



Resultados Semestrais 1S2006

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
Site: www.edp.pt

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

Lisboa, 27 de Julho de 2006



| | |
|--|---------------|
| Resultados 1S2006 | - 3 - |
| Desempenho da EDP na Bolsa | - 4 - |
| Demonstração de Resultados Consolidada | - 5 - |
| EBITDA Overview | - 6 - |
| Balanço Consolidado | - 7 - |
| Investimento Operacional | - 8 - |
| Cash Flow | - 9 - |
| Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais | - 10 - |
| Resultados Financeiros Consolidados e Amort. Trespases e Concessões | - 11 - |
| Áreas de Negócio | |
| Sistema Eléctrico Ibérico | - 13 - |
| Produção e Comercialização Ibérica | - 14 - |
| Energias Renováveis: NEO Energía | - 19 - |
| Distribuição na Ibéria | - 21 - |
| Gás na Ibéria | - 25 - |
| Brasil: Energias do Brasil | - 28 - |
| Telecomunicações | - 32 - |
| Demonstrações de Resultados & ANEXOS | - 33 - |



| Resultados Financeiros (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|------------------------------|---------|---------|---------|
| Margem Bruta | 1.992,1 | 1.913,3 | 4,1% |
| Custos Operacionais | 933,6 | 950,0 | -1,7% |
| EBITDA | 1.058,5 | 963,3 | 9,9% |
| EBIT | 622,1 | 560,4 | 11,0% |
| Resultado Líquido | 374,7 | 318,3 | 17,7% |
| Dívida Líquida | 9.360,6 | 8.973,1 | 4,3% |

| Dados Operacionais | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|-------------------------------------|--------|--------|-----------|
| Electricidade: | | | |
| Capacidade Instalada (MW) | 12.895 | 11.717 | +1.178 MW |
| Produção (GWh) | 22.701 | 21.790 | 4,2% |
| Distribuição (GWh) | 39.554 | 37.952 | 4,2% |
| Comercialização (GWh) | 36.386 | 35.622 | 2,1% |
| Clientes (mil) | 9.587 | 9.366 | +221 mil |
| Gás: | | | |
| Distribuição (GWh) | 12.448 | 13.071 | -4,8% |
| Comercialização (GWh) | 11.668 | 10.960 | 6,5% |
| Clientes (mil) | 687 | 715 | -28 mil |
| Número de Empregados (Grupo) | 14.079 | 14.829 | -750 |

• **A capacidade instalada bruta de energia eólica da EDP duplicou em termos homólogos atingindo 1.108 MW em Jun-06** no seguimento da entrada em operação no 1S06 de uma capacidade de 157MW. Até ao final de 2006, está prevista a entrada em operação de 343 MW adicionais, dos quais 107MW em Portugal, 216 MW em Espanha e 20 MW em França. O EBITDA das renováveis cresceu 170% para €70,7M reflectindo um crescimento de 81% da produção e uma subida dos preços médios (preço médio da produção eólica no 2T06 subiu 27% em Espanha para €92/MWh e aumentou 3,8% em Portugal para €96/MWh).

• **O negócio de gás ibérico reportou um crescimento de 30% do EBITDA para €69,3M.** O aumento dos volumes colocados no mercado liberalizado em Espanha a um preço médio de venda mais atractivo em relação ao preço médio de compra de gás da Naturgas, teve um impacto positivo de +€12M ao nível do EBITDA. Esta melhoria é resultado do sucesso da oferta dual-fuel lançada pela Naturgas no final de 2005 e focada nos nossos clientes eléctricos em Espanha que levou ao aumento do número dos nossos clientes de gás no mercado liberalizado de 4.900 em Jun-05 para 141.300 em Jun-06.

• **Redução das perdas de EBITDA na comercialização liberalizada de electricidade na Ibéria** de €114,1M no 1T06 para €25,5M no 2T06, em resultado de estratégias distintas para os dois mercados: Redução do número de clientes não rentáveis e GWh comercializados em Portugal, a maioria dos quais optou por retornar ao sistema regulado, e um crescimento saudável do número de clientes e GWh comercializados em Espanha, o que pode ser observado através da subida de 10,6% do nosso preço médio líquido de comercialização.

