh vendido devido à queda dos custos com emissão de CO2 e redução das vendas a preços inferiores aos clientes liberalizados. No 3T06 as nossas centrais Ibéricas em mercado produziram 5.275GWh, um crescimento homólogo de 12,6% face ao 3T05. Excluindo paragens técnicas programadas, nos 9M06 o nosso portefólio de centrais a carvão continuou a apresentar o nível de utilização mais elevado do mercado Ibérico enquanto que o nível de utilização médio do nosso portefólio de CCGTs esteve em linha com a média do mercado.

• **Volume de electricidade vendida em retalho liberalizado no mercado ibérico caiu para 2.261GWh no 3T06, uma queda de 18% em relação ao 2T06 e de 31% em relação ao 3T05.** Esta tendência de queda de volumes é explicada pela concorrência das tarifas reguladas em Portugal e em Espanha. A redução do negócio de retalho liberalizado tem levado a EDP a redireccionar uma parte da produção liberalizada para mercados grossistas onde tem obtido preços mais atractivos.

• **Margem bruta dos CAEs aumentou 0,1% para €703,9m nos 9M06, continuando a ter um contributo decisivo para o perfil de estabilidade de libertação de cash flow da EDP**, assim como para a previsibilidade das tarifas grossistas de electricidade em Portugal nos 9M06. Os nossos contractos de longo prazo com a REN representaram 65% da margem bruta do negócio ibérico de produção e comercialização o que compara com um peso de 70% nos 9M05.

• **Distribuição em Portugal: o desvio tarifário negativo entre as tarifas fixadas pelo regulador e os custos reais do sistema continuou a aumentar no 3T06 mas num montante inferior ao aumento verificado no 2T06.** Os custos operacionais desta área de negócio caíram 4% nos 9M06, com destaque para a redução dos custos comerciais (nomeadamente custos de facturação no seguimento da implementação da facturação bimestral), redução de pessoal (menos 178 colaboradores) e custos mais baixos com responsabilidades com o fundo de pensões. O EBITDA desta área cresceu 16% para €370m nos 9M06.

• O EBITDA da distribuição de electricidade em Espanha aumentou 13,5% nos 9M06. **No 3T06, a HC conseguiu comprar electricidade para satisfazer a procura dos seus clientes regulados a preços consideravelmente abaixo do preço médio de compra das distribuidoras em Espanha**, mais do que compensando o custo extra com os contractos bilaterais assimilados intragrupo ao preço fixo de €42,35/MWh impostos pelo RDL03/06.

• **Margem bruta das distribuição de electricidade no Brasil continuou a ser penalizada no 3T06 pela existência de desvios tarifários negativos a ser recuperados nas próximas revisões tarifárias anuais.** No entanto, o aumento médio das tarifas da Escelsa em 16,67% desde o início de Ago-06 e a recuperação dos níveis de consumo na área de concessão da Enersul possibilitaram já uma redução do valor de desvio tarifário gerado no 3T06 vs. o 2T06. Na área de geração, a entrada em funcionamento da central hidroeléctrica de Peixe Angical (arranque do 1º grupo em Jun-06, central 100% operacional a partir de Set-06) possibilitou um crescimento de 113% do EBITDA da geração no Brasil nos 9M06.

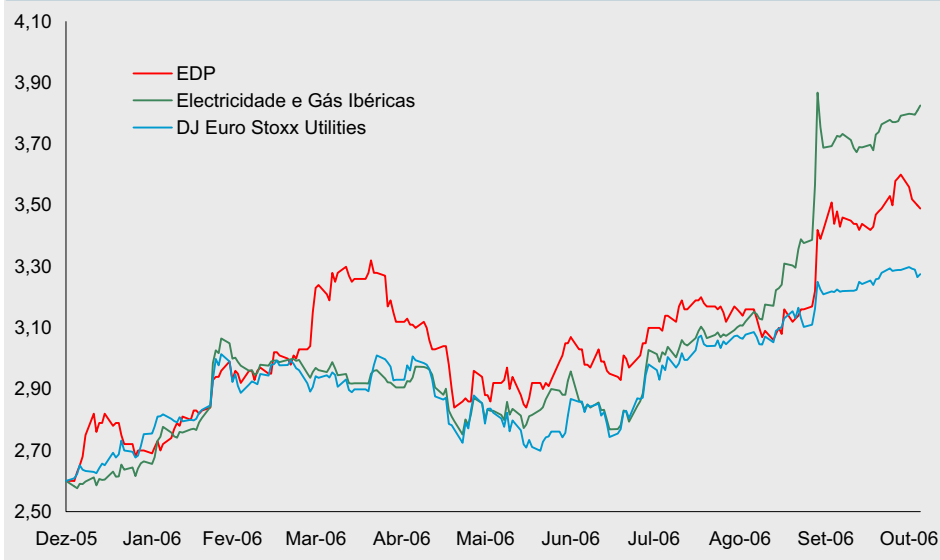
• **Capacidade instalada bruta eólica atingiu os 1.237MW em Set-06, em linha o calendário previsto de entrada em operação dos nossos projectos eólicos em carteira** e o EBITDA da NEO nos 9M06 cresceu 136% para €105m. A Set-06 a EDP tinha 422MW eólicos em fase de construção dos quais se espera que 217MW entrem em operação ainda em 2006, atingindo 1.454MW de capacidade para 2006, em linha com os objectivos anteriormente anunciados.

• Resultados financeiros melhoraram de €230m negativos nos 9M05 para €22,9m negativos nos 9M06. **De notar que nos 9M06 os resultados financeiros incluem uma contribuição positiva de €166,9m da consolidação por equivalência proporcional da REN** que no 3T06 inclui uma mais valia resultante da alienação pela REN da sua participação de 18,3% na Galp. O custo com o serviço da dívida nos 9M06 aumentou 14%, reflectido o aumento do custo médio da dívida de 4,2% nos 9M05 para 4,4% nos 9M06.

• **Dívida líquida a Set-06 era de €9.354m, em linha com o valor reportado a Jun-06 e abaixo do valor de €9.463m apresentado em Dez-05. A manutenção de um nível estável de dívida líquida reflecte a elevada capacidade de libertação de cash flow do grupo EDP, tendo em conta o contexto dos 9M06 em que o investimento operacional consolidado aumentou 6,5% para €901m e o grupo EDP teve que financiar em €317m os desvios tarifários negativos suportados pelas nossas actividades reguladas em Espanha, Brasil e Portugal** (o montante total de desvios regulatórios suportados nestes mercados, a receber pela EDP em próximos ajustes tarifários, ascendia a €859m em Set-06).



## Desempenho da EDP na Euronext Lisbon YTD



## Principais Eventos EDP - 2006

**3-Fev** Standard & Poors reafirma notação de crédito da EDP em 'A' longo prazo e 'A-1' curto prazo.

**16-Fev** EDP Lajeado conclui negociação com a Eletrobrás relativamente às acções preferenciais "resgatáveis" emitidas pela Investco

**7-Mar** EDP divulga resultados financeiros anuais referentes a 2005

**31-Mar** Assembleia Geral de Accionistas da EDP

**6-Abr** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da Enersul de 16,75%

**25-Abr** Data de "Ex-dividend"

**28-Abr** Pagamento de dividendo bruto por acção no valor de €0,10 (exercício 2005)

**03-Mai** Naturgas adquire o controlo total da Bilbogas

**11-Mai** EDP concretiza o reforço da participação accionista indirecta na Portugás (72,0%) e Setgás (19,8%)

**2-Jun** EDP emite Eurobonds no montante de €1.500 milhões em três tranches

**22-Jun** EDP inicia processo de alienação da sua participação social na ONI

**13-Jul** Entrada em vigor do novo Contrato de Sociedade e do novo modelo de governo societário

**19-Jul** Apresentação do plano estratégico do Grupo EDP

**25-Jul** Reestruturação societária da Electra

**27-Jul** HC Energia assina acordo de intenções para alienação da sua participação na Telecable à Cajastur

**4-Ago** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da Escelsa em 16,67%

**9-Set** Naturgas Energia adquire a totalidade da Gasnalsa

**20-Out** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da Bandeirante em 13,44%

**26-Out** EDP decide exercer a opção de compra sobre OPTEP

**31-Oct** Agrupamento Eólicas de Portugal assina contrato relativo à "FASE A" do concurso eólico

## EDP em Bolsa | YTD | 52W | 2005

### Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

(08-11-2006)

Fecho	3,60	-	2,60
Max	3,35	3,35	2,68
Min	2,58	2,34	2,04
Média	2,97	2,90	2,25

### Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	7.521,9	8.591,8	5.689,9
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	50,8	45,9	21,9
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	2.533,0	2.959,1	2.526,5
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	17,1	15,8	9,7

### Valor de Mercado da EDP

Capitalização Bolsista (€ M)	13.163,5	-	9.507,0
"Enterprise Value" (€ M)	23.878,1	-	20.257,9

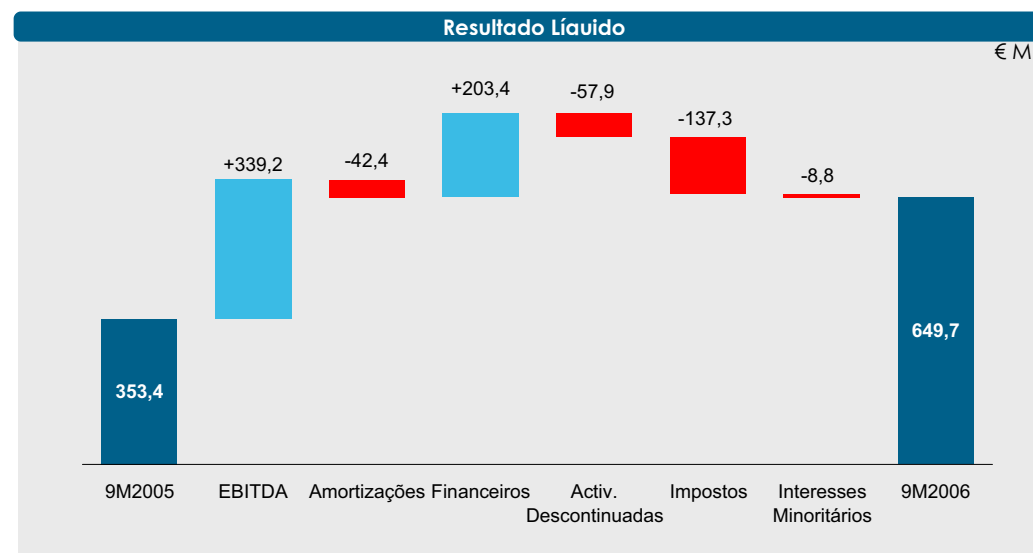
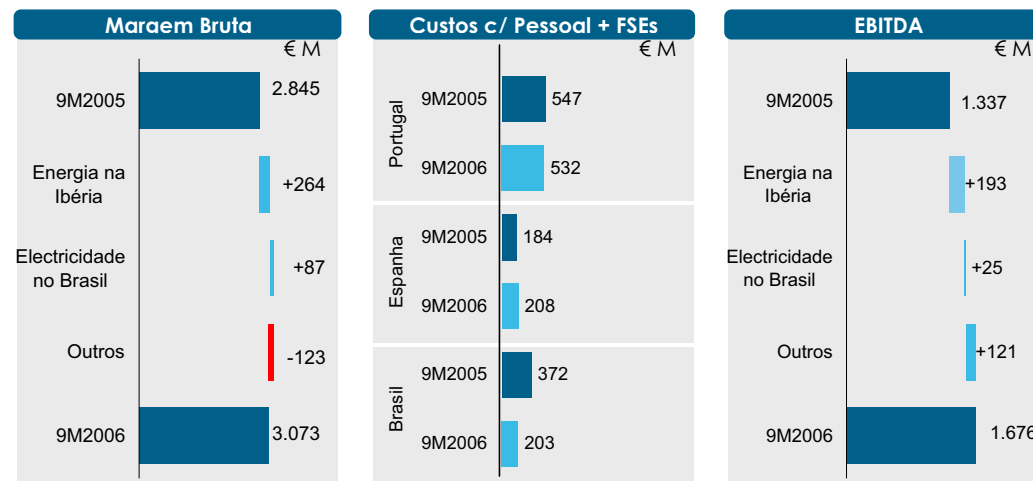
# Demonstração de Resultados Consolidada



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

## Demonstração de Resultados Consolidada (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Vendas de electricidade	6.787,3	6.547,4	3,7%
Outras vendas	741,7	436,6	69,9%
Prestação de serviços	224,6	439,2	-48,9%
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>7.753,6</b>	<b>7.423,2</b>	<b>4,5%</b>
Electricidade & gás	3.365,1	3.741,5	-10,1%
Combustíveis	750,6	809,1	-7,2%
Materiais diversos e mercadorias	565,0	27,9	-
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>4.680,8</b>	<b>4.578,4</b>	<b>2,2%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>3.072,8</b>	<b>2.844,8</b>	<b>8,0%</b>
Margem Bruta/Proveitos	39,6%	38,3%	1,3 pp
Fornecimentos e serviços externos	546,2	604,2	-9,6%
Custos com pessoal	459,3	423,1	8,6%
Custos com benefícios sociais	55,2	76,9	-28,3%
Rendas de concessão	160,9	154,3	4,2%
Outros custos/(proveitos) operacionais	175,4	249,5	-29,7%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>1.396,9</b>	<b>1.508,1</b>	<b>-7,4%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.676,0</b>	<b>1.336,7</b>	<b>25,4%</b>
EBITDA/Proveitos	21,6%	18,0%	3,6 pp
Amortizações	733,6	680,8	7,8%
Compensação amort. activo subsidiado	(76,3)	(65,8)	-16,0%
<b>EBIT</b>	<b>1.018,6</b>	<b>721,8</b>	<b>41,1%</b>
EBIT/Proveitos	13,1%	9,7%	3,4 pp
Resultados financeiros	(22,8)	(230,6)	90,1%
Amortização dos direitos de concessão	(33,9)	(29,5)	-14,9%
Actividades descontinuadas e mais-valias	37,6	95,5	-60,6%
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>999,5</b>	<b>557,2</b>	<b>79,4%</b>
IRC e Impostos diferidos	293,1	155,8	88,1%
Interesses Minoritários	56,7	47,9	18,4%
<b>Resultados Líquidos</b>	<b>649,7</b>	<b>353,4</b>	<b>83,8%</b>



# EBITDA Overview: EBITDA do Grupo sobe 25,4%



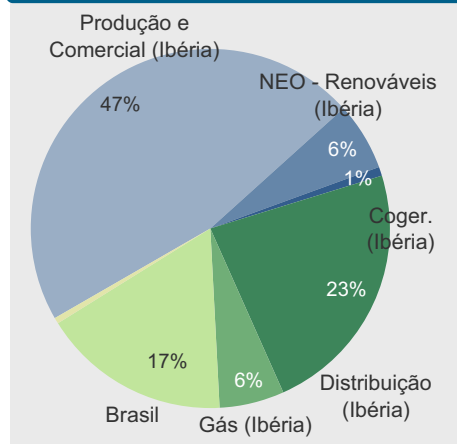
EBITDA (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

## MERCADO IBÉRICO

	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Produção e Comercial.	824,0	771,2	6,8%
NEO - Energias Renováveis	105,1	44,5	136,3%
Cogeração	13,1	17,6	-25,3%
Distribuição	406,8	349,8	16,3%
Gás	104,4	77,0	35,5%
Brasil	298,6	273,4	9,2%
Telecoms	8,5	15,5	-45,2%
Outros e Ajustamentos	(84,6)	(212,4)	60,2%

**Consolidado** | **1.676,0** | **1.336,7** | **25,4%**

## EBITDA 9M2006



• **Produção e Comercialização Ibéricas:** O EBITDA aumentou devido: i) à passagem de uma posição curta nas áreas de geração-comercialização em Portugal para uma posição longa nos 9M06, com a entrada em funcionamento da terceira unidade da CCGT do Ribatejo no 4T2005 e à diminuição do número de clientes liberalizados em Portugal; e ii) ao aumento do preço de venda (líquido de redes), tanto em Portugal como em Espanha. Esta performance foi parcialmente compensada: i) pela publicação do RD 03/2006, que pressupõe uma eventual devolução das licenças de CO2 atribuídas aos produtores, no "Plano Nacional de Atribuição de Licenças" Espanhol, nos montantes equivalentes aos meses de Janeiro e Fevereiro (-€22M) e nos montantes que não foram vendidos através de contratos bilaterais entre Março e Setembro de 2006 (-€24M); e ii) pela diminuição dos volumes de geração devido a uma menor disponibilidade, em resultado de paragens programadas durante o 1S06.

• **NEO - Energias Renováveis:** O EBITDA mais do que duplicou, reflexo dos investimentos realizados em 2005 e nos 9M06 pela EDP (nomeadamente a compra da Desa em Espanha no 4T2005), aumentando em mais de duas vezes a capacidade instalada consolidada para os 943MW (ou 1.237MW em termos de capacidade instalada bruta).

• **Distribuição Ibérica:** O EBITDA aumentou 16,3% devido ao crescimento de 5,1% da margem bruta e a uma diminuição de 1,6% dos custos operacionais. Esta evolução reflecte: i) em Portugal, um aumento do consumo, um aumento de 10% dos proveitos permitidos e uma redução de €21,5m dos custos operacionais; e ii) em Espanha, um aumento de 2,5% dos proveitos regulados e o impacto positivo, em €14,7M, dos desvios no custo de aquisição de electricidade. Esta performance foi parcialmente penalizada por: i) em Portugal, por um aumento das diferenças tarifárias a recuperar - €126,9M nos 9M2006 vs. €70,7M nos 9M2005; e ii) em Espanha, pela aplicação do RD 3/2006 que veio alterar o mecanismo de liquidação do sistema, reconhecendo apenas um preço de €42,35/MWh para a energia adquirida pelos distribuidores em simultâneo com as vendas realizadas pela produção do mesmo grupo (-€15,5m)

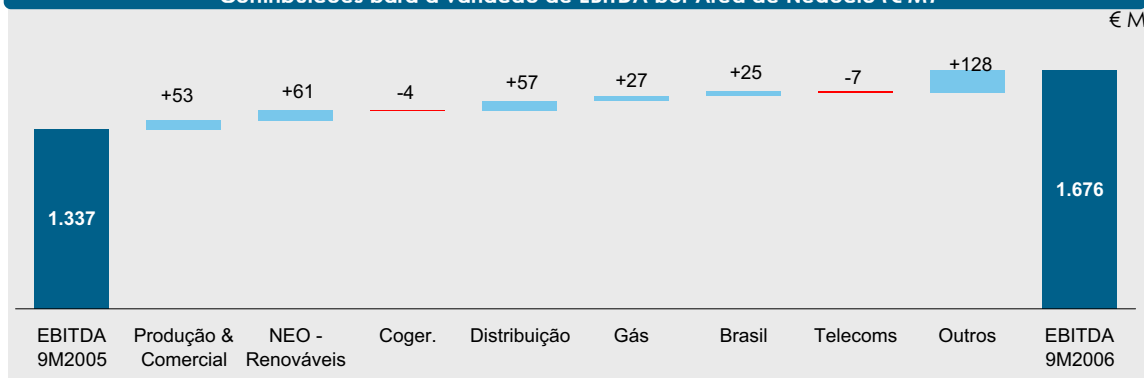
• **Gás Ibérico:** O EBITDA aumentou 35,5% no seguimento da alteração do método de consolidação da Portgás (consolidação integral no 9M06; equivalência patrimonial no 9M2005) ou 6,7% numa base pro-forma. No 3T06, a Naturgas conseguiu beneficiar do mercado atractivo do gás liberalizado em Espanha, que mais que compensou as perdas com as compras de gás em mercado spot no 1T06.

• **Brasil:** A entrada em operação da central hidroeléctrica de Peixe Angical (452 MW), o crescimento de 4% no consumo de electricidade nas áreas de concessão da EDP e a valorização de 16% do real contra o euro implicaram um aumento do EBITDA. No entanto, a boa performance foi parcialmente afectada por custos não recorrentes relacionados com o facto dos custos não controláveis terem sido superiores ao montante reconhecido na tarifa (a serem recuperados via tarifas nos próximos ajustamentos tarifários anuais) e custos não recorrentes relacionados com o programa de redução de pessoal em curso, que irá permitir uma diminuição de 16% no número de empregados da Energias do Brasil até Dez07.

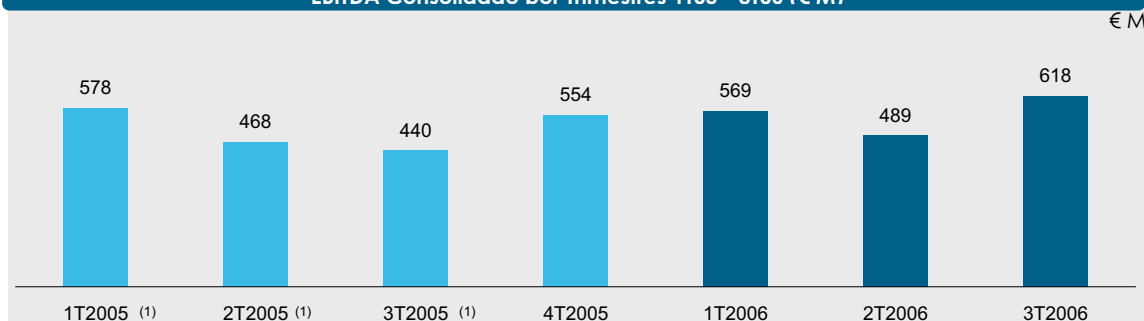
• **Outros:** A variação dos "outros e ajustamentos" está principalmente relacionada com a contabilização de uma provisão de €150M nos 9M2005 relativa ao défice tarifário em Espanha. Nos 9M2006, a insuficiência tarifária estimada para o sistema eléctrico espanhol foi de €154m, mas não teve impacto nos resultados, uma vez que a actual legislação assegura a sua recuperação em anos posteriores.

• **Consolidado:** Excluindo a provisão relacionada com défice tarifário do sistema espanhol nos 9M2005, o EBITDA teria crescido 12,8% nos 9M06.

## Contribuições para a variação de EBITDA por Área de Negócio (€ M)



## EBITDA Consolidado por Trimestres 1T05 - 3T06 (€ M)



(1) Ajustado para excluir provisão associada ao Déficit Tarifário do sistema eléctrico espanhol.

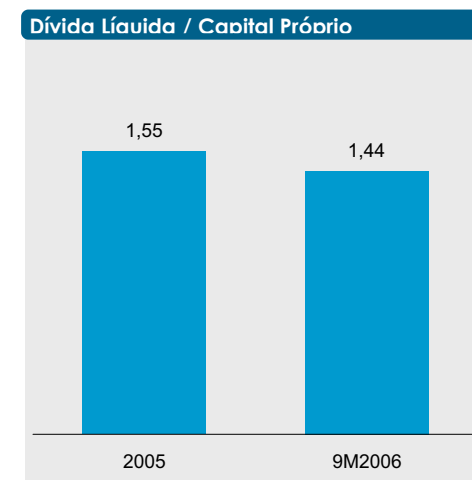
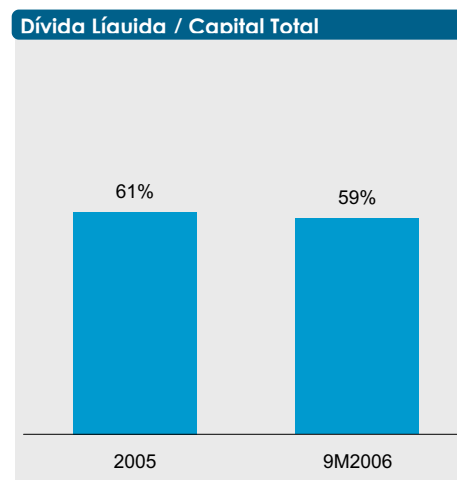
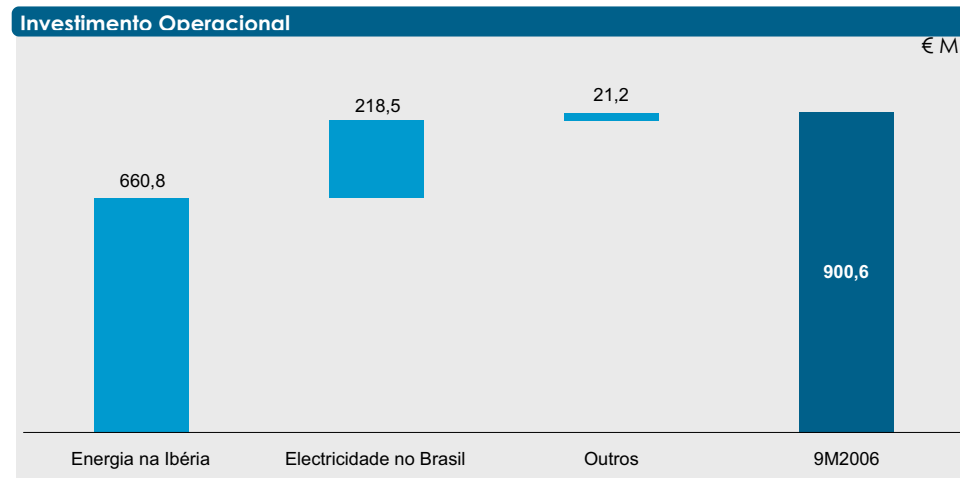


As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Activo (€ M)	9M2006	2005
Activos fixos tangíveis	14.319	13.891
Activos intangíveis	3.730	3.509
Investimentos financeiros	1.100	918
Inventários	220	219
Clientes (líquido)	1.718	1.585
Outros devedores (líquido)	2.065	2.157
Activos financeiros detidos para negociação	70	276
Caixa e equivalentes de caixa	370	585
Impostos diferidos activos	865	893
<b>Total do Activo</b>	<b>24.456</b>	<b>24.033</b>

Capital Próprio (€ M)	9M2006	2005
Capital	3.657	3.657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	491	464
Resultados e outras reservas	994	703
Interesses minoritários	1.360	1.288
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>6.502</b>	<b>6.111</b>

Passivo (€ M)	9M2006	2005
Dívida financeira (curto-prazo)	1.124	1.984
Dívida financeira (médio e longo-prazo)	8.978	8.601
Provisões para riscos e encargos	2.133	2.112
Conta de hidráulidade	110	170
Credores e outros passivos (líquido)	5.247	4.685
Impostos diferidos passivos	363	370
<b>Total do Passivo</b>	<b>17.954</b>	<b>17.922</b>
<b>Total Passivo e Capital Próprio</b>	<b>24.456</b>	<b>24.033</b>







Investimento Operacional (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Centrais em Exploração	15,4	14,5	6,7%
Novas Centrais	38,8	73,1	-46,9%
Ambiental	12,1	16,4	-25,9%
Comercialização	0,1	0,7	-88,2%
<b>Portugal</b>	<b>66,4</b>	<b>104,6</b>	<b>-36,5%</b>
Centrais em Exploração	14,1	9,6	45,9%
Novas Centrais	109,0	0,7	-
Ambiental	41,3	10,2	307,1%
Comercialização	0,1	0,0	168,3%
<b>Espanha</b>	<b>164,5</b>	<b>20,6</b>	<b>699,4%</b>
<b>Produção e Comercial Ibérica</b>	<b>231,0</b>	<b>125,2</b>	<b>84,5%</b>
Parques Eólicos	65,2	17,0	283,5%
<b>Portugal</b>	<b>65,2</b>	<b>17,0</b>	<b>283,5%</b>
Parques Eólicos	126,0	107,1	17,7%
Outros	4,9	4,2	18,8%
<b>Espanha</b>	<b>131,0</b>	<b>111,2</b>	<b>17,8%</b>
<b>NEO - Energias Renováveis</b>	<b>196,2</b>	<b>128,2</b>	<b>53,0%</b>
Rede de Distribuição	250,9	283,6	-11,5%
Outros	27,3	25,9	5,2%
(-) Subsídios ao investimento	99,5	104,9	-5,1%
<b>Portugal</b>	<b>178,7</b>	<b>204,7</b>	<b>-12,7%</b>
Rede de Distribuição	28,2	29,2	-3,5%
(-) Subsídios ao investimento	5,7	6,0	-5,9%
<b>Espanha</b>	<b>22,5</b>	<b>23,2</b>	<b>-2,9%</b>
<b>Distribuição na Ibéria</b>	<b>201,2</b>	<b>227,8</b>	<b>-11,7%</b>
Rede de Distribuição	10,8	-	-
Outros	3,1	-	-
<b>Portugal</b>	<b>13,9</b>	-	-
Rede de Distribuição	14,8	11,5	28,1%
Outros	3,9	4,0	-2,7%
<b>Espanha</b>	<b>18,7</b>	<b>15,5</b>	<b>20,1%</b>
<b>Gás na Ibéria</b>	<b>32,5</b>	<b>15,5</b>	<b>109,4%</b>
<b>Core Business Ibérico</b>	<b>660,8</b>	<b>496,7</b>	<b>33,0%</b>
Produção	81,7	195,4	-58,2%
Distribuição	136,6	116,2	17,6%
Comercialização e Outros	0,2	0,5	-67,0%
<b>Brasil</b>	<b>218,5</b>	<b>312,1</b>	<b>-30,0%</b>
<b>Telecoms</b>	<b>14,2</b>	<b>27,1</b>	<b>-47,5%</b>
<b>Outros</b>	<b>7,0</b>	<b>9,6</b>	<b>-27,1%</b>
<b>Grupo EDP</b>	<b>900,6</b>	<b>845,6</b>	<b>6,5%</b>

O Investimento Operacional do Grupo EDP atingiu os €900,6M nos 9M2006, o que representa um aumento de 6,5% no período, reflectindo um aumento de 33% no investimento operacional do “core business” Ibérico. De notar que, por um lado, 47% do investimento operacional nos 9M2006 foi canalizado para a expansão da capacidade instalada, com destaque para os investimentos em produção eólica, para a nova CCGT de Castejón em Espanha e para a central hidroeléctrica de Peixe Angical no Brasil – investimentos estes que irão reforçar o nosso potencial de crescimento a médio prazo. De notar igualmente que cerca de 74% do investimento operacional nos 9M06 diz respeito a negócios regulados, que têm associado um baixo risco de retorno sobre o investimento, tais como a produção eólica, a distribuição de gás e electricidade nos mercados Ibéricos e a produção eléctrica contratada em regime de CAE.

**Produção e Comercialização Ibérica** – A diminuição do investimento operacional no negócio da produção em Portugal reflecte a conclusão dos trabalhos de construção da central hidroeléctrica de Venda Nova II (192MW – Ago05 com CAE até 2027) e do terceiro grupo da CCGT do Ribatejo (392MW – 4T2005). Em Espanha, a EDP continuou os trabalhos de construção do 2º grupo de 400MW na CCGT do Castejón, cuja entrada em serviço industrial está prevista para o 4T2007. A Set-06, tinham sido investidos neste projecto €109M. Para o final de 2006, está previsto o início dos trabalhos de construção de outra CCGT de 400 MW, localizada em Soto, cuja entrada em operação se prevê para 2008. Adicionalmente, nos 9M2006, a EDP investiu €53,4M na redução das emissões de SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> nas centrais a carvão de Sines, Aboño e Soto, com o objectivo de cumprir com a Directiva Europeia para as Instalações de Grande Combustão até Dez-07.

**NEO – Energias Renováveis** – Nos 9M2006, o investimento operacional da NEO em parques eólicos alcançou os €191,2M. Em Portugal, a NEO investiu €65,2M, essencialmente em projectos com entrada em operação prevista para 2006 e 2007. Em Espanha, a NEO investiu €126,0M, dos quais cerca de €44M foram investidos na conclusão dos trabalhos de construção dos parques eólicos que entraram em operação nos 9M2006, nomeadamente Boquerón (22 MW), Belchite (50 MW), La Brújula (73 MW), Loma de Los Aviadores (6 MW) e Ponte Rebordelo (40 MW). Actualmente, a NEO tem 422MW em construção, dos quais 217 MW têm entrada em funcionamento prevista até ao final de 2006 – 63 MW em Portugal, 135 MW em Espanha e 20 MW em França. A Set-06, o investimento em curso no balanço da NEO ascendeu a €219M.

**Distribuição na Ibéria** – O investimento operacional na área da distribuição ascendeu a €201,2M nos 9M2006, essencialmente com vista à melhoria da qualidade de serviço da nossa rede de distribuição. Em Portugal, no seguimento dos avultados investimentos realizados nos últimos anos na rede de distribuição com vista à melhoria da qualidade do serviço, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) alcançou pela primeira vez um valor abaixo das 2 horas (119 min.) nos 9M2006 (vs. 132 min nos 9M2005). De notar que durante o 1T2006, condições atmosféricas menos favoráveis e um incidente numa das sub-estações da EDP Distribuição contribuíram com 21 min. – excluindo estes impactos, o TIE teria diminuído 34 min. no período.

**Gás Ibérico** – O investimento operacional atingiu os €32,5M nos 9M2006, dos quais 79% foram investidos na expansão da rede de distribuição de gás. O remanescente está relacionado com a rede de transporte em Espanha, campanhas de promoção comercial, contadores e redutores para novos locais de consumo e com a adaptação das instalações de GPL para GN.

**Brasil** – O investimento operacional na **Energias do Brasil** em euros diminuiu 30,0% no período, devido essencialmente à conclusão dos trabalhos de construção na central hidroeléctrica Peixe Angical (€70,1M nos 9M2006 vs. €184,6M nos 9M2005) tendo iniciado o serviço comercial no 3T2006. Entrou em operação, em Outubro de 2006, um novo grupo (50 MW) na central hidroeléctrica de Mascarenhas, e até ao final de 2006, a Energias do Brasil espera aumentar a sua capacidade instalada em 25 MW com o fim da construção da central hidroeléctrica de São João. Adicionalmente, a empresa já anunciou a futura construção da central hidroeléctrica de Santa Fé (29 MW), cuja entrada em operação está prevista para 2009. A Energias do Brasil investiu €136,6M na distribuição de electricidade, dos quais €45,6M estão relacionados com o programa de ligação universal a todos os clientes de baixa tensão – “Universalização” – nas áreas de concessão da Bandeirante, Escelsa e Enersul.





## Cash Flow Operacional por Área de Neaócio (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

### MERCADO IBÉRICO

Produção e Comercial.	821,9	628,3	30,8%
NEO - Energias Renováveis	111,4	42,3	163,7%
Cogeração	11,0	12,7	-14,0%
Distribuição	363,3	320,1	13,5%
Gás	102,2	65,1	57,0%
Brasil	220,9	227,4	-2,9%
Telecoms	13,5	16,8	-19,6%
Correcção de Hidraulicidade	(62,6)	(123,9)	49,5%
Outros	(58,3)	48,0	-

**Cash Flow Operacional do Grupo EDP** **1.523,2** **1.236,7** **23,2%**

## Cash Flow Consolidado (€ M) | 9M2006 | 9M2005

<b>Resultado líquido</b>	<b>649,7</b>	<b>353,4</b>
Amortizações	733,6	680,8
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(76,3)	(65,8)
Amortização dos direitos de concessão	33,9	29,5
Provisões líquidas	11,0	(4,2)
Juros da conta de hidraulicidade	2,7	5,6
Diferenças de câmbio	(16,1)	(63,2)
Consolidação pelo equity	(155,2)	(29,0)
Impostos diferidos	13,7	(77,1)
Interesses minoritários	56,7	47,9
Outros ajustamentos <sup>(1)</sup>	(160,1)	216,4
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	348,9	213,1

**Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio** **1.442,7** **1.307,5**

Investimento em fundo de maneio	143,1	53,1
Correcção de hidraulicidade	(62,6)	(123,9)

**Cash Flow Operacional** **1.523,2** **1.236,7**

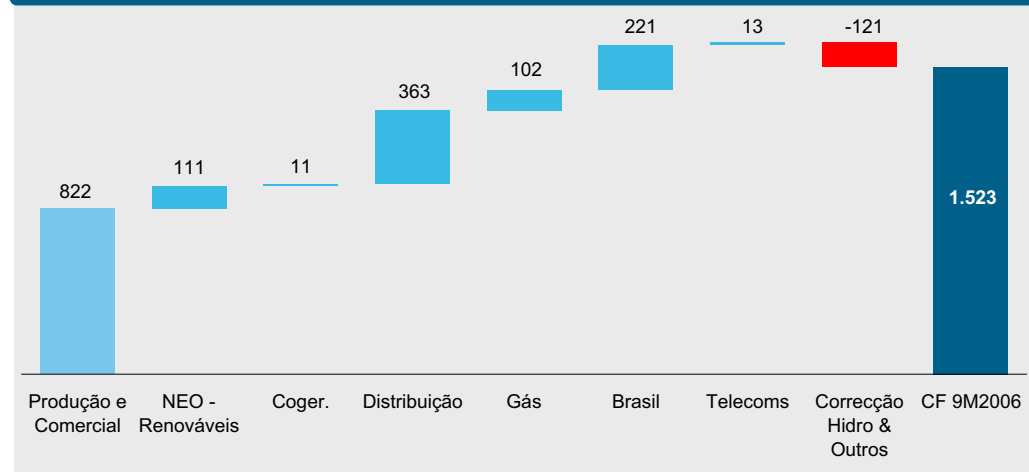
Investimento operacional	(900,6)	(845,6)
--------------------------	---------	---------

**Cash Flow Operacional Líquido** **622,6** **391,1**

Alienação de imobilizados	611,7	381,8
Investimento financeiro	(82,2)	(155,1)
Financiamento de 6,08% do Défice Tarifário em Espanha	(153,7)	(165,7)
Défice Tarifário da EDP Distribuição em 2006	(91,5)	-
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	(348,9)	(213,1)
Dividendos pagos	(365,6)	(336,0)
Outras variações não operacionais	(84,1)	(392,6)

**Redução/(Aumento) da Dívida Líquida** **108,4** **(489,6)**

## Cash Flow Operacional por Área de Neaócio (€ M)



O cash flow do Grupo EDP neste período permitiu uma redução da dívida líquida em €108,4M, relativamente ao final de 2005. Esta redução é explicada:

- por um aumento do cash flow operacional em 23% para €1.523,2M
  - pelo encaixe de €576,4M relacionados com o último recebimento relativo à venda de 14,27% da Galp Energia (80% de €720M), cuja venda ocorreu no final de 2005;
- que foram parcialmente compensados:
- pelo pagamento dos dividendos anuais de 2005 (€365,6M);
  - pelo financiamento pela HC Energia de 6,08% do défice do sistema regulado Espanhol no 9M2006 (€153,7M);
  - pelo pagamento de €62,6M à REN, respeitantes à conta de hidraulicidade, devido a um período de seca (coeficiente hidraulicidade de 0,65 no 9M06);
  - por investimentos financeiros de €82,2M, dos quais €58,7M estão relacionados com o reforço da EDP no capital social da Portugás e Setgás de 59,6% e 10,1% para 72,0% e 19,8%, respectivamente; e
  - pela consolidação integral da dívida financeira da Portugás em 2006, em comparação com a consolidação proporcional (59,6%) a Dezembro de 2005.

De notar que ainda não foi efectuada a liquidação financeira das aquisições de 50% da Bilbogás (€35m), de 50% da Gasnalsa (€45) e da alienação de 46% da Telecable (€54m).

### Nota:

<sup>(1)</sup> Outros ajustamentos incluem a reversão de €118,0M do impacto negativo contabilizado em 2005 relativo ao "mark-to-market" do derivado contratado para cobrir o efeito da alteração das taxas de juro no cálculo do Valor Actual Líquido dos CMECs. Esta reavaliação resulta dos recentes aumentos das taxas de juro.

# Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais



## Dívida Financeira (€ M) | 9M2006 | 2005

IBÉRIA		
Produção e Comercialização	2.132,5	2.453,7
NEO - Energias Renováveis	1.580,5	1.357,0
Cogeração	77,2	77,4
Distribuição	2.138,2	1.866,0
Gás	(14,5)	121,6
Brasil	1.112,7	1.064,0
Telecoms	343,3	315,7
EDP SA & Ajustamentos	2.348,3	2.921,8
<b>Sub-Total</b>	<b>9.718,2</b>	<b>10.177,1</b>

Derivativo OPTEP (Passivo)	315,0	315,0
"Fair Value" (Dívida coberta)	68,5	92,2
<b>Dívida Financeira</b>	<b>10.101,6</b>	<b>10.584,3</b>

Caixa & Equivalentes	439,6	861,1
Derivativo OPTEP (Activo)	307,2	260,0
<b>Dívida Líquida Grupo EDP</b>	<b>9.354,8</b>	<b>9.463,2</b>

Itens regulatórios a receber - Portugal <sup>(1)</sup>	213,4	70,9
Itens regulatórios a receber - Espanha	362,5	224,3
Itens regulatórios a receber - Brasil <sup>(1)</sup>	277,2	240,7
<b>Itens regulatórios a receber</b>	<b>853,1</b>	<b>535,9</b>

## Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ m) | 9M2006 | 2005

EDP S.A. and EDP Finance BV	7.404,6	7.844,8
EDP Produção	24,9	29,0
EDP Comercial	-	-
NEO Energía	471,7	-
EDP Distribuição	-	-
Portgás	108,8	70,7
HC Energia	162,5	701,8
Energias do Brasil	1.035,6	1.006,6
Oni	337,0	315,7
Outros	8,6	44,1

<b>Dívida Financeira Nominal</b>	<b>9.553,7</b>	<b>10.012,6</b>
----------------------------------	----------------	-----------------

Juros da dívida a liquidar	164,5	164,5
----------------------------	-------	-------

<b>Dívida Financeira Nominal + Juros a Liquidar</b>	<b>9.718,2</b>	<b>10.177,1</b>
---	----------------	-----------------

## Provisions for Social Benefits (€ M) | 9M2006 | 2005

Pensões <sup>(2)</sup>	1.047,0	1.099,6
Actos Médicos	748,1	743,6
<b>Total</b>	<b>1.795,1</b>	<b>1.843,2</b>

<sup>(1)</sup> Défices tarifários e desvios tarifários a serem recuperados em anos subsequentes através das tarifas.

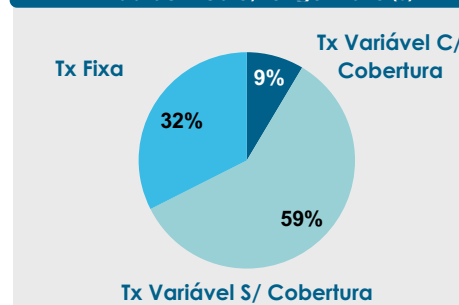
<sup>(2)</sup> Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDPD, que estão a ser recuperados na tarifa

<sup>(3)</sup> Valor Nominal

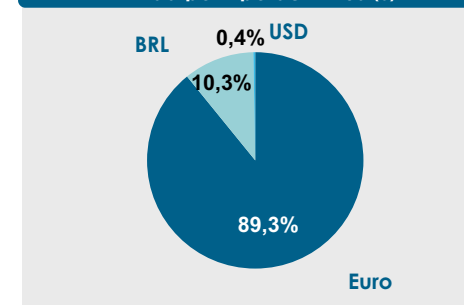
## Ratina da Dívida

	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	A / Stab / A-1	A2 / Stab / P-1	A / Stab / F1
HC Energia		A3 / Stab / P-2	A- / Stable / F2
Bandeirante	brA-/Stab	Ba3/A3.br/Stab	
Escelsa	BB-/brA-/Stab	Ba3/A3.br/Stab	
Energul	brA/Stab	Ba3/A2.br/Stab	

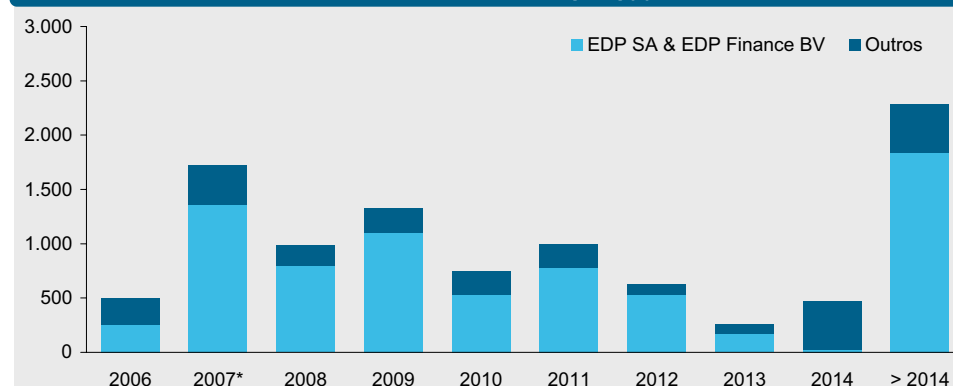
## Dívida de Médio/Longo Prazo <sup>(3)</sup>



## Dívida por Tipo de Divisa <sup>(3)</sup>



## Maturidade da Dívida (€ M) <sup>(3)</sup>



\* EDP entrou recentemente num contrato de financiamento de €1,100 a 7 anos para refinaranciar a dívida com maturidade em 2007.

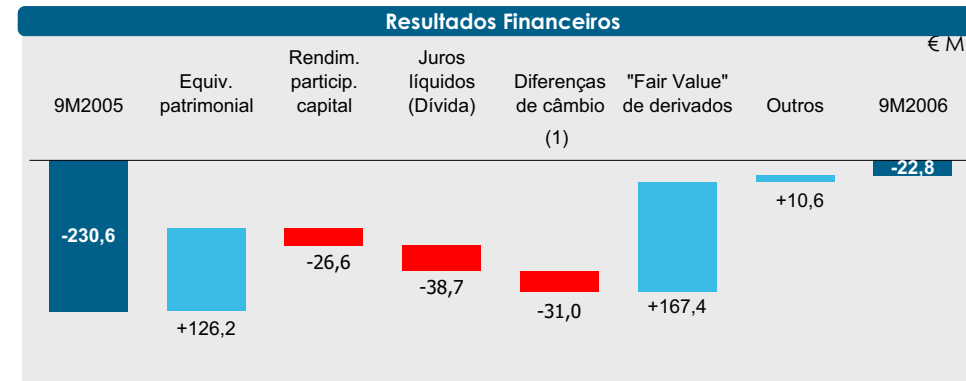
# Resultados Financeiros Consolidados e Amort. Trespases e Concessões



Resultados Financeiros (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Empresas do Grupo e associadas	155,2	29,0	435,4%
Rendimentos de particip. de capital	3,5	30,1	-88,3%
<b>Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros</b>	<b>158,7</b>	<b>59,1</b>	<b>168,5%</b>
Juros Financeiros Líquidos	(311,8)	(273,1)	-14,2%
Diferenças de Câmbio	16,1	63,2	-74,6%
Outros Financeiros	114,2	(79,8)	-
<b>Ganhos/(Perdas) Financiamento</b>	<b>(181,5)</b>	<b>(289,8)</b>	<b>37,4%</b>
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(22,8)</b>	<b>(230,6)</b>	<b>90,1%</b>

Impacto Consolidação pelo MEP (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
REN (30%)	166,9	2,0	8323,0%
Electra (30.6%)	(42,6)	-	-
Edinfor (40%)	(0,9)	(5,9)	83,9%
Portgás (59.6% in 2005)	-	5,7	-
Setgás (19.8%)	0,8	0,1	936,1%
CEM (22%)	10,7	8,6	24,3%
Turbogás (40%)	9,7	9,3	3,4%
DECA II (EEGSA (21%))	6,8	5,8	17,7%
Subsidiárias da HC	1,1	1,9	-41,4%
Subsidiárias da NEO	2,3	-	-
Outros	0,4	1,5	-72,0%
<b>Total</b>	<b>155,2</b>	<b>29,0</b>	<b>435,4%</b>

Amort. trespases&concessões e imparidades (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
EBE	6,2	6,7	-7,0%
IVEN (Escelsa/Enersul)	17,1	17,1	0,2%
EDP LAJEADO (Investco)	2,3	-	-
Comunitel	-	3,3	-
Oni	2,5	2,5	0,0%
Affinis	5,7	-	-
<b>Total</b>	<b>33,9</b>	<b>29,5</b>	<b>14,9%</b>



## Os Resultados Financeiros nos 9M2006 reflectem:

- Um aumento nos **"Ganhos em empresas do grupo e associadas"**, devido essencialmente: i) à contribuição da consolidação pelo Método da Equivalência Patrimonial de 30% da REN, que reflecte a recuperação, nos 9M006, de desvios tarifários de anos anteriores, bem como a mais valia obtida na transacção dos 18,3% que a REN detinha na Galp; ii) à imparidade da nossa participação financeira na Electra (Cabo Verde), fruto das garantias prestadas pela EDP ao financiamento daquela empresa, nas quais a EDP assumiu a responsabilidade por 60% do valor em dívida; e iii) à melhoria do resultado líquido da Edinfor (uma perda de €14,8M nos 9M2005 vs. uma perda de €2,4M nos 9M2006). Adicionalmente, nos 9M2006, a Portgás foi consolidada pelo método integral (a EDP detém actualmente 72% da Portgás).

- Os **"Juros financeiros líquidos"** aumentaram 14,2% no período, devido a um aumento de 24 p.b. no custo médio da dívida do Grupo EDP (4,4% nos 9M2006 vs. 4,2% nos 9M2005), reflectindo a subida das taxas de juro de mercado, e a um aumento de 8,1% do nível médio da dívida dos 9M2005 para os 9M2006.

- A apreciação do Real Brasileiro contra o Dólar Americano nos 9M2006 (8%) foi inferior à dos 9M2005 (19%). O impacto na dívida denominada em Dólares do Brasil levou a uma redução nas **"Diferenças de câmbio"** de €47,1M.

- A rubrica de **"Outros"** ganhos e perdas financeiros nos 9M2006 está essencialmente relacionada com o justo valor de derivados: i) devido ao aumento nas taxas de juro, a provisão financeira de €118M criada no final de 2005, relativa ao "fair value" do derivado contratado pela EDP para cobrir o efeito de alterações na taxa de juro no cálculo do valor actual líquido dos CMECs, foi integralmente revertida no 1S2006 – adicionalmente, foi contabilizado no 2T2006 um ganho de €30M com este derivado no seguimento do aumento das taxas de juro que ocorreu no período em que este instrumento financeiro esteve activo; ii) o justo valor dos outros derivados do Grupo EDP reflectiu-se num aumento de €19,4M nos 9M2006 vs. os 9M2005.

- A **"Amortização de trespases e concessões"** inclui um custo de €5,7M relacionado com um "impairment" no goodwill da Affinis.

<sup>(1)</sup> As Diferenças de Câmbio no gráfico foram ajustadas pelos resultados de instrumentos de cobertura em "Outros Financeiros"



**Áreas de Negócio**

# Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico



Balanço Energético (GWh)	Portugal			Espanha		
	9M2006	9M2005	Δ 06/05	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Hidroeléctrica	5.562	3.139	77,2%	15.776	15.697	0,5%
Nuclear	-	-	-	44.330	41.461	6,9%
Carvão	10.742	10.741	0,0%	51.644	57.197	-9,7%
CCGT	8.414	8.386	0,3%	49.852	36.215	37,7%
Fuel/Gas/Diesel	1.603	4.332	-63,0%	4.967	8.273	-40,0%
Auto-Consumo	-	-	-	(6.575)	(6.727)	2,3%
(-) Bombagem	(489)	(395)	-23,8%	(3.873)	(4.869)	20,5%
Regime Convencional	25.833	26.204	-1,4%	156.122	147.247	6,0%
Regime Especial	5.962	4.544	31,2%	36.665	36.754	-0,2%
Importação / (Exportação)	4.872	4.742	2,7%	(2.557)	429	-
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>36.667</b>	<b>35.490</b>	<b>3,3%</b>	<b>190.229</b>	<b>184.429</b>	<b>3,1%</b>
Perdas na Transmissão e outros	(513)	(526)	2,5%	(2.166)	(2.244)	3,4%
<b>Energia Entregue ao Sistema</b>	<b>36.153</b>	<b>34.963</b>	<b>3,4%</b>	<b>188.063</b>	<b>182.185</b>	<b>3,2%</b>

## MERCADO IBÉRICO

• O consumo referido à emissão na Península Ibérica apresentou um crescimento de 3,2% nos 9M2006, tendo o consumo em Portugal aumentado 3,3% e em Espanha 3,1%. Para além de apresentar um crescimento significativo do consumo de electricidade, o mercado Ibérico caracterizou-se por alguma recuperação dos níveis de produção hidroeléctrica e por um aumento dos preços no mercado grossista, no seguimento de custos marginais de produção de electricidade superiores e de um aumento da produção térmica em Espanha.

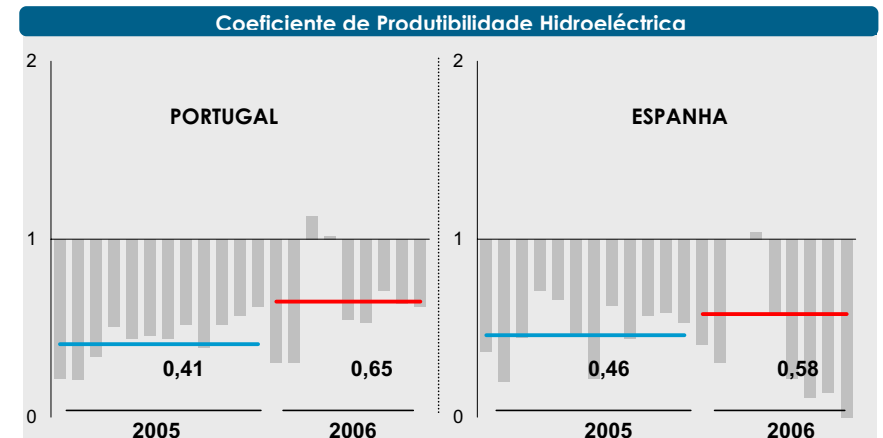
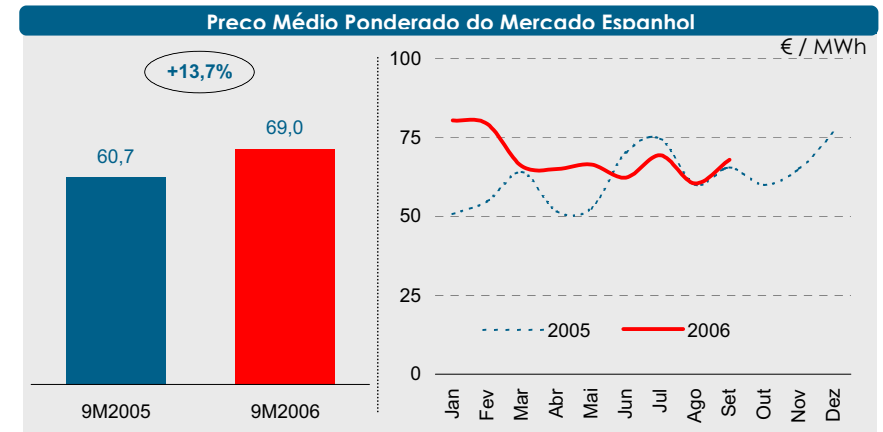
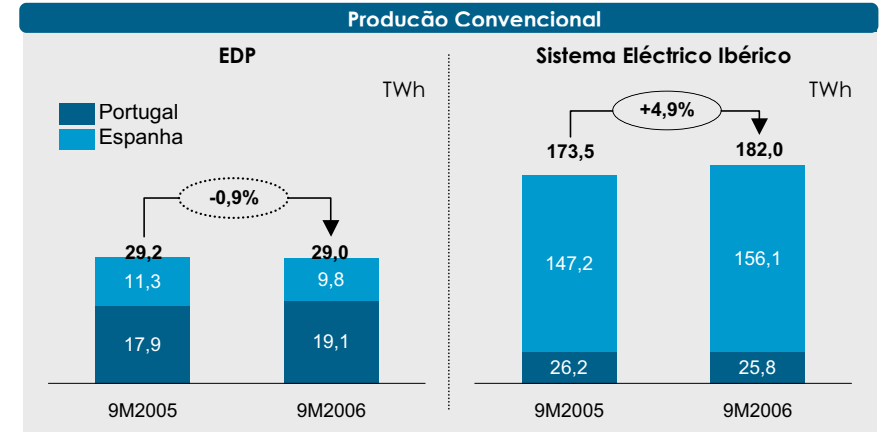
• Nos sistemas Ibéricos, o enquadramento regulatório garante aos Produtores em Regime Especial (PRE) prioridade de despacho sobre as restantes tecnologias. Nos 9M06, os PREs na Península Ibérica representaram cerca de 19% do consumo referido à emissão. Em Portugal, a produção em regime especial aumentou 31%, explicado por um crescimento de 67% da capacidade instalada em parques eólicos, para os 1.536 MW. Em Espanha, a produção dos PREs manteve-se estável, tendo a capacidade instalada em energia eólica aumentado 17% para os 10.955 MW.

• No que respeita ao regime convencional em Portugal, a produção térmica apresentou uma queda face aos 9M05, em resultado do aumento da produção em regime especial acima explicado, e da maior produção hidroeléctrica. Em Espanha, a produção das CCGTs aumentou 37,7%, devido ao aumento da capacidade instalada, enquanto que a produção das centrais a carvão diminuiu 9,7%.

• Nos 9M06 estima-se que no mercado Ibérico as emissões de CO<sub>2</sub> das centrais eléctricas tenham ultrapassado as licenças de emissão atribuídas (para 2006: 39,0M tons de CO<sub>2</sub> em Portugal e 174,6M tons de CO<sub>2</sub> em Espanha, incluindo as licenças reservadas para nova capacidade), o que em conjunto com o défice de licenças de CO<sub>2</sub> acumulado durante 2005 e um maior preço médio das licenças nos 9M2006 vs. 9M2005, em especial no início de 2006, levou a uma menor utilização das centrais a carvão. De notar que ao longo de 2006, os preços do CO<sub>2</sub> diminuíram de €22/ton no início do ano para €13/ton em Setembro.

## EDP (ver produções em anexo)

• Nos 9M06, a produção das centrais da EDP em regime convencional na Ibéria diminuiu 0,9%. A produção das centrais com CAE apresentou uma queda de 1,9% devido a uma menor utilização das centrais térmicas, em resultado do forte aumento da produção dos PRE e da evolução dos preços dos combustíveis, o que foi parcialmente compensado por uma maior utilização das centrais hidroeléctricas. No mercado liberalizado, a produção da EDP manteve-se estável nos 9M06, uma vez que a entrada em funcionamento do grupo III da CCGT do Ribatejo no 4T05 foi mitigada por uma menor disponibilidade das centrais da EDP em Espanha, na sequência das paragens programadas das CCGT de Castejón (6 semanas) no 1T06, Aboño 2 (7 semanas) no 2T06 e Trillo (4 semanas) no 2T06.





## Resultados Financeiros (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

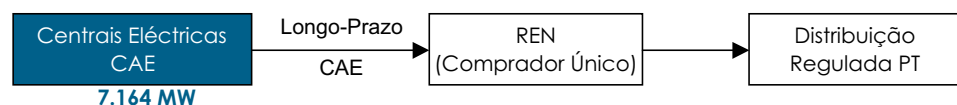
Margem Bruta	1.089,7	999,2	9,1%
CAEs	703,9	703,0	0,1%
Produção e Comercialização Liberalizadas	368,6	278,3	32,4%
Custos Operacionais	265,8	227,9	16,6%
EBITDA	824,0	771,2	6,8%
EBIT	600,9	553,8	8,5%

## Dados Operacionais | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

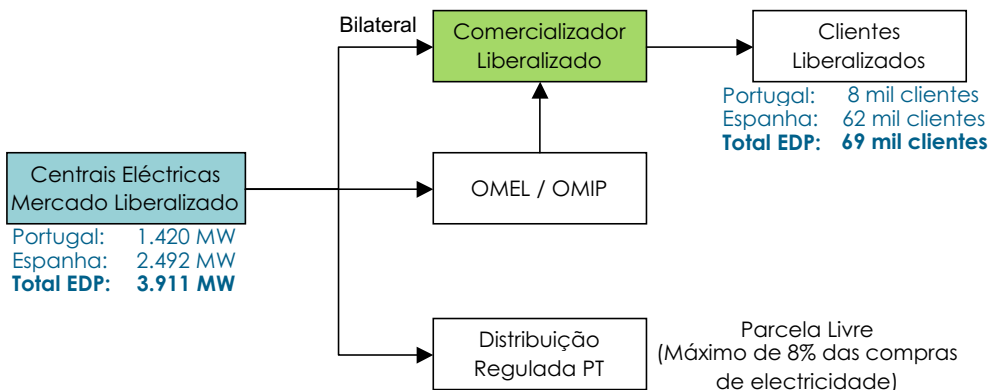
Capacidade Instalada (MW)	11.075	10.684	3,7%
Produção de Electricidade (GWh)	28.961	29.238	-0,9%
Comercial. de Electricidade (Clientes Liberalizados) (GWh)	8.784	8.607	2,1%
Numero de Clientes (mil)	69,5	13,0	5,3x

## Produção e Comercialização da EDP na Ibéria

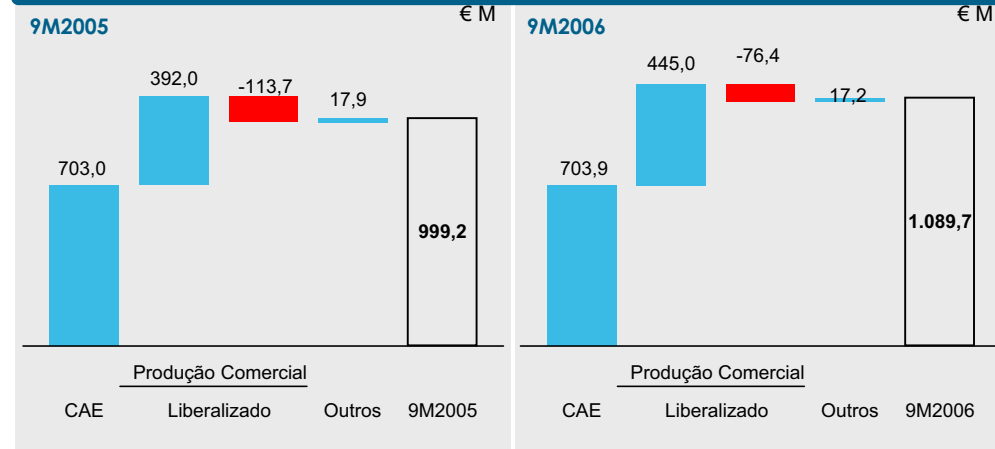
### PRODUÇÃO CONTRATADA EM REGIME DE CAE EM PORTUGAL



### PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO LIBERALIZADAS EM PORTUGAL E ESPANHA



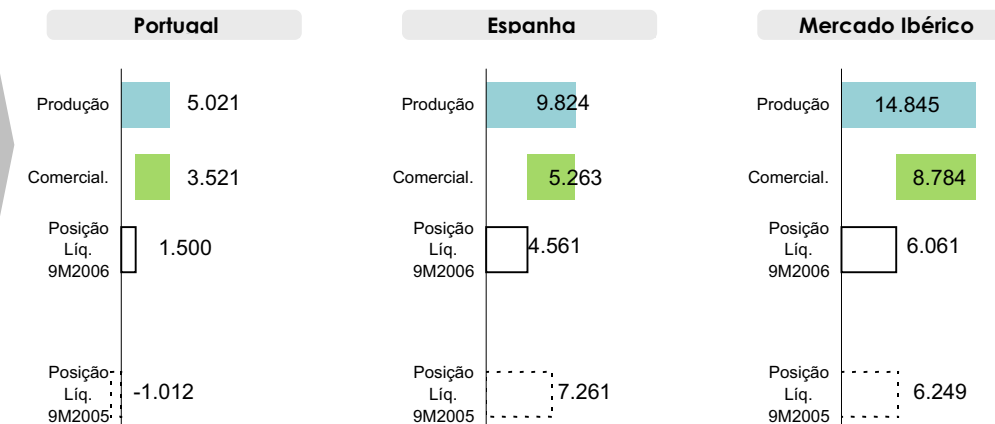
## Contribuição para Margem Bruta | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05



65% da capacidade instalada da EDP na Ibéria está vinculada ao perfil de baixo risco dos CAE, garantindo estabilidade nos cash-flows. Os CAE asseguram uma remuneração com base na disponibilidade das centrais e não no volume produzido, garantindo um ROA de 8,5% real antes de impostos e a recuperação dos custos com combustíveis e com emissões de CO2.

Gestão de risco de margem bruta integrada da produção e comercialização, tendo em conta o custo de produção e a procura de mercado. Venda de energia em mercados grossistas e de retalho liberalizado.

### Mercado Liberalizado GWh 9M2006



# Produção Ibérica: Margem Bruta dos CAE



## Margem Bruta (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

CAE Parcela Fixa	698,3	682,6	2,3%
CAE Parcela Variável	259,9	390,7	-33,5%
Vapor (Barreiro) e Cinzas	5,5	4,6	19,0%
(-) Custos Directos	259,8	374,8	-30,7%
<b>Margem Bruta</b>	<b>703,9</b>	<b>703,0</b>	<b>0,1%</b>

## Produção de Electricidade (GWh) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

<b>Hidroeléctrica</b>	<b>5.231</b>	<b>2.991</b>	<b>74,9%</b>
<b>Termoeléctrica</b>	<b>8.885</b>	<b>11.392</b>	<b>-22,0%</b>
Sines	7.282	7.060	3,1%
Setúbal	1.235	3.000	-58,8%
Carregado	243	1.135	-78,6%
Barreiro	125	180	-30,6%
Tunes e Tapada do Outeiro	0	17	-97,4%
<b>Total Emissão</b>	<b>14.116</b>	<b>14.383</b>	<b>-1,9%</b>

• Nos 9M06, os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) continuam a permitir a manutenção de um elevado nível de estabilidade e previsibilidade das tarifas grossistas no sistema eléctrico português.

• A margem bruta da EDP é apenas marginalmente afectada por alterações no mix de produção ou subidas no preço dos combustíveis uma vez que 65% da sua capacidade instalada na Ibéria está vinculada aos CAE em Portugal.

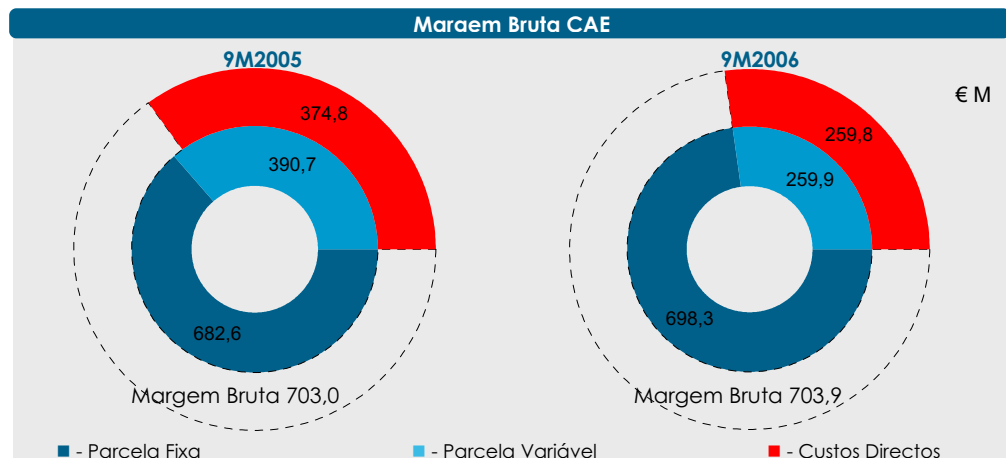
• A margem bruta das centrais com CAE aumentou 0,1% reflectindo o perfil estável do retorno obtido através da Parcela Fixa dos CAE e a recuperação dos custos com combustíveis através da Parcela Variável dos CAE. De acordo com os CAE, as emissões e as licenças de CO2 das centrais vinculadas são geridas pela REN, não afectando a margem bruta da EDP. O aumento na Parcela Fixa dos CAE no período (+2,3%) reflecte uma actualização à inflação, a entrada em serviço da central hidroeléctrica de Frades em Agosto de 2005 (192 MW, com CAE até 2027) e uma melhoria dos factores de disponibilidade (km: 1,050 no 9M06 vs. 1,046 no 9M05).

• A margem na aquisição de combustíveis (CAE Parcela Variável menos Custos com Combustíveis) diminuiu de €22,0M nos 9M2005 para €5,4M nos 9M2006 essencialmente devido à diferença negativa entre os custos de aquisição de fuelóleo suportados pela EDP e os índices internacionais de fuel-oil, o que foi parcialmente compensado por uma diferença positiva entre os custos de aquisição de carvão e os índices internacionais de carvão (utilizados como preço de referencia no cálculo do CAE Parcela Variável).

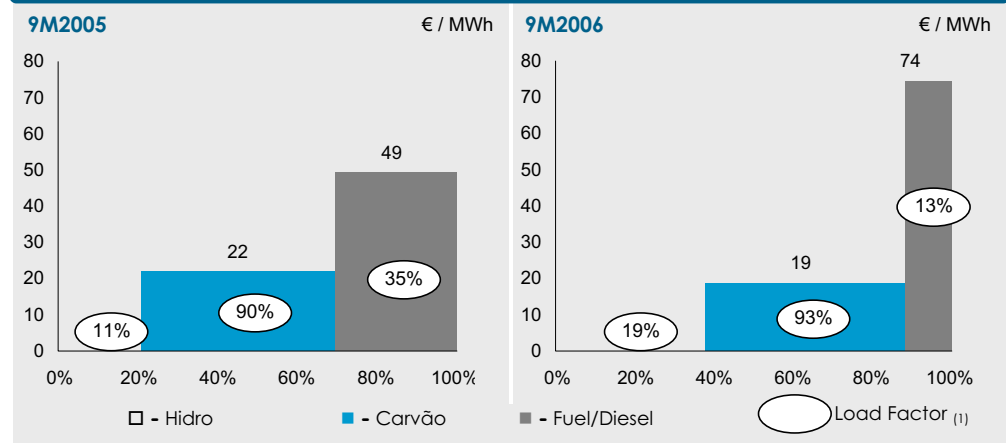
• Nos 9M06, a EDP continuou a investir na redução das emissões de SO2 e NOx na central a carvão de Sines (investimento total de €200M, a ser concluído em 2008, dos quais €31M já realizados). É importante referir que este investimento irá ser remunerado de acordo com o CAE da central, o qual garante um ROA de 8,5% real antes de impostos.

## Custos Directos (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Carvão	135,4	155,1	-12,7%
Fuel oil	110,0	203,7	-46,0%
Gás Natural	9,1	7,8	15,7%
Diesel	0,1	2,1	-95,4%
Autoconsumo de Electricidade e Materiais	5,2	6,1	-14,6%
<b>Custos Directos</b>	<b>259,8</b>	<b>374,8</b>	<b>-30,7%</b>



## Curva de Custo Variável | 9M2005 | 9M2006





# Produção Ibérica: Margem Bruta da Produção Liberalizada



## Produção de Electricidade (GWh) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Portugal</b>	<b>5.021</b>	<b>3.553</b>	<b>41,3%</b>
CCGT	4.788	3.463	38,2%
Hidroeléctrica	233	90	158,8%
<b>Espanha</b>	<b>9.824</b>	<b>11.302</b>	<b>-13,1%</b>
Hidroeléctrica	589	654	-9,9%
Nuclear	851	913	-6,9%
Carvão	7.270	8.237	-11,7%
CCGT	1.247	1.631	-23,6%
(-) Bombagem	(132)	(133)	0,7%
<b>Total Produção</b>	<b>14.845</b>	<b>14.855</b>	<b>-0,1%</b>

## Preço de Venda e Custos com Combustíveis | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

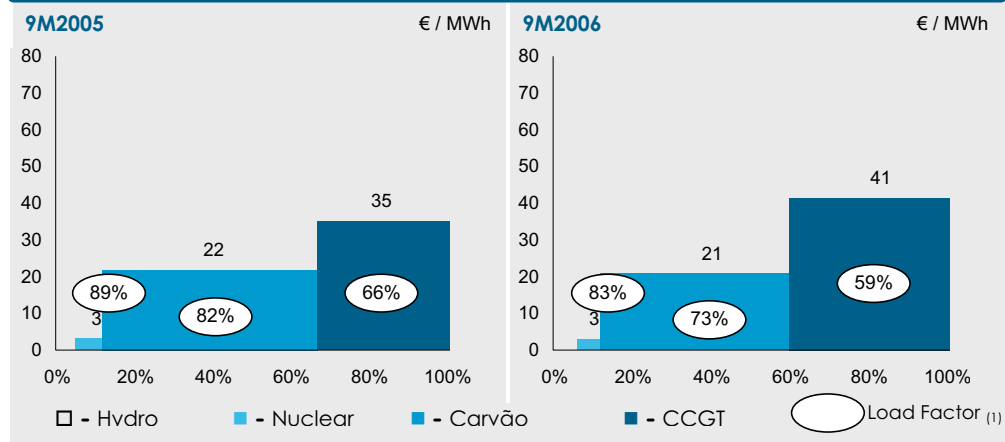
	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Preço Médio de Venda (€ / MWh)</b>			
Portugal	57,3	43,6	31,3%
Espanha	55,4	58,6	-5,5%
<b>Custo Médio de Combustíveis (€ / MWh) <sup>(1)</sup></b>			
Portugal	40,1	36,4	10,2%
Espanha	22,7	22,2	1,8%

<sup>(1)</sup> custo médio com combustíveis não inclui as centrais hidroeléctricas

## Margem Bruta (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

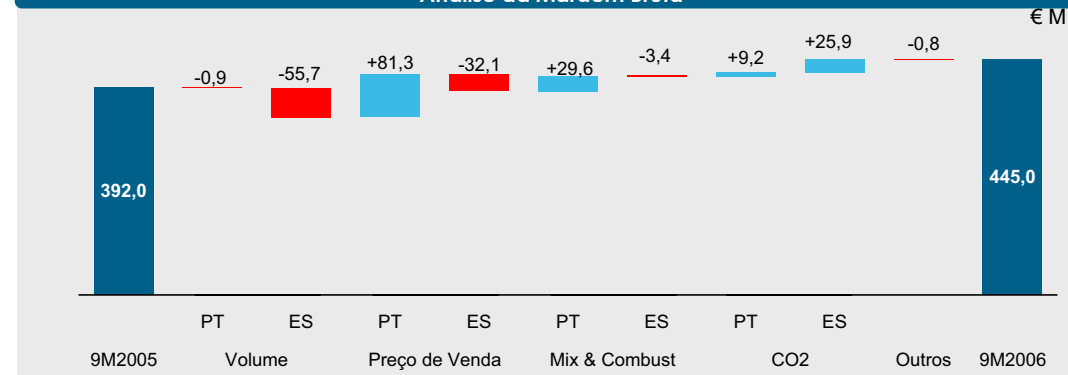
	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Portugal	107,2	(14,4)	-
Espanha	337,8	406,4	-16,9%
<b>Margem Bruta</b>	<b>445,0</b>	<b>392,0</b>	<b>13,5%</b>

## Curva de Custo Variável - Produção Liberalizada



<sup>(1)</sup> "Load Factor": número de horas equivalentes à produção de uma central relativamente ao número total de horas no período

## Análise da Margem Bruta



**Output:** Nos 9M06, a produção das centrais da EDP no mercado Ibérico liberalizado manteve-se estável. Em Portugal, a electricidade produzida pela EDP aumentou 41,3% em resultado: i) da entrada em funcionamento do grupo III da central do Ribatejo (CCGT) no 4T05 e das paragens dos grupos I e II no 3T05; e ii) de uma melhoria dos níveis de hidraulicidade. Em Espanha, a redução de 13,1% é explicada pela menor disponibilidade das centrais da EDP, na sequência principalmente da paragem programada de Aboño 2 (536MW) durante 7 semanas, no 2T06 para a revisão geral trienal e investimentos ambientais, e das paragens programadas das CCGT de Castejón (6 semanas) no 1T2006 e Trillo (4 semanas) no 2T2006.

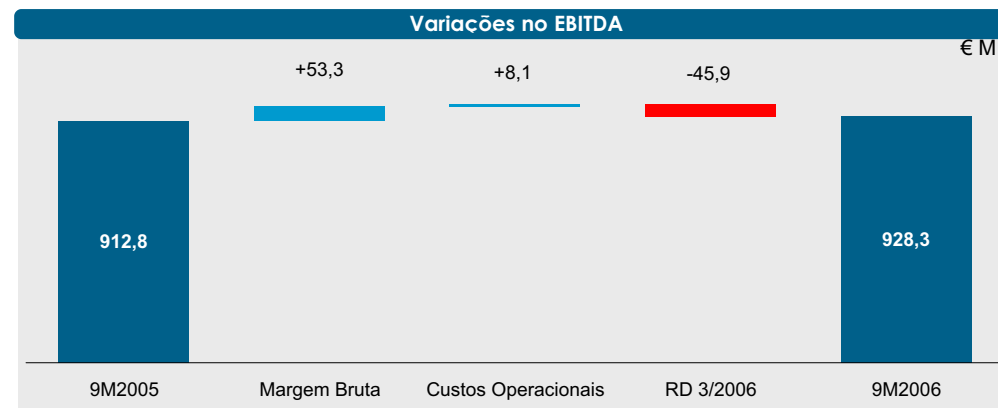
**Margem Bruta:** Em Portugal, a margem bruta alcançou os €107,2M devido: i) a uma revisão em alta do preço contratado com a EDP Comercial; e ii) à mudança de uma posição curta na produção/comercialização nos 9M05 para uma posição longa nos 9M06, o que permitiu à actividade de trading gerir as necessidades da actividade comercial através de geração própria, levando a menores compras de electricidade no mercado spot, as quais estavam a ser efectuadas a um preço superior ao contratado com a EDP Comercial. Em Espanha, a queda de 16,9% é explicada por: i) um menor nível de produção (-€56M); e ii) uma diminuição do preço médio de venda (-€32M) – nos 9M06 a actividade de geração em Espanha alterou a forma de contabilização da electricidade vendida através de contratos bilaterais (67%), reflectindo nas vendas o preço contratado em vez do preço de mercado (não obstante, esta redução na geração teve um efeito contrário na actividade comercial); o que foi parcialmente compensado por menores custos com emissões de CO2 (€3M de receitas nos 9M06 vs. €23M de custos nos 9M05).

**Custos com Combustíveis:** Em Portugal, o custo médio do gás natural por MWh aumentou 10,2%, em resultado da forte subida do preço do Brent, ao qual os contractos de fornecimento de gás da central do Ribatejo estão vinculados. Em Espanha, os custos médios com combustíveis por MWh aumentaram 1,8% face aos 9M2005, principalmente devido ao forte aumento do preço médio do gás natural. Ainda assim, o custo médio unitário das centrais a carvão diminuiu 5%.

**Emissões CO2:** Em Portugal, as emissões de CO2 totalizaram 2,1M de toneladas e foram inferiores em 0,4M de toneladas às licenças atribuídas para o período, o que resultou num impacto positivo de €9,2M na margem bruta dos 9M06. Em Espanha, as emissões de CO2 alcançaram os 8,8M de toneladas e foram superiores em 0,5M de toneladas às licenças atribuídas para o período. Nos 9M06 foram adquiridas 0,9M de toneladas de licenças de CO2, a um preço médio de €15/ton, para fazer face ao défice acumulado a Setembro de 2006 (1,4M de toneladas de 2005 + 0,5M de toneladas nos 9M06). Isto teve um impacto negativo de €13M na margem bruta. Adicionalmente, a provisão relacionada com a insuficiência de licenças de CO2 em 2005, foi actualizada ao preço de mercado do CO2 (€13/ton em Set. 2006 vs. €21/ton em Dez. 2005) e à compra de licenças de CO2 no período (0,4M de toneladas) para fazer face ao défice de 2005. Isto teve um impacto positivo de €16M na margem bruta.



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha		
	9M2006	9M2005	Δ 06/05	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>1.432,5</b>	<b>1.352,5</b>	<b>5,9%</b>	<b>578,1</b>	<b>708,6</b>	<b>-18,4%</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>604,2</b>	<b>646,1</b>	<b>-6,5%</b>	<b>240,3</b>	<b>302,2</b>	<b>-20,5%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>828,3</b>	<b>706,4</b>	<b>17,3%</b>	<b>337,8</b>	<b>406,4</b>	<b>-16,9%</b>
Margem Bruta/Proveitos	57,8%	52,2%	5,6 pp	58,4%	57,4%	1,1 pp
Fornecimentos e serviços externos	62,2	61,8	0,7%	30,9	28,2	9,6%
Custos com pessoal	62,4	63,3	-1,4%	21,9	21,1	3,7%
Custos com benefícios sociais	11,2	15,2	-26,4%	1,0	1,0	3,1%
Rendas centros electroprodutores	2,8	2,7	2,7%	-	-	-
Outros custos (proveitos) operac.	(1,6)	(1,4)	-	47,0	8,2	-
<b>Custos Operacionais</b>	<b>137,0</b>	<b>141,6</b>	<b>-3,3%</b>	<b>100,8</b>	<b>58,4</b>	<b>72,5%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>691,3</b>	<b>564,8</b>	<b>22,4%</b>	<b>237,0</b>	<b>348,0</b>	<b>-31,9%</b>
EBITDA/Proveitos	48,3%	41,8%	6,5 pp	41,0%	49,1%	-8,1 pp
Amortizações	157,6	145,9	8,0%	62,9	68,2	-7,8%
Compensa. amort. activos subsid.	(2,7)	(3,0)	8,8%	-0,1	-0,1	2,9%
<b>EBIT</b>	<b>536,4</b>	<b>421,9</b>	<b>27,1%</b>	<b>174,2</b>	<b>279,8</b>	<b>-37,8%</b>
EBIT/Proveitos	37,4%	31,2%	6,3 pp	30,1%	39,5%	-9,4 pp



Número de Trabalhadores		9M2006	9M2005	Δ 06/05
Trabalhadores				
Portugal		1.681	1.701	-20
Espanha		592	604	-12
MW / Trabalhador				
Portugal		5,2	4,9	6,0%
Espanha		4,2	4,1	2,0%

## PORTUGAL

• O EBITDA aumentou 22,4% essencialmente devido ao crescimento da Margem Bruta. Os custos operacionais diminuíram 1,6%, como explicado abaixo.

• Os FSEs aumentaram 0,7% principalmente devido à subida dos custos com manutenção associados ao aumento da capacidade instalada (+392MW Grupo III Ribatejo CCGT e +192MW Central Hidroeléctrica de Frades, a qual tem um CAE até 2027).

• Os Custos com Pessoal diminuíram 1,4% nos 9M2006 e os Custos com Benefícios Sociais diminuíram 26,4% devido a uma queda dos prémios para pensões, no seguimento dos novos pressupostos do estudo actuarial de 2006.

## ESPAÑHA

• Nos 9M2006, o EBITDA apresentou uma queda de 32% afectado pelo reconhecimento do preço contratado nos contratos bilaterais, em vez do preço de mercado (com um efeito contrário na actividade comercial), e também pelo impacto do RD 3/2006.

• RD 3/2006: O Governo de Espanha, com o objectivo de reduzir o défice tarifário de 2006, aprovou em 24 de Fevereiro de 2006, o Real Decreto Lei 3/2006, que altera o mecanismo de compensação da energia vendida/comprada por produtores e distribuidores de um mesmo grupo económico no mercado grossista e reconsidera o valor das licenças de CO2 gratuitamente atribuídas às empresas produtoras de electricidade. De acordo com a interpretação feita pela HC da legislação actual, o défice tarifário total estimado para o período ascende a €2,5 mil milhões, dos quais a HC Energia tem de financiar 6,08% (€154M). Este montante não foi deduzido às vendas, considerando que a actual legislação assegura a sua recuperação em anos posteriores. No que respeita às licenças de CO2, a EDP contabilizou uma provisão de €22M considerando a potencial devolução das licenças de emissão de CO2 gratuitamente atribuídas para os períodos de Janeiro e Fevereiro de 2006 (1,5M ton). Desde 3 de Março de 2006, de acordo com a interpretação feita do RD 3/2006, apenas as licenças de emissão de CO2 que respeitem à produção de electricidade vendida na pool do sistema espanhol, deverão ser deduzidas às receitas da produção. Este facto teve um impacto negativo de €24M no período Março-Setembro 2006, correspondendo a 1,3M toneladas de licenças de emissão de CO2. Desde Março 2006 que a HC tem vendido a maior parte da sua produção através de contratos bilaterais físicos com a comercializadora ou através de contratos bilaterais regulados com a distribuidora.



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha		
	9M2006	9M2005	Δ 06/05	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>247,5</b>	<b>385,0</b>	<b>-35,7%</b>	<b>424,3</b>	<b>235,4</b>	<b>80,3%</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>280,4</b>	<b>412,4</b>	<b>-32,0%</b>	<b>467,7</b>	<b>321,6</b>	<b>45,4%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>(33,0)</b>	<b>(27,4)</b>	<b>-20,2%</b>	<b>(43,5)</b>	<b>(86,2)</b>	<b>49,6%</b>
Margem Bruta/Proveitos	-13,3%	-7,1%	-6,2 pp	-10,2%	-36,6%	26,4 pp
Fornecimentos e serviços externos	9,0	8,6	4,6%	19,6	17,6	11,3%
Custos com pessoal	4,3	2,1	105,0%	4,0	4,5	-10,2%
Custos com benefícios sociais	0,3	0,3	-8,1%	0,1	0,1	-8,5%
Rendas centros electroprodutores	0,0	0,0	-16,8%	-	-	-
Outros custos (proveitos) operac.	8,3	0,3	-	(17,8)	-5,7	-
<b>Custos Operacionais</b>	<b>21,9</b>	<b>11,3</b>	<b>93,2%</b>	<b>6,0</b>	<b>16,5</b>	<b>-64,0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>(54,9)</b>	<b>(38,8)</b>	<b>-41,6%</b>	<b>(49,4)</b>	<b>(102,8)</b>	<b>51,9%</b>
EBITDA/Proveitos	-22,2%	-10,1%	-12,1 pp	-11,6%	-43,7%	32,0 pp
Amortizações	3,6	3,3	8,7%	1,8	3,2	-42,7%
Compensa. amort. activos subsid.	-	-	-	-	-	-
<b>EBIT</b>	<b>(58,4)</b>	<b>(42,0)</b>	<b>-39,0%</b>	<b>(51,2)</b>	<b>(105,9)</b>	<b>51,6%</b>
EBIT/Proveitos	-23,6%	-10,9%	-12,7 pp	-12,1%	-45,0%	32,9 pp

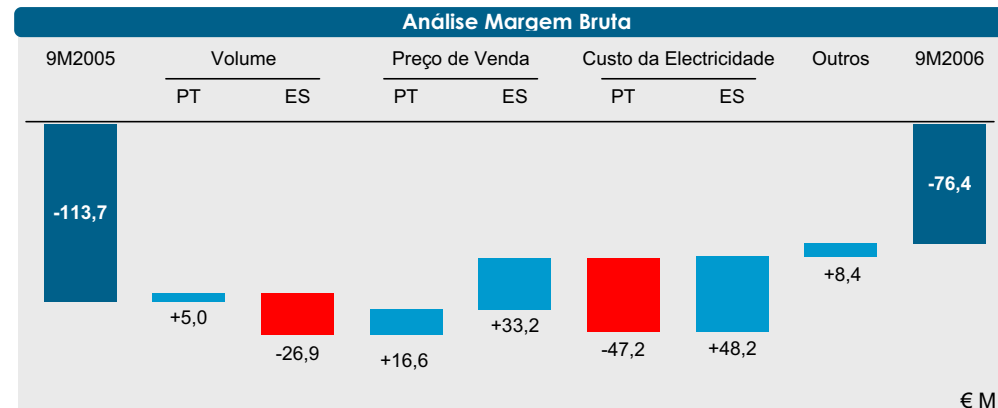
Número de Trabalhadores	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Trabalhadores			
Portugal	90	77	+13
Espanha	92	109	-17

## PORTUGAL

- A EDP tem vindo a rever as condições comerciais dos contratos com clientes na sua maturidade face à forte competitividade das tarifas reguladas. Isto resultou na mudança de alguns clientes para o sistema regulado. Esta mudança foi também seguida pelos clientes dos concorrentes da EDP.
- O aumento de 13,3% no preço de venda (líquido de redes) contribuiu com +€16,6M para a margem bruta e vem na sequência da revisão em alta das condições comerciais dos contratos com clientes na sua maturidade e da captação de novos clientes a preços mais elevados.
- As necessidades de energia da actividade comercializadora são satisfeitas através de um contrato a preço fixo estabelecido com a unidade de gestão de energia da EDP. O preço de referência deste contrato foi revisto no 4T05 de forma a reflectir as expectativas actuais relativamente aos preços da electricidade no mercado grossista. Esta revisão em alta do custo da electricidade representa -€47,2M na queda da margem bruta.
- Os "Outros custos (proveitos) operacionais" nos 9M2006 incluem: i) custos com desvios no consumo (-€5,4M); ii) provisões para clientes de cobrança duvidosa (-€5,0M); e iii) na utilização de provisões para cobrir perdas de margem (+€2,1M).
- O mercado retalhista de electricidade em Portugal está 100% liberalizado desde 4 de Setembro de 2006, podendo os clientes de baixa tensão escolher o seu comercializador de electricidade. A EDP foi o único operador a oferecer um produto a clientes de baixa tensão (5D), alcançando já no final do 3T2006 2.141 clientes de baixa tensão em mercado liberalizado.

## ESPAÑHA

- O forte aumento em volumes vendidos no mercado liberalizado espanhol resulta: i) da atribuição à HC Energía de 1.500 GWh (de um total de 2.287 GWh) do concurso público de fornecimento de electricidade à RENFE; e ii) do lançamento de uma campanha de marketing no início de 2006 para a promoção da oferta integrada de electricidade e gás e para uma melhoria da proposta comercial a pequenos clientes.
- A melhoria de €43M na margem bruta da actividade de comercialização em Espanha é explicada por: i) um menor custo unitário com compras de electricidade – note-se que nos 9M2006 a actividade de comercialização em Espanha alterou a contabilização da electricidade comprada através de contratos bilaterais, reflectindo nos custos o preço contratado em vez do preço de mercado; e ii) um aumento de 15% do preço de venda após a revisão das condições comerciais de todos os contratos na sua maturidade e após a captura de novos clientes com melhores condições ao nível do preço de venda.



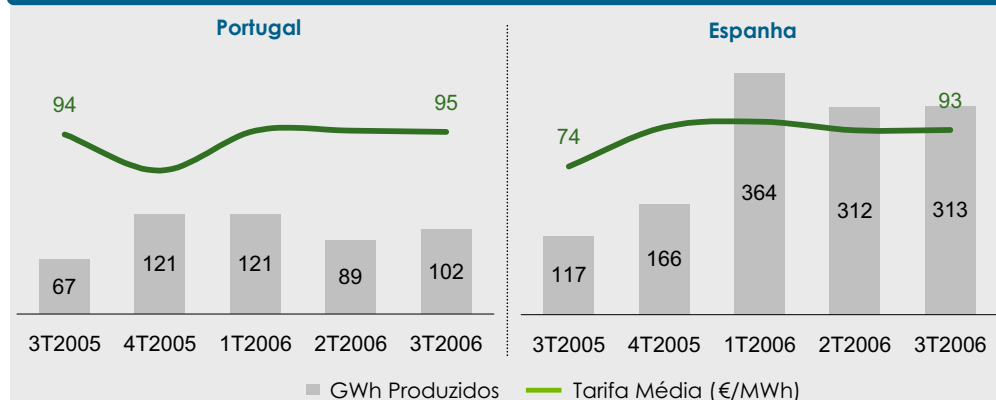
Venda de Electricidade a Clientes Liberalizados	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Electricidade vendida (GWh)			
Portugal	8.784	8.607	2,1%
Espanha	3.521	4.566	-22,9%
Quota de mercado			
Portugal	12%	11%	2 p.p.
Espanha	60%	66%	-5 p.p.
Número de clientes (mil)			
Portugal	8%	5%	3 p.p.
Espanha	69,5	13,0	5,3x
Portugal	7,9	9,4	-15,7%
Espanha	61,6	3,6	17,0x
Preço de venda líquido (€/MWh)			
Portugal	42	37	13,3%
Espanha	49	42	14,9%

## Resultados Financeiros (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Margem Bruta	144,1	67,1	114,8%
Custos Operacionais	39,0	22,6	72,5%
EBITDA	105,1	44,5	136,3%
EBIT	52,2	23,1	125,7%

• A NEO, empresa do Grupo EDP para a produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, detém os activos da Enernova (parques eólicos em Portugal – detida a 100% pela NEO), Genesa (energias renováveis em Espanha – detida a 80% pela NEO e 20% pela Caja Madrid) e Desa (parques eólicos em Espanha - adquirida em Dez05 e detida a 100% pela NEO).

## Energia Eólica - Tarifa Média Trimestral



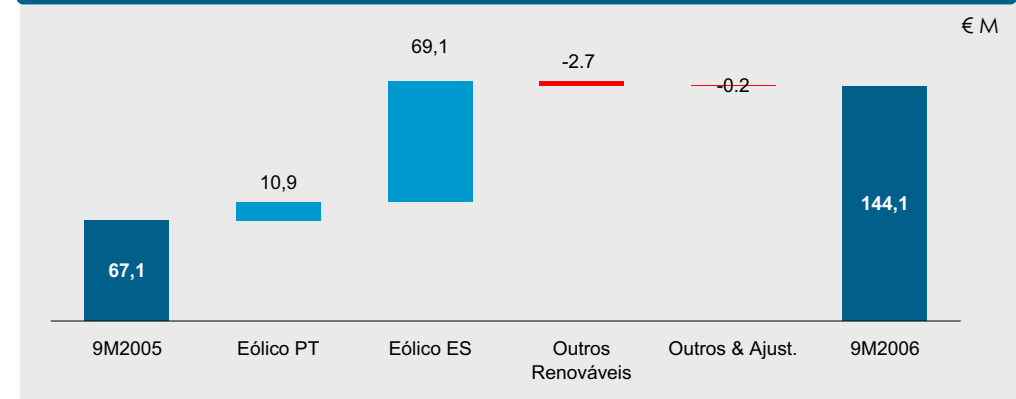
• O Grupo EDP tem vindo a investir de forma significativa no negócio das energias renováveis. Em 2005, a EDP adquiriu: i) parques eólicos à Tecneira, em Portugal – com uma capacidade instalada de 50 MW em operação e cerca de 70 MW em desenvolvimento até 2007, cuja entrada em operação está prevista até finais de 2007; ii) os parques eólicos de Ortiga e Safra/Coentral, em Portugal, sendo que o parque eólico de Ortiga (12 MW) entrou em funcionamento em Junho de 2006 e estão em desenvolvimento 42 MW adicionais cuja entrada em operação está prevista até finais de 2007; iii) a Desa, em Espanha, com uma capacidade instalada de 274 MW<sup>(1)</sup> em operação e uma capacidade adicional de cerca de 1,190 MW em desenvolvimento, cuja entrada em operação está prevista até finais de 2010; iv) a Ider, em Espanha, com 114 MW em desenvolvimento e cuja entrada em operação se prevê para 2007; e v) a Weom, em França, com uma capacidade de 30 MW em desenvolvimento, cuja entrada em funcionamento está prevista para o final de 2007.

• Em Outubro, a EDP reforçou a visibilidade da sua carteira de projectos eólicos, tendo o agrupamento Eólicas de Portugal, no qual a EDP detém uma participação de 40%, ganho o concurso público lançado pelo Governo Português para a construção de 1,200 MW de capacidade eólica (cuja entrada em funcionamento se prevê entre 2009 e 2012).

• No final de Setembro de 2006, a NEO tinha uma **capacidade instalada eólica bruta de 1.237 MW**. Encontram-se actualmente em construção 422 MW adicionais, dos quais 217 MW têm entrada em funcionamento prevista até finais de 2006 – 63 MW em Portugal, 135 MW em Espanha e 20 MW em França – atingindo 1.454MW de capacidade instalada no final de 2006, em linha com os objectivos anteriormente anunciados.

• A margem bruta e o EBITDA beneficiaram de um aumento da capacidade instalada através de aquisições (Desa – 224 MW e parques eólicos à Tecneira – 50 MW) e de crescimento orgânico em Portugal (66 MW) e Espanha (191 MW), bem como de um aumento dos preços médios de venda da produção eólica.

## Varições na Margem Bruta



## Varições no EBITDA



<sup>(1)</sup> Capacidade Instalada Bruta

DR Operacional (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>183,3</b>	<b>90,7</b>	<b>102,1%</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>39,2</b>	<b>23,6</b>	<b>66,1%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>144,1</b>	<b>67,1</b>	<b>114,8%</b>
Margem Bruta/Proveitos	78,6%	74,0%	4,6 pp
Fornecimentos e serviços externos	22,6	15,6	45,1%
Custos com pessoal	8,2	4,2	95,5%
Rendas de centros electroprodutores	-	0,4	-
Outros custos (proveitos) operacionais	8,2	2,4	-
<b>Custos Operacionais</b>	<b>39,0</b>	<b>22,6</b>	<b>72,5%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>105,1</b>	<b>44,5</b>	<b>136,3%</b>
EBITDA/Proveitos	57,3%	49,1%	8,3 pp
Amortizações	53,9	21,5	150,2%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,9)	(0,2)	-472,2%
<b>EBIT</b>	<b>52,2</b>	<b>23,1</b>	<b>125,7%</b>
EBIT/Proveitos	28,5%	25,5%	3,0 pp

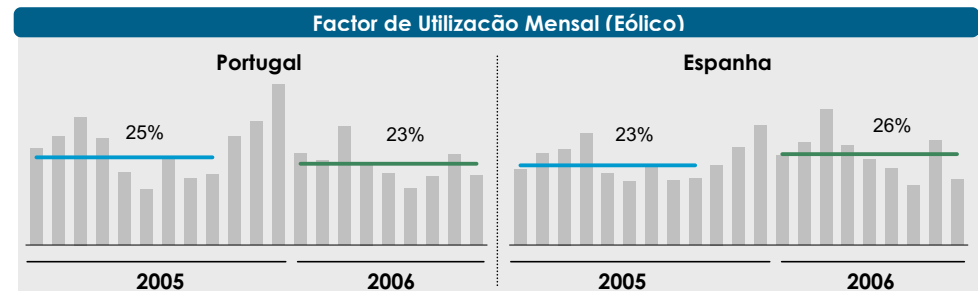
Número de Empregados	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Portugal	21	15	+ 6
Espanha	200	124	+ 76
Holding NEO	18	-	+ 18
<b>Total</b>	<b>239</b>	<b>139</b>	<b>+ 100</b>

• A Set06, a capacidade instalada do Grupo EDP em energias renováveis na Ibéria totalizava 1.028 MW, dos quais 943 MW de capacidade eólica – 261 MW em Portugal e 681 MW em Espanha. **Em Portugal**, a compra da Tecneira em Dez05 (50 MW em operação), o reforço de potência do parque eólico de Pena Suar (6 MW – Dez05) e a entrada em funcionamento dos parques eólicos de Ortiga (12 MW – Jun06), Abogalheira (3 MW – Set06), Serra d'el Rei (22 MW – Set06), Sobral (8 MW- Set06), Arruda 1 (6 MW – Set06) e Pó (9 MW – Set06) permitiram à NEO aumentar a sua capacidade instalada em 116 MW. **Em Espanha**, a capacidade instalada eólica aumentou em 415 MW devido à compra da Desa em 2005 (224 MW em operação) e à entrada em operação dos parques eólicos de Boquerón (22 MW – Jan06), Belchite (50 MW – Jan06), La Brújula (73 MW – Jun06), Loma de Los Aviadores (6 MW – Ago06) e Ponte Rebordelo (40 MW – Set06).

• Nos 9M2006, a NEO produziu 1.573 GWh de electricidade (mais 79,6% no período), devido ao aumento da capacidade instalada bem como a um aumento das horas equivalentes de serviço dos nossos parques eólicos para 1.632 horas nos 9M2006 vs. 1.527 horas nos 9M2005 (aumento do factor de utilização para 25% vs. 23%). Em Portugal, uma redução nos factores de utilização não se reflecte numa redução das tarifas, dado que estas apenas diminuem com um aumento do factor de utilização e somente para parques eólicos licenciados antes de Fev06, o que reduz a sensibilidade da taxa de retorno dos parques eólicos em Portugal a variações nos factores do utilização, quando comparada com a dos parques eólicos em Espanha, para os quais factores de utilização superiores se traduzem em retornos superiores.

• A margem bruta beneficiou dos aumentos da capacidade instalada e dos factores de utilização bem como de um aumento dos preços médios de venda da energia eólica produzida. Nos 9M2006, a energia eólica produzida pelos nossos parques eólicos em Portugal e em Espanha foi vendida a um preço médio de €95/MWh e €93/MWh, respectivamente, o que compara com preços médios de €92/MWh e €73/MWh, respectivamente, nos 9M2005.

Capacidade Instalada (MW)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Eólico	943	412	+531
dos quais in Portugal	261	145	+116
dos quais Espanha	681	266	+415
Biomassa	4	7	-3
Resíduos	79	69	+9
Mini-Hídricas	3	3	-
<b>Total</b>	<b>1.028</b>	<b>491</b>	<b>+537</b>



Electricidade Produzida (GWh)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Eólico - Portugal	312	227	37,3%
Eólico - Espanha	989	357	176,9%
Biomassa	7	14	-51,7%
Resíduos	265	273	-3,2%
Mini-Hídricas	1	5	-68,0%
<b>Total</b>	<b>1.573</b>	<b>876</b>	<b>79,6%</b>

Margem Bruta (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Eólico - Portugal	31,8	20,9	52,1%
Eólico - Espanha	96,6	27,5	-
Resíduos & Biomassa	12,7	15,2	-16,6%
Mini-Hídricas	0,11	0,31	-
Outros & Ajust. Consolidação	3,0	3,2	-5,8%
<b>Total</b>	<b>144,1</b>	<b>67,1</b>	<b>114,8%</b>

• Os fornecimentos e serviços externos aumentaram €7,0M no período, reflectindo: i) um aumento de €3,9M devido à consolidação da Desa pela primeira vez em 2006; e ii) um aumento de €2,7M nos custos de conservação e reparação dos parques eólicos existentes. Os custos com pessoal aumentaram €4,0M no período devido aos aumentos salariais e a um aumento do número de trabalhadores (76 empregados com a compra da Desa).

• O EBITDA melhorou de €44,5M nos 9M2005 para €105,1M nos 9M2006, o que representa um margem EBITDA de 57,3% (+8,3 p.p. no período). Nos 9M2006, excluindo as Mini-Hídricas e os Resíduos & Biomassa, que registaram margens EBITDA de 46,0% e 13,4%, respectivamente, o EBITDA proveniente do negócio das energias eólicas em Portugal e Espanha atingiu os €24,8M e €81,8M, respectivamente (ou 83,1% e 80,7% em percentagem do volume de negócios).

• As amortizações aumentaram de €21,5M nos 9M2005 para €53,9M nos 9M2006, devido essencialmente ao já mencionado aumento da capacidade instalada da NEO.

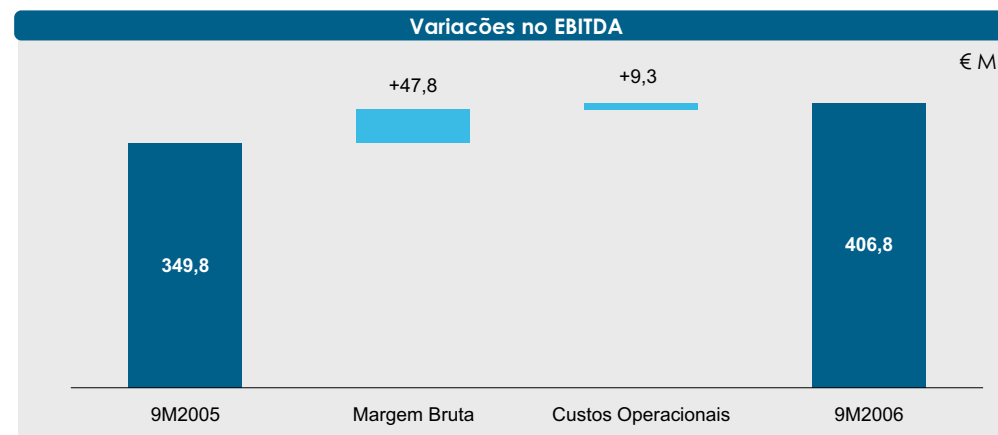
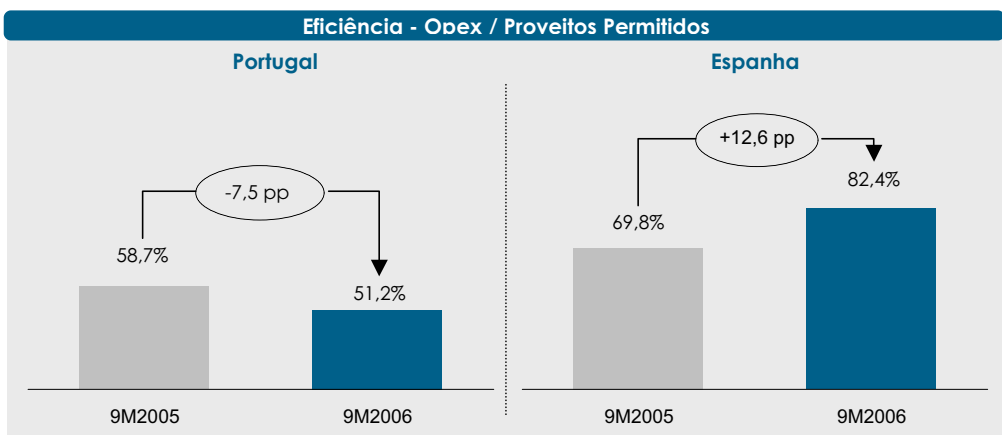
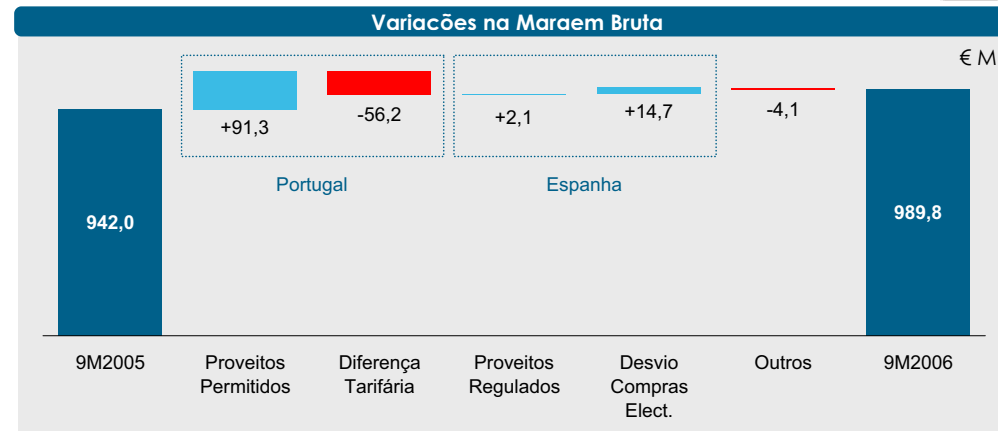


## Resultados Financeiros (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Margem Bruta	989,8	942,0	5,1%
Custos Operacionais	583,0	592,2	-1,6%
EBITDA	406,8	349,8	16,3%
EBIT	199,3	137,3	45,2%

• A actividade regulada de distribuição de electricidade na Península Ibérica abrange a EDP Distribuição (EDPD), subsidiária do Grupo EDP que actua na actividades de distribuição e comercialização de electricidade dentro do sistema regulado em Portugal, e a da HC Distribución, que actua no sistema regulado Espanhol.

• Nos 9M2006, o Grupo EDP garantia o acesso ao fornecimento de electricidade a cerca de 6,5 milhões de clientes na Península Ibérica no mercado regulado.



• A margem bruta para a actividade de distribuição do Grupo EDP na Ibéria aumentou 5,1% no período:

(a) em Portugal, os proveitos permitidos aumentaram 10% no período enquanto que a margem bruta de electricidade aumentou 4,2%, reflectindo-se numa diferença tarifária de €126,9M a recuperar (comparada com €70,7M nos 9M2005) – daquele montante, €73,9M resultam de custos superiores com as compras de electricidades enquanto que o remanescente deve-se essencialmente ao regresso de clientes de MT/BTE do mercado liberalizado para o mercado regulado (para mais informações, ver página 23);

(b) em Espanha, a margem bruta reflecte: i) um aumento de €2,1M nas receitas reguladas; e ii) um impacto positivo de €14,7M relacionado com desvios nas compras de electricidade, uma vez que o custo médio de compra de electricidade da nossa distribuidora espanhola foi inferior à média do custo incorrido pelas distribuidoras do sistema, sendo este o utilizado no calculo das liquidações dos proveitos regulados. Desde Junho de 2006, os volumes transaccionados nos mercados secundários, a preços superiores aos do mercado diário, aumentaram significativamente, originando desvios nos custos das distribuidoras, devido às suas estratégias de oferta no mercado grossista.

• Em Portugal: i) em 2005, o aumento inesperado dos custos com combustíveis e dos volumes de produção em regime especial reflectiram-se num aumento significativo dos custos do sistema; e ii) em 2006 a ERSE procedeu a uma alteração no critério de repartição, pelos clientes de electricidade, do sobrecusto para a produção de energia eléctrica de origem renovável. Estes dois acontecimentos, conjugados com o facto do aumento médio para as tarifas em BT em 2006 estar limitado à inflação, originaram um défice tarifário de €399M, dos quais €125M foram atribuídos à EDPD. No entanto, e devido ao reconhecimento por parte do Governo do direito a receber este défice num período que poderá ir de 3 a 10 anos, a EDPD reconheceu nas vendas de electricidade cerca de 3/4 deste défice (€91M) e contabilizou-o como activo. Espera-se que o Governo Português divulgue a legislação que irá definir as condições de acordo com as quais a EDPD irá recuperar aquele montante. Caso tal legislação não seja publicada até ao final do ano, a EDPD terá que reverter das suas contas o reconhecimento do direito a receber este défice tarifário.

• A 16 de Outubro de 2006, a ERSE propôs um aumento médio nas tarifas de electricidade de 12,4% para 2007, em conjunto com a recuperação do défice criado em 2006 por um período de 3 anos. No entanto, o Governo Português pretende limitar a 6% o aumento médio das tarifas em 2007, nomeadamente através do alargamento do período de recuperação do défice para 10 anos. A proposta da ERSE está agora a ser analisada pelo Conselho Tarifário, esperando-se uma decisão definitiva por parte da ERSE até dia 15 de Dezembro de 2006.



# Distribuição em Portugal



Consumidores de Electricidade (mil)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Regulado	5.954,6	5.871,7	82,9
Não-regulado	11,4	12,9	-1,5
<b>Consumidores de Electricidade</b>	<b>5.965,9</b>	<b>5.884,6</b>	<b>81,3</b>

Electricidade Distribuída (GWh)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Muito Alta Tensão	1.051	959	9,6%
Alta Tensão	4.081	3.867	5,5%
Média Tensão	10.657	10.112	5,4%
Baixa Tensão	17.998	17.330	3,9%
<b>Electricidade Distribuída</b>	<b>33.787</b>	<b>32.268</b>	<b>4,7%</b>
dos quais: de acesso	5.826	6.968	-16,4%

Vendas de Electricidade e Marca Bruta (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Vendas de Electricidade	3.157,1	2.775,7	13,7%
Compras de Electricidade	2.283,3	1.937,0	17,9%
<b>Margem Bruta de Electricidade</b>	<b>873,8</b>	<b>838,7</b>	<b>4,2%</b>
Proveitos Permitidos	1.000,8	909,4	10,0%
<b>Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)</b>	<b>126,9</b>	<b>70,7</b>	<b>-</b>

• Nos 9M2006, a electricidade distribuída apresentou um crescimento anual de 4,7%, para 33,8 TWh. Os segmentos de AT e MT beneficiaram dos consumos de energia dos co-geradores no sistema regulado (+1,1 p.p.) que optaram por vender ao sistema toda a energia produzida à tarifa de regime especial, de forma a beneficiar do diferencial de preço existente entre os dois regimes. Excluindo o impacto dos co-geradores bem como os efeitos de temperatura (-0,1 p.p.) e dias úteis (+0,1 p.p.), o consumo de electricidade teria aumentado 3,6%.

• O número de clientes no mercado liberalizado diminuiu 11,8% no período, reflectindo a transferência de clientes de MT e BTE para o sistema regulado no seguimento de um aumento dos preços praticados no mercado liberalizado. Em consequência, as vendas de electricidade no mercado liberalizado diminuíram 16,4% no período para 5,8 TWh nos 9M2006.

• Os proveitos permitidos da EDPD aumentaram 10% no período:

a) Os proveitos permitidos para o Uso da Rede de Distribuição (URD) aumentaram 6,4%, devido a um aumento da electricidade distribuída. De notar que aquando da revisão tarifária para o ano 2006, a ERSE alterou a formula de calculo para os proveitos permitidos do URD através da introdução de uma componente fixa (€302M nos 9M2006), independente dos volumes de electricidade distribuídos, reduzindo assim a exposição da EDPD ao risco de desvios na procura de electricidade em Portugal;

Proveitos Permitidos (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Componente Fixa URD: AT/MT (€ M)	102,3	-	-
Proveito unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	5,6	8,3	-32,3%
Energia entregue no SEP/SENV: AT/MT (GWh)	33.893	32.421	4,5%
Componente Fixa URD: BT (€ M)	199,7	-	-
Proveito unitário URD: BT (€ / MWh)	13,6	24,5	-44,4%
Energia entregue no SEP/SENV: BT (GWh)	17.998	17.330	3,9%
<b>Proveitos permitidos para a actividade de URD</b>	<b>736,6</b>	<b>692,2</b>	<b>6,4%</b>
Valor médio dos activos afectos à CREDES (liqº de amortiz.)	246,2	277,7	-11,3%
Remuneração para os activos afectos à CREDES (%)	8,0	8,5	-5,9%
Amortizações dos activos afectos à CREDES	32,6	35,7	-8,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CREDES	53,3	43,9	21,3%
<b>Proveitos permitidos para a actividade de CREDES</b>	<b>100,7</b>	<b>97,4</b>	<b>3,4%</b>
Valor médio dos activos afectos à CSEP (liqº de amortiz.)	15,9	49,0	-67,5%
Remuneração para os activos afectos à CSEP (%)	8,0	8,5	-5,9%
Amortizações dos activos afectos à CSEP	1,6	4,9	-67,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CSEP	50,4	50,7	-0,5%
<b>Proveitos permitidos para a actividade de CSEP</b>	<b>52,9</b>	<b>58,7</b>	<b>-9,8%</b>
<b>Ajust. tarif. ano t-2 para URD, CSEP e CREDES</b>	<b>27,5</b>	<b>12,2</b>	<b>125,2%</b>
<b>Ajust. tarif. anos t-1 &amp; t-2 na Compra e Venda de Energia</b>	<b>64,9</b>	<b>20,7</b>	<b>213,7%</b>
<b>Recuperação Custos PAR</b>	<b>18,1</b>	<b>28,3</b>	<b>-36,1%</b>
<b>Total Proveitos Permitidos</b>	<b>1.000,8</b>	<b>909,4</b>	<b>10,0%</b>

b) Os proveitos permitidos para as actividades de Comercialização de Redes (CREDES) e Comercialização no SEP (CSEP) reflectem: i) uma redução de 50pb na taxa de retorno dos activos afectos a estas actividades; ii) uma menor base de activos regulada, no seguimento da transferência de alguns activos para a EDP Soluções Comerciais – empresa criada em 2005 para a gestão dos sistemas comerciais, o fornecimentos de serviços comerciais à EDPD e EDPC, e para possibilitar a captura de sinergias nas actividades de comercialização bem como um controlo dos custos comerciais num ambiente cada vez mais competitivo. A ERSE aceitou como custos controláveis da EDPD a remuneração e amortização daqueles activos, o que se reflectiu num aumento de 9,7% dos custos da estrutura comercial para as actividades de CREDES e CSEP;

c) Os proveitos permitidos nos 9M2006 incluem também €92,4M relativos à recuperação de custos incorridos em anos anteriores e €18,1M relativos à recuperação dos custos relacionados com o Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) da EDPD.

• Os custos com as compras de electricidade aumentaram 17,9% no período, devido: i) a um aumento de 3,4% da electricidade entregue na rede de distribuição; ii) a um aumento da parcela relativa às compras de energia aos Produtores em Regime Especial; iii) a um aumento dos custos com combustíveis e iv) a um aumento na tarifa média de Uso Global do Sistema.





## DR Operacional (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>3.177,0</b>	<b>2.799,0</b>	<b>13,5%</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>2.294,4</b>	<b>1.947,5</b>	<b>17,8%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>882,6</b>	<b>851,5</b>	<b>3,7%</b>
Margem Bruta/Proveitos	27,8%	30,4%	-2,6 pp
Fornecimentos e serviços externos	177,3	185,0	-4,2%
Custos com pessoal	136,9	141,4	-3,2%
Custos com benefícios sociais	44,9	60,6	-25,9%
Rendas de concessão	154,9	151,1	2,5%
Outros custos (proveitos) operacionais	(1,6)	(4,3)	62,7%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>512,4</b>	<b>533,9</b>	<b>-4,0%</b>
<b>EBITDA <sup>(1)</sup></b>	<b>370,2</b>	<b>317,6</b>	<b>16,6%</b>
EBITDA/Proveitos	11,7%	11,3%	0,3 pp
Amortizações	252,1	250,0	0,8%
Compensação amort. activos subsidiados	(62,0)	(59,6)	-3,9%
<b>EBIT</b>	<b>180,1</b>	<b>127,2</b>	<b>41,6%</b>
EBIT/Proveitos	5,7%	4,5%	1,1 pp

## Número de Empreadados | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

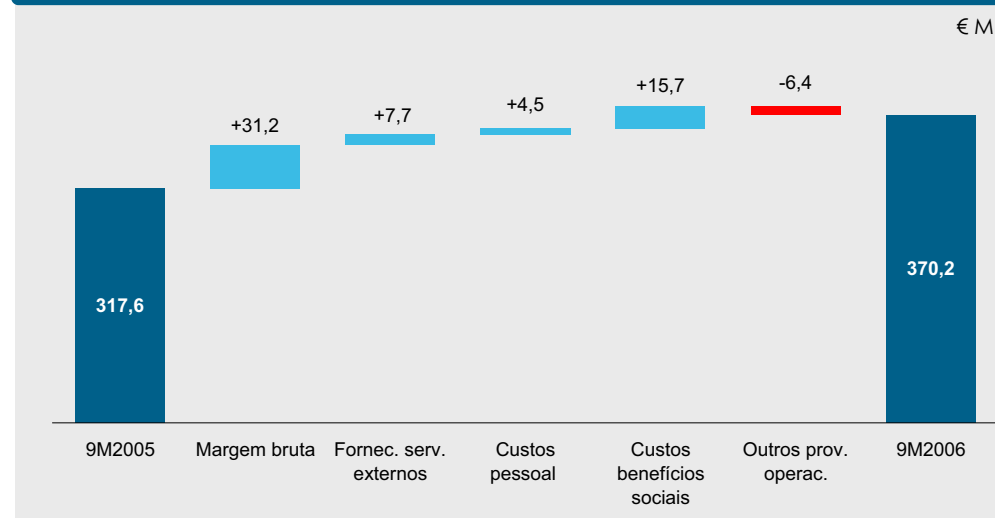
Número de Empregados	5.257	5.435	-178
GWh Distribuidos / Trabalhador	6,43	5,94	8,3%
Clientes / Trabalhador	1.133	1.080	4,8%

• A margem bruta de electricidade nos 9M2006 ficou €126,9M abaixo do proveito permitido para o período, dos quais:

a) €73,9M resultam de elevados custos com as compras de electricidade: i) €33,9M devem-se ao facto de as compras de energia aos PRE terem sido inferiores às estimadas pela ERSE aquando da fixação das tarifas para o ano 2006, implicando a recuperação pela EDPD de parte da componente fixa dos custos com compras de electricidade cobrada pela REN e relacionada com a produção em regime especial, enquanto que a EDPD teve que satisfazer os consumos através da compra de energia adicional ao sistema regulado; e ii) €39,9M resultam do facto de a ERSE não ter previsto o aumento do consumo regulado proveniente da transferência de clientes de MT/BTE do mercado liberalizado para o mercado regulado, implicando que este aumento no consumo tivesse que ser satisfeito através de um aumento nas compras de electricidade, nomeadamente através de compras ao mercado não-regulado (“parcela livre”), que também não foram incorporadas nas tarifas de 2006.

b) O remanescente deve-se ao facto de os clientes de MT/BTE que estão a regressar para o sistema regulado beneficiarem de tarifas de electricidade inferiores em termos médios, não possibilitando o “pass-through” imediato para as tarifas de todos os custos com as compras de electricidade que a empresa teve que suportar para satisfazer esta procura adicional.

## Variacões no EBITDA



• Os FSE diminuíram 4,2% no período, devido: i) a uma redução de €13,8M nos custos comerciais resultado, por um lado, de uma diminuição das despesas de instalação (€4,6M nos 9M2005 relacionados com o “re-branding” da rede de lojas da EDPD), e por outro, de uma redução dos custos com serviços de cobrança e correios, consequência de um aumento de 45% do número de clientes que aderiram à “Conta Certa” (1,6 milhões de clientes a Set06 vs. 1,1 milhões de clientes a Set05) e do facto de, em 2006, a facturação ter passado a ser bimestral em vez de mensal; e ii) a uma redução de €4,5M nos custos com tecnologias de informação, que foram parcialmente compensados por iii) um aumento de €10,4M nos custos com serviços de suporte, dos quais €3,2M em custos de gestão cobrados pela EDP, S.A. e EDP Valor e €4,4M em formação profissional, estando o remanescente relacionado com comunicações e seguros.

• O número de empregados reduziu-se em 178 trabalhadores. Esta redução foi alcançada através do Programa de Apoio à Reestruturação levado a cabo em 2005 (119 empregados – Dez05) e da realização de 60 reformas e pré-reformas durante os 9M2006.

• Os custos com pessoal diminuíram 3,2% no período devido à contabilização de um custo extraordinário de €9,2M nos 9M2005. Excluindo este custo bem como a capitalização dos custos com pessoal e os custos com indemnizações, os custos com pessoal aumentaram 2,6% no período, no seguimento de um aumento médio salarial de 2,7% para o ano 2006 e de um aumento dos prémios de desempenho, que mais do que compensaram as poupanças conseguidas através da redução do número de trabalhadores.

• Os custos com benefícios sociais diminuíram €15,7M, devido: i) à contabilização nos 9M2005 de um custo de €10,1M relativo a um aumento da provisão para pensões; e ii) a uma redução de €7,3M nos prémios para pensões devido à expectativa de aumento do retorno dos activos do Fundo de Pensões (6,4% em 2005 vs. 7,5% em 2006), que foram parcialmente compensados por um aumento de €1,8M nos prémios de passagem à reforma.



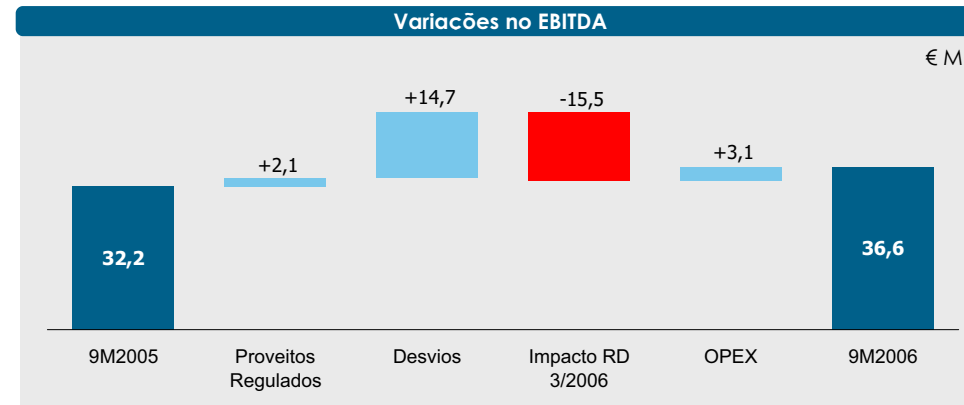
DR Operacional (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>160,2</b>	<b>112,3</b>	<b>42,7%</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>53,0</b>	<b>21,7</b>	<b>144,2%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>107,2</b>	<b>90,6</b>	<b>18,3%</b>
Margem Bruta / Proveitos	66,9%	80,7%	-13,8pp
FSEs	39,4	35,8	10,1%
Custos Pessoal	19,0	18,6	2,2%
Custos Benefícios sociais	0,6	0,6	5,1%
Outros custos (proveitos) operacionais	11,6	3,4	244,3%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>70,6</b>	<b>58,3</b>	<b>21,0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>36,6</b>	<b>32,2</b>	<b>13,5%</b>
EBITDA / Proveitos	22,9%	28,7%	-5,9pp
Amortizações do exercício	19,1	23,6	-19,4%
Compensação amort. activos subsidiados	(1,6)	(1,5)	-12,8%
<b>EBIT</b>	<b>19,2</b>	<b>10,1</b>	<b>90,7%</b>
EBIT / Proveitos	12,0%	9,0%	3,0p.p.

• O EBITDA da actividade de distribuição em Espanha aumentou 13,5% no seguimento: i) do aumento da remuneração para as actividades reguladas reconhecido na tarifa de 2006 (+€2,1M); ii) do impacto positivo dos desvios nos custos da electricidade comprada (+€14,7M); e iii) do impacto negativo da aplicação do RD 3/2006, de acordo com a interpretação feita (-€15,5M, agora contabilizados em outros custos e proveitos em vez de em custos directos).

i) relativamente aos proveitos regulados, de acordo com o RD 1556/2005 que estabelece os proveitos para as actividades reguladas em Espanha, dos €3.016,7M atribuídos à actividade de distribuição do sistema para 2006, €96,1M ou 3,2% foram atribuídos à actividade de distribuição da HC;

ii) a actividade de distribuição teve uma receita extra de €14,7M porque o seu custo médio com as compras de electricidade foi inferior ao custo médio das compras de electricidade das distribuidoras do sistema, o custo standard reconhecido nas liquidações dos proveitos/margem regulados. Desde Junho de 2006, existiu um aumento substancial dos volumes transaccionados nos mercados secundários, a preços superiores aos do mercado diário, levando a desvios nos custos entre as distribuidoras do sistema devido às suas estratégias de actuação no mercado grossista de electricidade;

iii) o RD 3/2006 aprovado em 24 de Fevereiro de 2006, considera que a partir de Março de 2006, as vendas de electricidade da geração e as compras da distribuição, efectuadas simultaneamente pelo mesmo grupo empresarial, são liquidadas a um preço provisório de €42,35/MWh (custo médio da geração convencional incluído na tarifa de 2006). As compras de electricidade da actividade de distribuição da HC que foram liquidadas com geração própria ascenderam a 1.115 GWh. O impacto desta medida (€15,5M) é contabilizado na actividade de distribuição, devido à diferença entre o preço desta electricidade e os €42,35/MWh. De acordo com o RD o preço final deverá ser ajustado antes do final do ano, para reflectir preços objectivos e transparentes dos mercados de electricidade.



Consumidores de Electricidade (milhares)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Regulados	535	575	-7,0%
Não-regulados	64	10	562,5%
<b>Consumidores de Electricidade</b>	<b>599</b>	<b>585</b>	<b>2,5%</b>

Electricidade Distribuída (GWh)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Alta Tensão	1.789	1.727	3,6%
Média Tensão	897	829	8,2%
Baixa Tensão	4.388	4.355	0,8%
<b>Electricidade Distribuída</b>	<b>7.074</b>	<b>6.911</b>	<b>2,4%</b>
dos quais: de acesso	1.027	1.157	-11,2%

Proveitos Reaulados (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Transporte	6,5	5,7	14,0%
Distribuição	73,4	72,3	1,6%
Comercialização	5,7	5,6	2,1%
<b>Proveitos Regulados</b>	<b>85,6</b>	<b>83,6</b>	<b>2,5%</b>

Número de Empreadados	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Número de empregados	392	399	-7
GWh Distribuídos/ Empregados	18,05	17,32	4,2%
<b>Cientes / Empregados</b>	<b>1.528</b>	<b>1.465</b>	<b>4,3%</b>



## Resultados Financeiros (€ M)

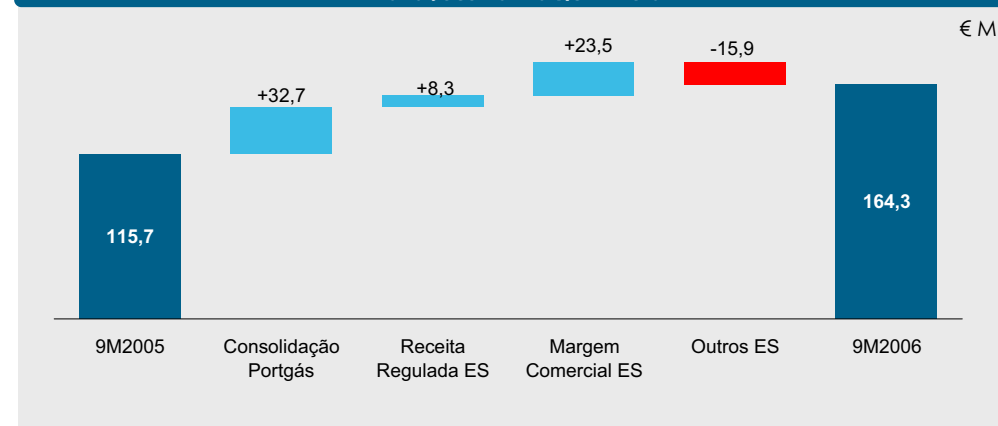
| 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Margem Bruta	164,3	115,7	42,0%
Custos Operacionais	59,9	38,6	55,0%
EBITDA	104,4	77,0	35,5%
EBIT	78,0	54,2	44,0%

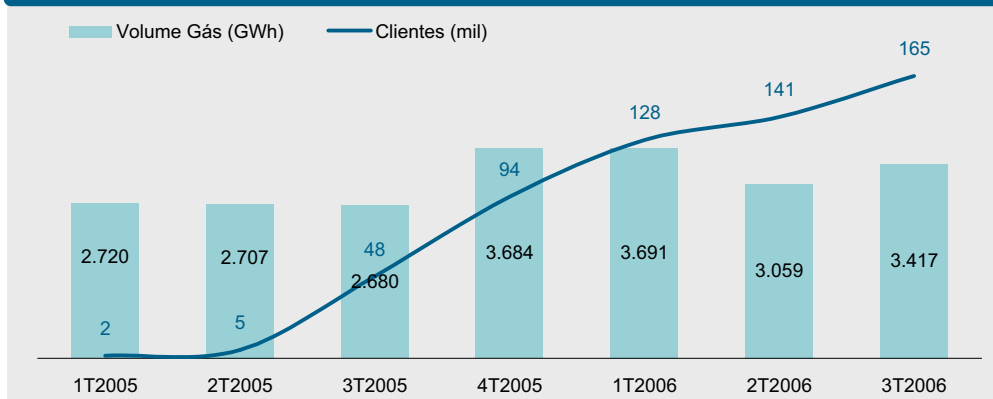
• A actividade de gás da EDP na Península Ibérica está centrada, principalmente no segmento da distribuição regulada, onde tem uma quota de mercado de 7%<sup>(1)</sup> e um número total de clientes de aproximadamente 790.000. A Naturgas tem vindo a aumentar a sua presença no mercado no mercado liberalizado espanhol. Os activos da EDP neste negócio são: a Naturgas em Espanha (56,2% controlada pela HC Energia) e em Portugal a Portgás (72,0%; consolidada integralmente) e Setgás (19,8%; consolidada por equivalência patrimonial).

• Numa base proforma, o EBITDA aumentou 6,7% comparativamente ao período homólogo.

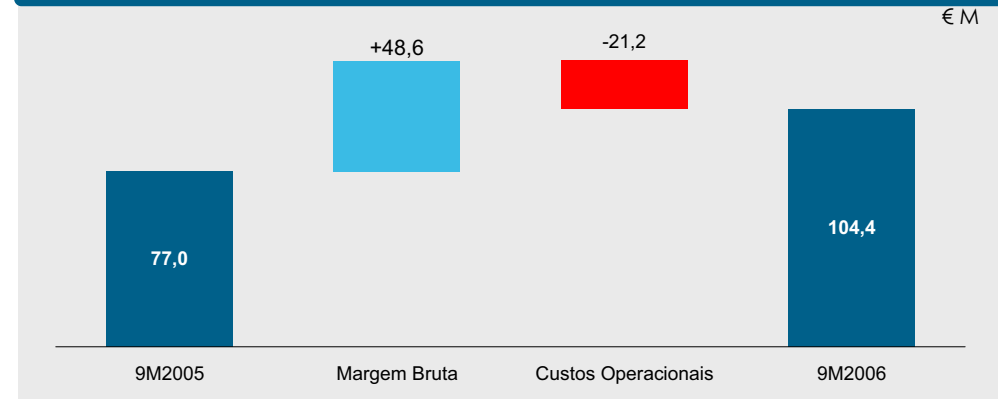
## Variacões na Margem Bruta



## Oferta Liberalizada - Volumes & Clientes



## Variacões no EBITDA



• Em Abril de 2006, a EDP concluiu a operação de reforço das participações na Portgás de 59,6% para 72,0% e na Setgás de 10,1% para 19,8% respectivamente, após a não oposição por parte da Autoridade Portuguesa da Concorrência à aquisição das participações indirectas da Endesa nestas empresas. Esta operação fortaleceu a posição da EDP no mercado do gás Português onde se espera um aumento do número de clientes com a liberalização. Em Maio de 2006, a Naturgas concluiu a aquisição dos restantes 50% do capital social da Bilbogas, após ter sido aprovado pelas autoridades competentes, e em Setembro de 2006, Naturgas assinou um acordo para a aquisição dos restantes 50% do capital social da Gasnalsa. Este acordo permite à Naturgas dar mais um passo importante com vista a reforçar a sua posição de operador energético integral e líder no sector do gás do País Basco.

• Em Espanha, através da Naturgas, a EDP alterou a sua imagem comercial e lançou uma forte campanha de marketing para promover a oferta integrada de electricidade e gás e capturar novos clientes no mercado liberalizado. O forte aumento em clientes (+117.211) e no volume (+1.751 GWh) de gás vendido em mercado reflecte o sucesso obtido pela Naturgas.

• No 1T2006, a actividade em mercado liberalizado da Naturgas foi afectada por uma necessidade extraordinária de aquisição de gás no mercado spot a preços mais elevados do que os preços estabelecidos nos actuais contratos de sourcing. Isto levou a um custo adicional não recorrente de €15M, com impacto negativo na margem bruta.

<sup>(1)</sup> Excluindo o gás distribuído para o sector eléctrico.

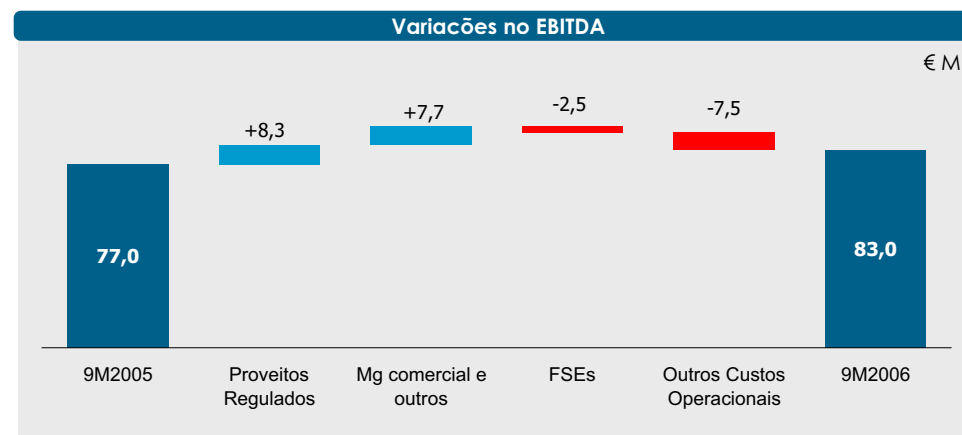


DR Operacional (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>711,2</b>	<b>440,4</b>	<b>61,5%</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>579,6</b>	<b>324,8</b>	<b>78,4%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>131,6</b>	<b>115,7</b>	<b>13,8%</b>
Margem Bruta / Proveitos	18,5%	26,3%	-7,8 pp
FSEs	25,0	22,5	11,2%
Custos Pessoal	16,4	15,6	5,4%
Custos Benefícios sociais	0,2	0,3	-12,6%
Outros custos (proveitos) operacionais	7,8	0,3	2207,5%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>49,4</b>	<b>38,6</b>	<b>27,9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>82,2</b>	<b>77,0</b>	<b>6,7%</b>
EBITDA / Proveitos	11,6%	17,5%	-0,1 pp
Amortizações do exercício	22,9	24,2	-5,6%
Compensação amort. activos subsidiados	-1,1	-1,3	15,3%
<b>EBIT</b>	<b>60,5</b>	<b>54,2</b>	<b>11,7%</b>
EBIT / Proveitos	8,5%	12,3%	-0,0 pp

Número de Empreadados	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Número de empregados	321	343	-22
GWh vendidos/ Empregados	78,3	72,1	8,6%
Cientes / Empregados	2.493	1.911	30,5%

Actividade Reaulada	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Número Clientes (mil)	635,2	607,7	4,5%
Volume Gás (GWh)	14.965	16.322	-8,3%
<b>Receita Regulada (€ M)</b>	<b>106,9</b>	<b>98,6</b>	<b>8,4%</b>
Transporte	12,1	8,8	37,8%
Distribuição	87,3	81,8	6,8%
Comercialização	7,5	8,0	-6,9%

Actividade Liberalizada	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Número clientes (mil)	165,2	48,0	244,4%
Fornecimento de Gás (GWh)	10.167	8.416	20,8%
Margem Venda (€ / MWh)	1,5	-0,9	-



• Na actividade de gás em Espanha, as receitas reguladas representam mais de 80% da margem bruta, o que permite uma estabilidade nos cash flows da empresa. A performance da margem bruta desta actividade é explicada pelos seguintes factores:

i) um aumento de 7,3% dos proveitos regulados, após a aquisição dos restantes 50% do capital social da Bilbogas e a sua consolidação integral desde Janeiro de 2006.

ii) um aumento dos volumes de gás vendido a clientes liberalizados com melhores condições no preço de venda em comparação com os custos dos contratos de fornecimento de gás da Naturgás (+€19M). Este é o resultado: (a) do sucesso conseguido pela Naturgás com o lançamento, em meados de 2005, da oferta integrada de electricidade e gás para pequenos clientes, o que também permitiu à empresa manter os clientes que se transferiram do mercado regulado para o não regulado, e (b) da renegociação dos contratos existentes com os grandes clientes.

iii) uma insuficiência de gás no início de 2006 levou a compras excepcionais e não recorrentes de gás no mercado spot a um preço superior ao dos actuais contractos da Naturgas, o que se traduziu num impacto negativo, não recorrente, de €15M na margem bruta, já reflectido nas contas do 1T2006.

• Os custos operacionais aumentaram 27,9% devido: i) a um crescimento de 11,2% dos FSE em consequência principalmente da consolidação integral da Bilbogas e do aumento das taxas de arrendamento; e ii) a um aumento de outros custos, resultado do aumento das taxas locais em consequência do crescimento das vendas de gás (+2,3M), e do aumento das provisões para clientes de cobrança duvidosa (+€1,4M).

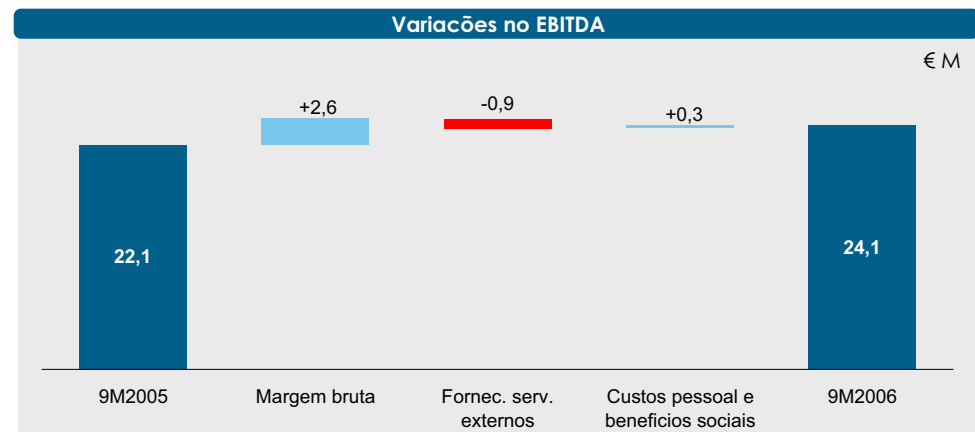


DR Operacional (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>70,6</b>	<b>57,4</b>	<b>22,9%</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>37,9</b>	<b>27,3</b>	<b>38,7%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>32,7</b>	<b>30,1</b>	<b>8,6%</b>
Margem Bruta / Proveitos	46,3%	52,4%	-6,1 pp
FSEs	5,2	4,3	22,0%
Custos com o pessoal e com benefícios sociais	3,0	3,0	1,1%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,4	0,7	-43,8%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>8,6</b>	<b>7,9</b>	<b>8,3%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>24,1</b>	<b>22,1</b>	<b>8,7%</b>
EBITDA / Proveitos	34,1%	38,6%	-4,5 pp
Amortizações do exercício	5,7	4,2	37,7%
Compensação amort. activos subsidiados	-1,1	-	-
<b>EBIT</b>	<b>19,4</b>	<b>18,0</b>	<b>7,9%</b>
EBIT / Proveitos	27,5%	31,3%	-3,8 pp

Número de Empregados	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Número de empregados	110	109	1
GWh / Empregados	13,63	12,85	6,1%
Clientes / Empregados	1.424	1.319	7,9%

Número de Clientes de Gás	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Residencial	153.317	140.970	8,8%
Serviços	2.930	2.504	17,0%
Industrial	347	324	7,1%
<b>Total Clientes de Gás</b>	<b>156.594</b>	<b>143.798</b>	<b>8,9%</b>

Volume de Gás Distribuído (GWh)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
Residencial	406	402	0,9%
Serviços	239	213	12,6%
Industrial	854	786	8,7%
<b>Total Gás Distribuído</b>	<b>1.499</b>	<b>1.400</b>	<b>7,1%</b>



• Em Setembro de 2005, a EDP assinou um contrato com a Endesa para o reforço da sua participação na Portgás para 72%. Esta operação foi aprovada pela Autoridade da Concorrência Portuguesa em Abril de 2006.

• O volume de gás distribuído pela Portgás aumentou 7,1%, para 1.499 GWh no final dos 9M2006, comparados com 1.400 GWh no período homólogo. Os segmentos dos serviços e industrial foram aqueles que mais contribuíram para este aumento, com crescimentos de 12,6% e 8,7% respectivamente.

• Os proveitos de gás atingiram os €69,0M – dos quais €64,9M em gás natural (GN) e €4,1M em gás propano (GPL) – o que corresponde a um aumento de 24,4% face aos 9M2005. Este crescimento deve-se ao aumento do preço de venda unitário bem como do volume de gás distribuído. Da mesma forma, a margem bruta aumentou 8,6% e atingiu os €32,7M, sendo que o EBITDA cresceu 8,7% para os €24,1M no final dos 9M2006.

• Em Setembro de 2006 foi aprovada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (“ERSE”) uma nova regulação para o sector do gás, com o intuito de preparar o processo de liberalização. A actividade de distribuição de gás será remunerada através da metodologia base de activos regulados (“BAR”) vezes remuneração sobre o activo (“ROA”). No entanto, os parâmetros (“BAR” e “ROA”) associados a esta nova regulação não estão ainda definidos e serão apenas anunciados durante 2007, sendo implementados a partir do 2º semestre de 2008.



## Resultados Financeiros

| 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

### R\$ Milhões

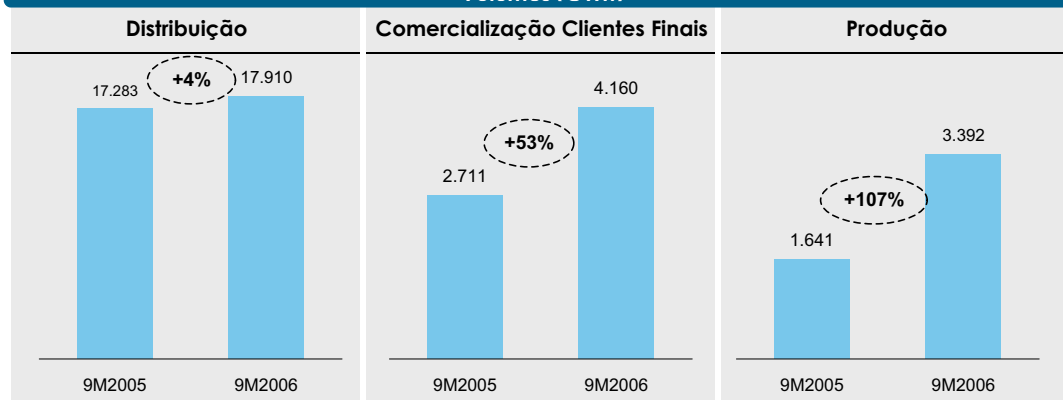
Margem Bruta	1.465,0	1.422,3	3,0%
Custos Operacionais	655,1	563,6	16,2%
EBITDA	809,9	858,6	-5,7%
EBIT	640,4	703,5	-9,0%

### € Milhões

Margem Bruta	540,0	452,9	19,2%
Custos Operacionais	241,5	179,5	34,5%
EBITDA	298,6	273,4	9,2%
EBIT	236,1	224,0	5,4%

• A Energias do Brasil (62,4% detida pela EDP) teve no início da actividade comercial da central de Peixe Angical, um impacto positivo nas contas do 3T06. No entanto, os resultados dos 9M06 foram influenciados por factos não recorrentes tais como são o aumento dos custos com pessoal, referentes ao Programa de redução de pessoal (PRP) e que foram reconhecidos no 2T2006 e os anteriores processos de ajustamentos tarifários principalmente na Bandeirante. Apesar disto, a EDP beneficiou da forte valorização do Real face ao Euro, que nos 9M06 apresentou uma taxa média BRL/Euro de 2,71 vs. 3,14 no 9M05.

## Volumes (GWh)



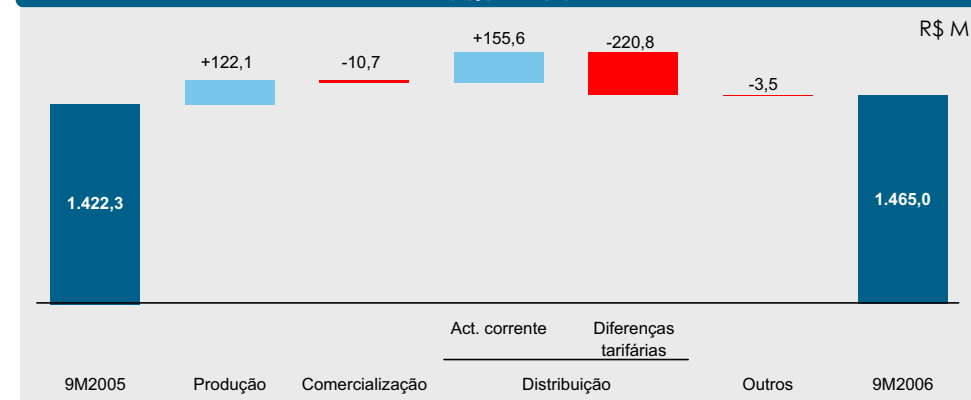
• O aumento dos volumes distribuídos não foi completamente reflectido na margem bruta, devido a custos não-controláveis superiores ao montante reconhecido nas tarifas (diferença de R\$174m nos 9M06 vs. -R\$47m nos 9M05). Esta diferença será recuperada nos próximos reajustamentos tarifários.

• O aumento do volume de produção é explicado pelo efeito do processo de desverticalização das actividades de geração embebidas nas subsidiárias de distribuição e pelo início da operação comercial da hidroeléctrica Peixe Angical. É importante destacar que a central hidroeléctrica de Peixe Angical (452 MW) iniciou a sua actividade comercial em Setembro de 2006. a primeira máquina entrou em funcionamento em Junho, a segunda em Agosto e a última unidade em Setembro.

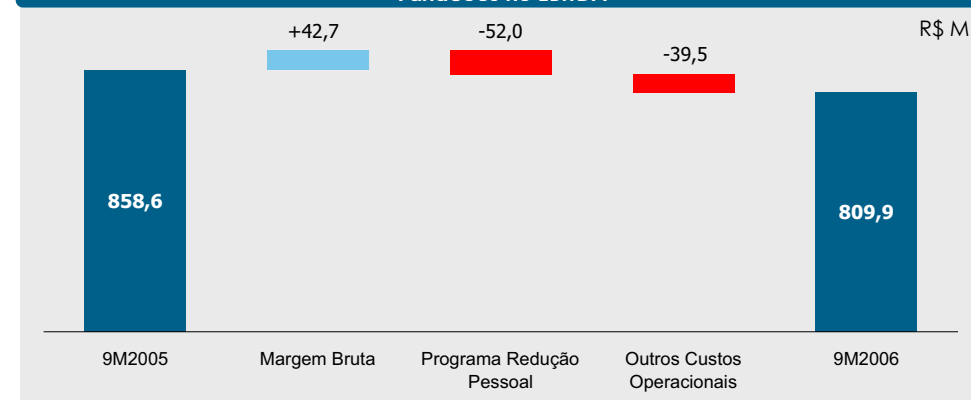
• Os volumes de electricidade vendidos aos clientes livres apresentaram um forte aumento no seguimento do aumento dos GWh vendidos aos clientes livres, capturando clientes que estão a mudar do mercado regulado para o mercado não-regulado.

• Os custos operacionais foram afectados principalmente pela implementação de programas corporativos com vista à melhoria dos níveis de eficiência da empresa e à modernização da sua gestão empresarial, nomeadamente a implementação do "Projecto Vanguarda", e o desenvolvimento de um programa de combate às perdas técnicas e comerciais na rede de distribuição.

## Margem Bruta



## Varições no EBITDA







## Actividade de Distribuição

GWh	Actividade de Distribuição	
	9M2006	9M2005
Clientes finais	5.877	6.091
Clientes acesso	3.676	3.166
<b>Electricidade Distribuída</b>	<b>9.553</b>	<b>9.257</b>
<hr/>		
Vendas de electricidade (Base)	1.429,9	1.447,3
(-) Custos não controláveis	1.021,6	1.004,6
<b>Margem de electricidade (Base)</b>	<b>408,3</b>	<b>442,7</b>
Ajustamentos tarifários (diferenças anos t-n em recebimento ou devolução)	-9,4	60,2
Tarifas extraordinárias (Recuperação perdas racionamento & "Parcela A")	46,4	48,3
<b>Margem Bruta de Electricidade</b>	<b>445,2</b>	<b>551,2</b>
Outros proveitos/(custos)	8,5	16,9
<b>Margem Bruta</b>	<b>453,7</b>	<b>568,2</b>

## Bandeirante

9M2006	9M2005	Δ 06/05
5.877	6.091	-3,5%
3.676	3.166	16,1%
<b>9.553</b>	<b>9.257</b>	<b>3,2%</b>
<hr/>		
1.429,9	1.447,3	-1,2%
1.021,6	1.004,6	1,7%
<b>408,3</b>	<b>442,7</b>	<b>-7,8%</b>
-9,4	60,2	-
46,4	48,3	-4,0%
<b>445,2</b>	<b>551,2</b>	<b>-19,2%</b>
8,5	16,9	-49,8%
<b>453,7</b>	<b>568,2</b>	<b>-20,1%</b>

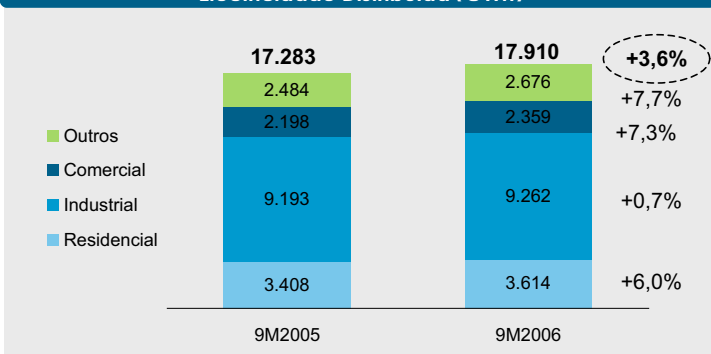
## Escelsa

9M2006	9M2005	Δ 06/05
3.477	4.180	-16,8%
2.568	1.510	70,1%
<b>6.045</b>	<b>5.690</b>	<b>6,2%</b>
<hr/>		
904,2	859,7	5,2%
632,7	586,8	7,8%
<b>271,5</b>	<b>272,9</b>	<b>-0,5%</b>
54,0	37,6	43,6%
31,8	30,6	4,0%
<b>357,3</b>	<b>341,2</b>	<b>4,7%</b>
6,2	17,6	-64,8%
<b>363,5</b>	<b>358,8</b>	<b>1,3%</b>

## Enersul

9M2006	9M2005	Δ 06/05
2.015	2.063	-2,3%
297	273	8,8%
<b>2.312</b>	<b>2.336</b>	<b>-1,0%</b>
<hr/>		
599,3	556,5	7,7%
345,9	310,9	11,3%
<b>253,4</b>	<b>245,6</b>	<b>3,2%</b>
60,8	17,2	253,2%
26,7	21,7	22,9%
<b>340,9</b>	<b>284,5</b>	<b>19,8%</b>
10,1	21,9	-54,1%
<b>351,0</b>	<b>306,5</b>	<b>14,5%</b>

## Electricidade Distribuída (GWh)



• A margem bruta das distribuidoras diminuiu 5,3%, penalizada por desvios tarifários negativos de R\$174M no 9M06 (vs. R\$47M positivos no 9M05), embora estas irão ser recuperadas no próximo processo de reajuste tarifário anual, o que significa que a margem base de electricidade crescerá numa base normalizada 21%. Este desvio tarifário não foi compensado pelo aumento do consumo (3,9%) ocorrido no 9M06.

• O volume de electricidade distribuído pela Energias do Brasil apresentou um aumento de 3,6%, explicado pelo aumento de clientes residenciais. Cada área de concessão foi influenciada por diferentes factores: o aumento na Bandeirante também beneficiou com o maior número de clientes, enquanto que o aumento do consumo na Escelsa foi influenciado pelo crescimento económico da região. No que respeita à Enersul, a economia local foi afectada pela febre aftosa e por temperaturas comparando com o período homólogo. No entanto, no 3T06 o consumo de electricidade apresentou sinais de recuperação crescendo 2,6% relativamente ao período homólogo, tendo o 1S2006 apresentado uma queda de 2,7%.

• Bandeirante: A "Margem de Electricidade Base" diminuiu 7,8% explicado por i) uma diferença negativa de R\$58M nos custos não-controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$38M positivos no 9M2005). Este efeito foi parcialmente compensado por um aumento dos volumes distribuídos e uma melhoria na margem média unitária atribuída pelo regulador (Parcela B). No que respeita aos ajustamentos tarifários em recuperação (ou devolvidos) no período, é importante referir que a Bandeirante está a devolver R\$102M entre Outubro 2005 e 2006 (reflectindo a correcção aplicada ao aumento tarifário de 2003), e ao mesmo tempo a recuperar custos passados que não foram cobertos pela tarifa. No dia 20 de Outubro 2006, a entidade reguladora do sistema eléctrico brasileiro, a ANEEL aprovou o índice médio de reajustamento anual das tarifas em 13,44% para o período entre Outubro de 2006 e Setembro de 2007, o que deverá contribuir para a diminuição do actual desvio tarifário no próximo trimestre.

• Escelsa: A "Margem de Electricidade Base" diminuiu 0,5% devido a um forte aumento no consumo, o qual foi compensado por uma diferença negativa de R\$98M nos custos não-controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$5M positivos no 9M2005) e pelo impacto da desverticalização. Nos ajustamentos tarifários em recuperação, a Escelsa recuperou, entre Agosto de 2005 e 2006 i) R\$35M relativos a custos passados que não foram cobertos pela tarifa; e ii) R\$17M relativos ao efeito retroactivo da correcção do aumento tarifário de Agosto de 2004 (de 4,96% para 8,58%). Em Agosto de 2006, a ANEEL anunciou que a Escelsa irá recuperar entre Agosto de 2006 e Julho de 2007 cerca de R\$109m relativos a custos passados que não foram cobertos pela tarifa.

• Enersul: A "Margem de Electricidade Base" aumentou 3,2% devido i) a uma melhoria na margem média unitária atribuída pelo regulador (Parcela B); a qual foi parcialmente compensada por ii) uma diminuição no consumo; e iii) uma diferença negativa de R\$18M nos custos não-controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$4M positivos nos 9M2005). Nos ajustamentos tarifários em recuperação, a Enersul está a recuperar, no período entre Abril de 2006 e Março de 2007, R\$48M relativos a custos passados que não foram cobertos pela tarifa.

## Últimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos

	Bandeirante	Escelsa	Enersul
	Out-05 Reajust.	Ago-05 Reajust.	Abr-06 Reajust.
Parcela A	-4,03%	7,98%	4,17%
Parcela B <sup>(1)</sup>	0,74%	0,25%	7,29%
<b>Índice Reajust.</b>	<b>-3,29%</b>	<b>8,23%</b>	<b>11,46%</b>
<hr/>			
Custos Passados	4,36%	8,83%	0,97%
Outros	-5,56%	-0,39%	4,32%
<b>Items Financ.</b>	<b>-1,20%</b>	<b>8,44%</b>	<b>5,29%</b>
<hr/>			
<b>Índice Total <sup>(1)</sup></b>	<b>-4,49%</b>	<b>16,67%</b>	<b>16,75%</b>

**Notas:**  
 Parcela A: Custos não controláveis, que são "pass-through" para a tarifa  
 Parcela B: Custos controláveis, amortizações e retorno sobre o capital investido, que são actualizados à inflação (IGP-M) e ajustados por um factor X.  
 Índice de Reajustamento: Referente ao aumento total a ser aplicado às vendas de electricidade "base"  
 Items Financeiros: Recuperação (ou retorno) de custos passados (ou receitas) por um período de 12 meses.

<sup>(1)</sup> Parcela B da Bandeirante foi ajustada devido a alteração aplicada pela ANEEL na forma como os impostos são considerados na construção da tarifa: estes são agora pagos directamente pelos clientes e não necessitam de ser recuperados pela tarifa.





## Produção

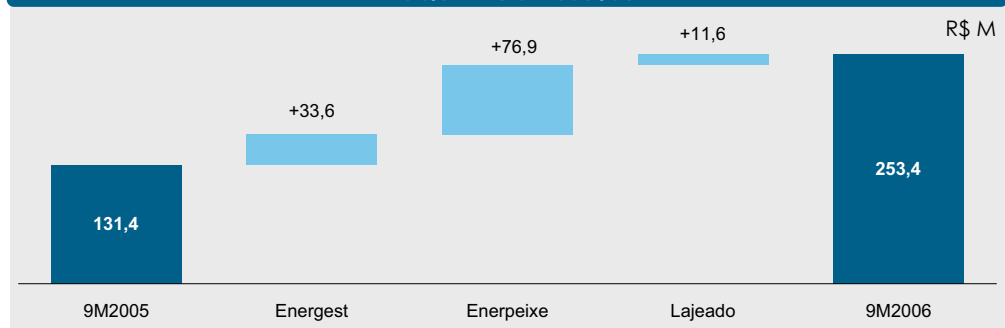
### Capacidade Instalada (MW) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Lajeado (27,65%)	250	250	-
Peixe Angical	452	-	+452
Energgest	267	281	-14
<b>Total</b>	<b>969</b>	<b>531</b>	<b>+438</b>

### Electricidade Vendida (GWh) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Lajeado (27,65%)	913	880	3,8%
Energgest	1.196	762	57,1%
<b>Total</b>	<b>2.109</b>	<b>1.641</b>	<b>28,5%</b>

## Margem Bruta Produção



• Em Setembro de 2006, a central hidroelétrica de Peixe Angical localizada no estado de Tocantins iniciou a sua actividade comercial. 100% da sua produção anual (2,374 GWh) já está contractada a longo prazo com as empresas de distribuição regulada, a um preço médio de aproximadamente R\$120/MWh (estes contratos já foram aprovados pelo regulador). A entrada em operação da central contribuiu com R\$77m para o aumento da margem bruta.

• Em meados de 2005, a Energias do Brasil separou as actividades de distribuição e de geração embebidas nas suas distribuidoras, de forma a cumprir o novo enquadramento regulatório para o sector eléctrico Brasileiro. Deste modo, as centrais eléctricas anteriormente embebidas nas empresas distribuidoras (281 MW; dos quais 14 MW foram desactivados no final de 2005), foram incorporadas na área de negócio da geração. Esta alteração foi o outro factor que contribuiu para o crescimento da Margem bruta nos 9M06 (+\$R33,6m).

• Actualmente, a Energias do Brasil detem uma capacidade instalada de 1.081 MW, e pretende aumentar a sua capacidade em mais 25 MW – São João – até ao final do ano.

Evento Subsequente: No início de Outubro de 2006, a quarta máquina da central hidroelétrica de Mascarenhas (50 MW) entrou em operação. Até Dezembro de 2007, esta máquina irá vender energia em mercado, estando a energia entre Janeiro de 2008 e Dezembro de 2037 contratada através de leilão ao preço de R\$ 115,98 (Dez-05)

## Trading & Comercialização

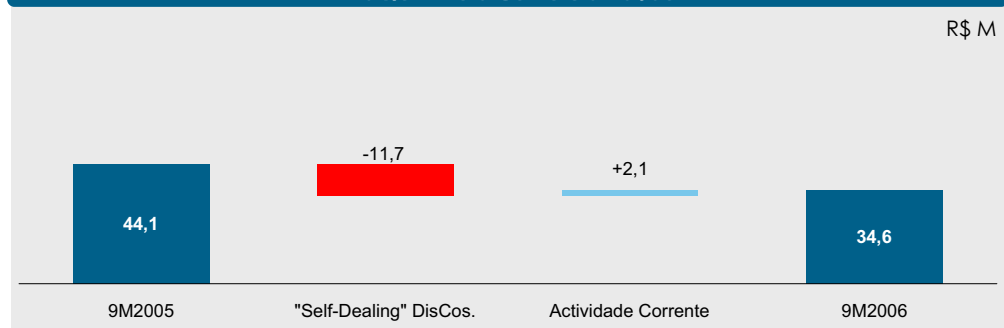
### Clientes | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

<b>Número de Clientes</b>	<b>63</b>	<b>45</b>	<b>40,0%</b>
---------------------------	-----------	-----------	--------------

### Electricidade Vendida (GWh) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Clientes liberalizados	4.160	2.711	53,4%
Empresas de distribuição	972	1.977	-50,9%
<b>Total</b>	<b>5.132</b>	<b>4.688</b>	<b>9,5%</b>

## Margem Bruta Comercialização



• Os volumes vendidos pela nossa empresa de comercialização e trading, Enertrade, apresentaram um crescimento de 9,5%, devido ao maior número de clientes que se reflectiu no aumento dos volumes.

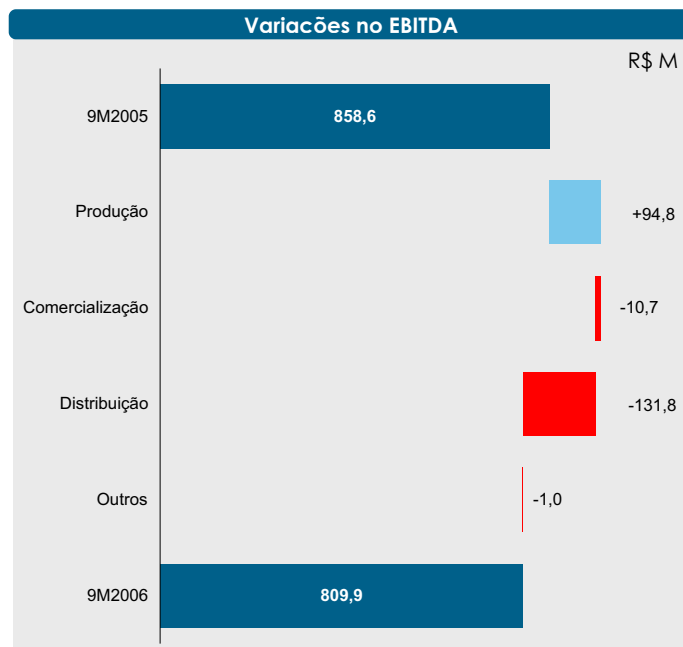
• Nos últimos meses, a Enertrade conseguiu capturar clientes das subsidiárias de distribuição da Energias do Brasil, que estão a mudar do mercado regulado para o mercado livre, assegurando deste modo a base de clientes da empresa. Os volumes vendidos a clientes finais aumentaram 53% quando comparados com o período homólogo.

• Os volumes de electricidade transaccionados com as subsidiárias de distribuição da Energias do Brasil apresentaram uma queda, devido à alteração regulatória que não permite transacções de electricidade através de "self-dealing" (entre empresas do mesmo grupo empresarial). Deste modo, os contratos de "self-dealing" não podem ser renegociados na sua maturidade.

• Deste modo e apesar do aumento dos volumes vendidos, a margem bruta da Enertrade diminuiu 19,1%, como consequência do término de alguns contratos de "self-dealing", os quais não foram completamente compensados pelos novos contratos a clientes finais.



DR Operacional R\$ Milhões	Distribuição			Comercialização			Produção			Consolidado		
	9M2006	9M2005	Δ 06/05	9M2006	9M2005	Δ 06/05	9M2006	9M2005	Δ 06/05	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>3.197,9</b>	<b>3.154,4</b>	<b>1,4%</b>	<b>377,0</b>	<b>319,8</b>	<b>17,9%</b>	<b>349,2</b>	<b>147,4</b>	<b>136,9%</b>	<b>3.532,8</b>	<b>3.366,6</b>	<b>4,9%</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>2.029,6</b>	<b>1.921,0</b>	<b>5,7%</b>	<b>331,8</b>	<b>264,0</b>	<b>25,7%</b>	<b>95,7</b>	<b>16,0</b>	<b>498,7%</b>	<b>2.067,8</b>	<b>1.944,3</b>	<b>6,3%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.168,2</b>	<b>1.233,4</b>	<b>-5,3%</b>	<b>45,2</b>	<b>55,9</b>	<b>-19,1%</b>	<b>253,4</b>	<b>131,4</b>	<b>92,9%</b>	<b>1.465,0</b>	<b>1.422,3</b>	<b>3,0%</b>
Margem Bruta/Proveitos	36,5%	39,1%	-2,6p.p.	12,0%	17,5%	-5,5p.p.	72,6%	89,2%	-16,6p.p.	41,5%	42,2%	-0,8p.p.
Fornecimentos e serviços externos	219,2	182,6	20,0%	5,4	7,4	-27,3%	52,9	36,9	43,4%	286,0	251,2	13,8%
Custos com pessoal	237,2	167,6	41,5%	4,3	1,9	130,9%	9,9	7,1	38,6%	264,1	201,7	30,9%
Outros custos (proveitos) operacionais	89,0	128,6	-30,8%	0,0	0,4	-94,1%	12,4	3,9	217,8%	105,0	110,7	-5,2%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>545,4</b>	<b>478,9</b>	<b>13,9%</b>	<b>9,8</b>	<b>9,7</b>	<b>0,3%</b>	<b>75,2</b>	<b>47,9</b>	<b>57,0%</b>	<b>655,1</b>	<b>563,6</b>	<b>16,2%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>622,8</b>	<b>754,6</b>	<b>-17,5%</b>	<b>35,4</b>	<b>46,1</b>	<b>-23,2%</b>	<b>178,3</b>	<b>83,5</b>	<b>113,6%</b>	<b>809,9</b>	<b>858,6</b>	<b>-5,7%</b>
EBITDA/Proveitos	19,5%	23,9%	-4,4p.p.	9,4%	14,4%	-5,0p.p.	51,1%	56,6%	-5,6p.p.	22,9%	25,5%	-2,6p.p.
Amortizações	168,6	144,1	17,0%	0,2	0,2	22,9%	17,7	10,3	71,6%	187,1	155,1	20,6%
Compensação amort. activos subsidiados	-17,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-17,6	-	-
<b>EBIT</b>	<b>471,8</b>	<b>610,5</b>	<b>-22,7%</b>	<b>35,2</b>	<b>45,9</b>	<b>-23,4%</b>	<b>160,5</b>	<b>73,1</b>	<b>119,5%</b>	<b>640,4</b>	<b>703,5</b>	<b>-9,0%</b>
EBIT/Proveitos	14,8%	19,4%	-4,6p.p.	9,3%	14,4%	-5,0p.p.	46,0%	49,6%	-3,7p.p.	18,1%	20,9%	-2,8p.p.
Número de Empregados	2.977	3.311	-334	16	14	+2	253	297	-44	3.299	3.677	-378



• Nos 9M2006, o EBITDA da Energias do Brasil diminuiu 5,7%. As actividades de distribuição e comercialização apresentaram contributos negativos, que foram compensados pelo aumento do EBITDA da actividade de produção em 113% devido ao processo de desverticalização e à entrada em operação da central hidroeléctrica de Peixe Angical. O EBITDA da distribuição foi afectada pelas diferenças tarifárias negativas (R\$174M no 9M2006 vs. - R\$47M no 9M2005). O EBITDA da comercialização diminuiu 23,2% devido ao fim dos contratos de "self-dealing".

• Os custos operacionais da Energias do Brasil aumentaram 16,2% em resultado de:

i) um aumento dos custos com pessoal, reflectindo (a) a contabilização de uma provisão não recorrente devido ao programa de redução de pessoal (R\$ 52m). O programa de redução de pessoal (PRP), uma das etapas do projecto Vanguarda, pretende adequar os recursos humanos da empresa à nova estrutura. O número de adesões ao PRP foi de 651 empregados (19% do quadro do grupo a Março 2006) e considerando-se as substituições necessárias, implicará, no final de 2007, um valor líquido de cerca de 16%. A implementação do PRP no 1S2006 ajudou à diminuição de 378 empregados nos 9M2006 e (b) os aumentos médios salariais 7%;

ii) um aumento dos custos com FSEs devido ao programa para diminuir as perdas comerciais e técnicas da rede de distribuição incluindo o incremento das inspecções da rede, leitura de contadores (R\$13,1M). • Com vista à redução das perdas comerciais e técnicas da rede de distribuição, a Energias do Brasil está a investir num programa específico focado na melhoria dos processos de medição dos contadores, inspecções aos pontos de consumo, operações na detecção de fraudes e regularização de ligações ilegais. Melhorias nos indicadores de perdas são esperadas até ao final de 2006.



**Demonstrações de Resultados**

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>9M2006</b> (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Coger. na Ibérica	Distribuição na Ibérica	Gás na Ibérica	Energias do Brasil	Telecoms	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	2.008,8	656,8	154,6	54,9	3.290,3	75,3	1.286,0	-	(739,3)	6.787,3
Outras Vendas	7,1	14,3	26,1	16,8	2,5	659,4	0,0	11,3	4,3	741,7
Prestação de Serviços	(5,2)	32,3	2,7	1,5	44,4	47,1	15,8	113,3	(27,4)	224,6
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>2.010,6</b>	<b>703,5</b>	<b>183,3</b>	<b>73,2</b>	<b>3.337,2</b>	<b>781,8</b>	<b>1.301,8</b>	<b>124,7</b>	<b>(762,4)</b>	<b>7.753,6</b>
Electricidade e Gás	176,8	760,0	8,4	0,3	2.338,4	89,9	749,3	-	(757,9)	3.365,1
Combustíveis	655,7	-	16,3	48,8	0,8	0,0	-	-	29,0	750,6
Materiais Diversos e Mercadorias	11,3	19,9	14,6	0,9	8,2	527,6	12,4	10,9	(40,8)	565,0
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>843,8</b>	<b>779,9</b>	<b>39,2</b>	<b>50,0</b>	<b>2.347,4</b>	<b>617,5</b>	<b>761,8</b>	<b>10,9</b>	<b>(769,6)</b>	<b>4.680,8</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.166,9</b>	<b>(76,4)</b>	<b>144,1</b>	<b>23,2</b>	<b>989,8</b>	<b>164,3</b>	<b>540,0</b>	<b>113,8</b>	<b>7,2</b>	<b>3.072,8</b>
Margem Bruta/Proveitos	58,0%	-10,9%	78,6%	31,6%	29,7%	21,0%	41,5%	91,3%	-0,9%	39,6%
Fornecimentos e serviços externos	93,8	28,6	22,6	12,0	216,7	30,5	105,4	91,0	-54,5	546,2
Custos com pessoal	84,4	8,3	8,2	0,5	155,9	19,4	97,3	19,1	66,1	459,3
Custos com benefícios sociais	12,3	0,4	0,0	0,0	45,5	0,2	0,0	0,6	-3,8	55,2
Rendas de concessão	2,8	0,0	-	-	154,9	-	3,2	-	(0,0)	160,9
Outros Custos/(Proveitos)	45,4	(9,4)	8,2	(2,5)	10,0	9,7	35,5	(5,5)	84,0	175,4
<b>Custos Operacionais</b>	<b>238,6</b>	<b>27,9</b>	<b>39,0</b>	<b>10,0</b>	<b>583,0</b>	<b>59,9</b>	<b>241,5</b>	<b>105,3</b>	<b>91,8</b>	<b>1.396,9</b>
<b>EBITDA</b>	<b>928,3</b>	<b>(104,3)</b>	<b>105,1</b>	<b>13,1</b>	<b>406,8</b>	<b>104,4</b>	<b>298,6</b>	<b>8,5</b>	<b>(84,6)</b>	<b>1.676,0</b>
EBITDA/Proveitos	46,2%	-14,8%	57,3%	18,0%	12,2%	13,4%	22,9%	6,8%	11,1%	21,6%
Amortizações	220,5	5,4	53,9	7,9	271,1	28,6	69,0	28,5	48,8	733,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(2,9)	-	(0,9)	(0,0)	(63,6)	(2,2)	(6,5)	-	(0,2)	(76,3)
<b>EBIT</b>	<b>710,6</b>	<b>(109,7)</b>	<b>52,2</b>	<b>5,3</b>	<b>199,3</b>	<b>78,0</b>	<b>236,1</b>	<b>(20,0)</b>	<b>(133,2)</b>	<b>1.018,6</b>
EBIT/Proveitos	35,3%	-15,6%	28,5%	7,2%	6,0%	10,0%	18,1%	-16,0%	17,5%	13,1%
Resultados Financeiros	(39,3)	(12,5)	(41,5)	(2,8)	(41,3)	0,7	(96,9)	(20,4)	231,2	(22,8)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	(0,0)	0,0	-	0,0	6,1	2,5	(42,5)	(33,9)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	37,6	37,6
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>671,3</b>	<b>(122,2)</b>	<b>10,7</b>	<b>2,5</b>	<b>158,0</b>	<b>78,7</b>	<b>145,3</b>	<b>(37,9)</b>	<b>93,2</b>	<b>999,5</b>
IRC e Impostos Diferidos	177,0	-35,9	4,8	1,3	32,0	23,8	55,6	2,9	31,6	293,1
Interesses Minoritários	4,8	-1,0	3,8	0,0	0,2	23,0	8,0	-0,2	18,2	56,7
<b>Resultados Líquidos</b>	<b>489,5</b>	<b>(85,2)</b>	<b>2,0</b>	<b>1,3</b>	<b>125,8</b>	<b>31,9</b>	<b>81,7</b>	<b>(40,6)</b>	<b>43,4</b>	<b>649,7</b>

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>9M2005</b> (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Coger. na Ibérica	Distribuição na Ibérica	Gás na Ibérica	Energias do Brasil	Telecoms	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	2.122,7	613,8	71,2	48,1	2.863,3	36,9	958,4	-	(166,8)	6.547,4
Outras Vendas	5,7	2,8	17,4	15,5	2,3	371,3	0,0	5,0	16,6	436,6
Prestação de Serviços	(67,3)	3,8	2,1	0,8	45,7	32,3	113,6	234,1	73,9	439,2
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>2.061,1</b>	<b>620,4</b>	<b>90,7</b>	<b>64,4</b>	<b>2.911,2</b>	<b>440,4</b>	<b>1.072,1</b>	<b>239,1</b>	<b>(76,3)</b>	<b>7.423,2</b>
Electricidade e Gás	177,2	729,1	1,5	0,8	1.961,2	45,2	609,7	-	216,8	3.741,5
Combustíveis	757,4	-	11,2	39,0	0,3	-	-	-	1,2	809,1
Materiais Diversos e Mercadorias	13,7	4,9	10,9	0,8	7,7	279,6	9,4	4,3	(303,5)	27,9
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>948,3</b>	<b>734,0</b>	<b>23,6</b>	<b>40,6</b>	<b>1.969,2</b>	<b>324,8</b>	<b>619,2</b>	<b>4,3</b>	<b>(85,6)</b>	<b>4.578,4</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.112,9</b>	<b>(113,7)</b>	<b>67,1</b>	<b>23,9</b>	<b>942,0</b>	<b>115,7</b>	<b>452,9</b>	<b>234,8</b>	<b>9,3</b>	<b>2.844,8</b>
Margem Bruta/Proveitos	54,0%	-18,3%	74,0%	37,0%	32,4%	26,3%	42,2%	98,2%	-12,2%	38,3%
Fornecimentos e serviços externos	90,9	26,2	15,6	6,7	220,8	22,5	80,0	184,3	-42,8	604,2
Custos com pessoal	84,5	6,6	4,1	0,5	160,0	15,6	60,5	36,8	54,6	423,1
Custos com benefícios sociais	16,3	0,4	0,1	0,0	61,2	0,3	3,7	0,6	-5,7	76,9
Rendas de concessão	2,7	0,0	0,4	-	151,1	-	-	-	-	154,3
Outros Custos/(Proveitos)	5,7	(5,4)	2,4	(1,0)	(0,9)	0,3	35,3	(2,5)	215,6	249,5
<b>Custos Operacionais</b>	<b>200,1</b>	<b>27,9</b>	<b>22,6</b>	<b>6,3</b>	<b>592,2</b>	<b>38,6</b>	<b>179,5</b>	<b>219,2</b>	<b>221,7</b>	<b>1.508,1</b>
<b>EBITDA</b>	<b>912,8</b>	<b>(141,5)</b>	<b>44,5</b>	<b>17,6</b>	<b>349,8</b>	<b>77,0</b>	<b>273,4</b>	<b>15,5</b>	<b>(212,4)</b>	<b>1.336,7</b>
EBITDA/Proveitos	44,3%	-22,8%	49,1%	27,3%	12,0%	17,5%	25,5%	6,5%	278,5%	18,0%
Amortizações	214,0	6,4	21,5	7,7	273,6	24,2	49,4	41,2	42,7	680,8
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(3,1)	-	(0,2)	(0,0)	(61,1)	(1,3)	-	(0,0)	(0,1)	(65,8)
<b>EBIT</b>	<b>701,9</b>	<b>(147,9)</b>	<b>23,1</b>	<b>9,9</b>	<b>137,3</b>	<b>54,2</b>	<b>224,0</b>	<b>(25,6)</b>	<b>(255,0)</b>	<b>721,8</b>
EBIT/Proveitos	34,1%	-23,8%	25,5%	15,4%	4,7%	12,3%	20,9%	-10,7%	334,3%	9,7%
Resultados Financeiros	(47,5)	(3,8)	(10,8)	(2,6)	(26,8)	8,1	(58,1)	(26,6)	(62,5)	(230,6)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	(0,2)	0,0	-	(0,0)	(1,7)	(5,7)	(21,9)	(29,5)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	36,8	58,7	95,5
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>654,3</b>	<b>(151,8)</b>	<b>12,1</b>	<b>7,4</b>	<b>110,5</b>	<b>62,2</b>	<b>164,2</b>	<b>(21,2)</b>	<b>(280,7)</b>	<b>557,2</b>
IRC e Impostos Diferidos	196,0	-53,3	3,8	1,5	15,9	18,5	67,7	-4,6	-89,8	155,8
Interesses Minoritários	8,5	-2,8	1,2	0,0	0,1	28,0	0,6	0,0	12,2	47,9
<b>Resultados Líquidos</b>	<b>449,8</b>	<b>(95,7)</b>	<b>7,1</b>	<b>5,9</b>	<b>94,5</b>	<b>15,7</b>	<b>95,9</b>	<b>(16,6)</b>	<b>(203,1)</b>	<b>353,4</b>



**Anexos**

# EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade na Península Ibérica



Capacidade Instalada (MW)	9M2006	9M2005	Δ MW
<b>PORTUGAL</b>	<b>9.027</b>	<b>8.523</b>	<b>503</b>
<b>Regime Convencional</b>	<b>8.584</b>	<b>8.192</b>	<b>392</b>
<i>Produção Vinculada</i>	<i>7.164</i>	<i>7.164</i>	<i>-0</i>
Hidroeléctrica (SEP)	4.094	4.095	-0
Termoeléctrica (SEP)	3.070	3.070	-
Carvão			
Sines	1.192	1.192	-
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Gasóleo			
Tunes	165	165	-
<i>Produção Não-Vinculada</i>	<i>1.420</i>	<i>1.028</i>	<i>392</i>
Mini-Hídrica (SENV)	244	244	-
CCGT (SENV)			
Central do Ribatejo	1.176	784	392
<b>Regime Especial</b>	<b>443</b>	<b>331</b>	<b>112</b>
Mini-Hídrica	66	66	-
Cogeração	111	111	-
Eólica	261	145	116
Biomassa	5	9	-5

<b>ESPAÑA</b>	<b>3.295</b>	<b>2.876</b>	<b>419</b>
<b>Regime Convencional</b>	<b>2.492</b>	<b>2.492</b>	<b>-</b>
Hidroeléctrica	426	426	-
Termoeléctrica	1.910	1.910	-
Carvão			
Aboño	878	878	-
Soto de Ribera	645	645	-
CCGT			
Castejón	387	387	-
Nuclear			
Trillo	156	156	-
<b>Regime Especial</b>	<b>803</b>	<b>385</b>	<b>419</b>
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	37	39	-2
Eólica <sup>(1)</sup>	681	266	415
Resíduos	79	69	9
Biomassa	4	7	-3

Produção de Electricidade (GWh)	9M2006	9M2005	Δ GWh
<b>PORTUGAL</b>	<b>20.115</b>	<b>18.766</b>	<b>1.349</b>
<b>Regime Convencional</b>	<b>19.137</b>	<b>17.936</b>	<b>1.201</b>
<i>Produção Vinculada</i>	<i>14.116</i>	<i>14.383</i>	<i>-267</i>
Hidroeléctrica (SEP)	5.231	2.991	2.241
Termoeléctrica (SEP)	8.885	11.392	-2.507
Carvão			
Sines	7.282	7.060	222
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	1.235	3.000	-1.765
Carregado	243	1.135	-892
Barreiro	125	180	-55
Gasóleo			
Tunes	0	17	-17
<i>Produção Não-Vinculada</i>	<i>5.021</i>	<i>3.553</i>	<i>1.468</i>
Mini-Hídrica (SENV)	233	90	143
CCGT (SENV)			
Central do Ribatejo	4.788	3.463	1.325
<b>Regime Especial</b>	<b>978</b>	<b>830</b>	<b>148</b>
Mini-Hídrica	107	57	50
Cogeração	537	509	28
Eólica	312	227	85
Biomassa	21	37	-16

<b>ESPAÑA</b>	<b>11.327</b>	<b>12.242</b>	<b>-916</b>
<b>Regime Convencional</b>	<b>9.956</b>	<b>11.435</b>	<b>-1.479</b>
Hidroeléctrica	589	654	-65
Termoeléctrica	8.517	9.868	-1.352
Carvão			
Aboño	4.356	5.014	-658
Soto de Ribera	2.914	3.223	-309
CCGT			
Castejón	1.247	1.631	-384
Nuclear			
Trillo	851	913	-63
<b>Regime Especial</b>	<b>1.370</b>	<b>807</b>	<b>563</b>
Mini-Hídrica	1	5	-3
Cogeração	109	158	-49
Eólica <sup>(1)</sup>	989	357	632
Resíduos	265	273	-9
Biomassa	7	14	-7

<sup>(1)</sup> Capacidade Instalada que contribuiu para os proveitos operacionais do período.



# Distribuição e Comercialização de electricidade em Portugal



## Electricidade Distribuída (GWh) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Electricidade Distribuída (GWh)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Electricidade Entregue na Distribuição</b>	<b>36.153</b>	<b>34.963</b>	<b>3,4%</b>
Vendas a centrais do Grupo EDP	(17)	(9)	-92,3%
Consumos próprios da distribuição	(20)	(20)	-1,6%
Perdas da distribuição	(2.328)	(2.666)	12,7%
<b>Total das Vendas de Electricidade<sup>(1)</sup></b>	<b>33.787</b>	<b>32.268</b>	<b>4,7%</b>
<b>Vendas de Electricidade - Sist. Regulado</b>	<b>27.961</b>	<b>25.300</b>	<b>10,5%</b>
MAT (Muito Alta Tensão)	1.014	929	9,1%
AT (Alta Tensão)	3.992	3.780	5,6%
MT (Média Tensão)	5.902	3.881	52,1%
BTE (Baixa Tensão Especial)	1.694	1.836	-7,7%
BT (Baixa Tensão)	14.318	13.878	3,2%
IP (Iluminação Pública)	1.040	996	4,5%
<b>Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado</b>	<b>5.826</b>	<b>6.968</b>	<b>-16,4%</b>
EDP	3.521	4.566	-22,9%
Outros	2.305	2.403	-4,1%

## Vendas de Electricidade (€ M) | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Vendas de Electricidade (€ M)	9M2006	9M2005	Δ 06/05
MAT (Muito Alta Tensão)	47,8	42,1	13,5%
AT (Alta Tensão)	214,0	195,5	9,5%
MT (Média Tensão)	499,8	323,1	54,7%
BTE (Baixa Tensão Especial)	186,4	179,7	3,7%
BT (Baixa Tensão)	1.918,7	1.830,3	4,8%
IP (Iluminação Pública)	78,7	71,3	10,3%
Descontos de Interruptibilidade	-29,3	-26,2	-12,0%
Descontos de Correção Tarifária	-	0,0	-
Reconhecimento Déficit Tarifário 2006	91,5	-	-
<b>Vendas de Electricidade - Sist. Regulado</b>	<b>3.007,5</b>	<b>2.615,8</b>	<b>15,0%</b>
<b>Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado</b>	<b>149,7</b>	<b>159,9</b>	<b>-6,4%</b>
<b>Vendas de Electricidade</b>	<b>3.157,2</b>	<b>2.775,7</b>	<b>13,7%</b>

## Número de Consumidores<sup>(2)</sup> | 9M2006 | 9M2005 | Δ 06/05

Número de Consumidores <sup>(2)</sup>	9M2006	9M2005	Δ 06/05
<b>Consumidores - Sist. Regulado</b>	<b>5.954.561</b>	<b>5.871.709</b>	<b>82.852</b>
MAT (Muito Alta Tensão)	19	16	3
AT (Alta Tensão)	176	151	25
MT (Média Tensão)	19.405	16.640	2.765
BTE (Baixa Tensão Especial)	24.320	21.946	2.374
BT (Baixa Tensão)	5.864.004	5.787.725	76.279
IP (Iluminação Pública)	46.637	45.231	1.406
<b>Consumidores - Sist. Não-regulado</b>	<b>11.382</b>	<b>12.899</b>	<b>-1.517</b>
EDP	7.885	9.369	-1.484
Outros	3.497	3.530	-33
<b>Número de Consumidores</b>	<b>5.965.943</b>	<b>5.884.608</b>	<b>81.335</b>
<b>Var. Anual (%)</b>			<b>1,4%</b>

<sup>(1)</sup> Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final

<sup>(2)</sup> Inclui empresas do Grupo EDP

# Capacidade Eólica da EDP na Ibéria (NEO Energia)



Parques Eólicos no 9M2006	% NEO	Capacidade Instalada			Método de Consolidação
		100%	% Detida <sup>(1)</sup>	Contrib. Receitas	
<b>PORTUGAL</b>					
Fonte da Mesa	100%	10	10	10	Integral
Pena Suar	100%	16	16	16	Integral
Cabeço da Rainha	100%	16	16	16	Integral
Cadafaz	100%	10	10	10	Integral
Serra do Barroso	70%	18	13	18	Integral
Fonte da Quelha	100%	14	14	14	Integral
Alto do Talefe	100%	14	14	14	Integral
Padrela/Soutelo	70%	8	5	8	Integral
Vila Nova	100%	26	26	26	Integral
Açor	100%	20	20	20	Integral
Alagoa Cima	40%	14	5	-	MEP
Bolores	100%	5	5	5	Integral
Mosteiro	100%	9	9	9	Integral
Amaral	100%	10	10	10	Integral
Caldas 1	100%	10	10	10	Integral
Fanhões 1	100%	12	12	12	Integral
Fanhões 2	100%	4	4	4	Integral
Ortiga	100%	12	12	12	Integral
Abogalheira	100%	3	3	3	Integral
Serra d'El Rei	100%	22	22	22	Integral
Sobral 2	100%	8	8	8	Integral
Arruda 1	100%	6	6	6	Integral
Pó	100%	9	9	9	Integral
		<b>275</b>	<b>259</b>	<b>261</b>	
<b>SPAIN</b>					
Arlanzón	78%	34	21	34	Integral
Cantábrico	100%	65	52	65	Integral
Albacete (Campollano)	75%	124	74	124	Integral
Las Lomillas	50%	50	20	25	Proporcional
Sotonera	65%	19	10	19	Integral
Boquerón	75%	22	13	22	Integral
Belchite	100%	50	40	50	Integral
La Brújula (Burgos)	85%	73	50	73	Integral
Zas	97%	24	23	24	Integral
Corme	95%	18	17	18	Integral
Tahivilla	100%	30	30	30	Integral
Buenavista	100%	8	8	8	Integral
Llanos Esquina	100%	6	6	6	Integral
La Celaya	100%	29	29	29	Integral
Monseivane	100%	41	41	41	Integral
Santa Quiteria	58%	36	21	36	Integral
Rabosera	95%	31	30	31	Integral
Enix	5%	13	1	-	MEP
Monte de las Navas	5%	49	2	-	MEP
Altos del Voltoya	31%	62	15	-	MEP
Sierra del Madero	42%	47	16	-	MEP
Pesur	17%	20	3	-	Não Consolida
Estrecho	17%	10	2	-	Não Consolida
Juan Grande	45%	20	9	-	MEP
Ponte Rebordelo (Dúmbria)	100%	40	40	40	Integral
Loma de Los Aviadores	100%	6	6	6	Integral
Belmonte	30%	35	8	-	MEP
		<b>962</b>	<b>588</b>	<b>681</b>	
<b>IBERIA</b>		<b>1.237</b>	<b>847</b>	<b>943</b>	

<sup>(1)</sup> MW de acordo com a % detida foram ajustados para reflectir a participação de 80% da NEO na Genesa.