• **Em termos integrados os negócios de geração e comercialização Ibérica apresentaram uma performance homóloga estável ao nível do EBITDA no 2T06**, que ficou em €272,1M vs. uma queda de 13,3% no 1T06 para €244M o que representa uma melhoria significativa na rentabilidade deste portfolio integrado. De notar que o EBITDA do negócio de geração Ibérica no 2T06 foi penalizado pela paragem trianual programada da nossa maior e mais eficiente central a carvão em Espanha (Aboño 2) que originou uma queda no nossa produção de electricidade em Espanha no 1S06.

• **Na distribuição de electricidade em Portugal, a soma dos custos com pessoal com FSEs caiu 1% em termos homólogos.** Os FSEs caíram 2,8% sendo o principal efeito positivo a redução em €9,0M dos custos comerciais devido a uma redução dos custos com a marca (€3,2M no 1S05) e custos com facturação e cobrança (em 2006, a EDP Distribuição passou a facturação a clientes de mensal para bimestral).

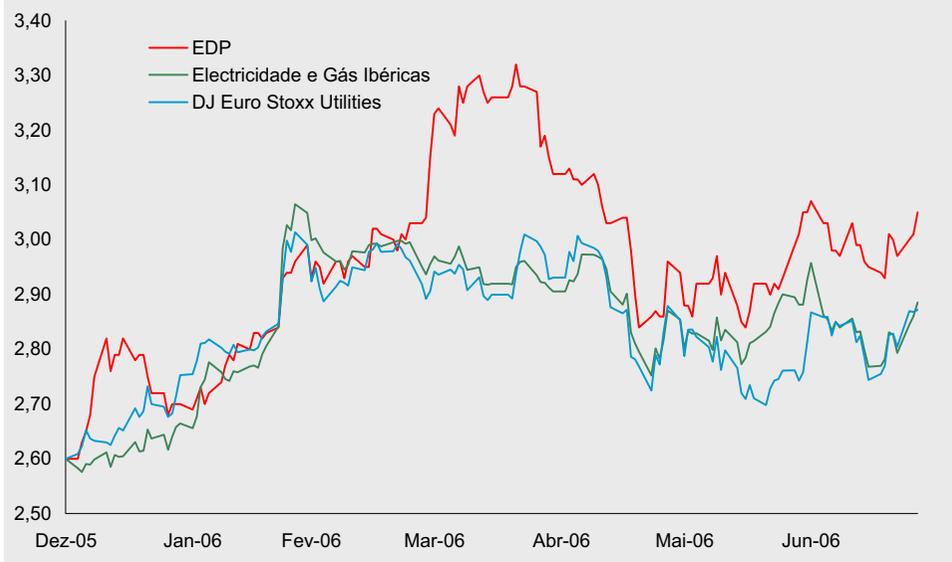
• **A margem bruta do negócio de distribuição eléctrica em Portugal subiu apenas 1,4%** para €593,7M, embora os **proveitos permitidos atribuídos pelo regulador para esta actividade tenham aumentado 9,3%** para €672,8M. Este desvio negativo é explicado por uma procura superior à esperada na comercialização regulada, devido à transferência de consumidores que estavam anteriormente no mercado liberalizado e uma produção de PREs inferior à esperada em Portugal para o 1S06. Estes dois factores deram origem a uma necessidade inesperada de compras de electricidade por parte da EDP Distribuição, as quais tiveram que ser satisfeitas a preços elevados. De acordo com a regulação portuguesa, estes desvios tarifários em relação aos proveitos permitidos na distribuição deverão ser recuperados pela EDP com juros corridos durante 2008. De notar que, contrariamente ao que aconteceu no 1T2006, e devido ao reconhecimento por parte do Governo do direito a receber este défice tarifário num período de 5 anos, a EDPD reconheceu nas vendas de electricidade cerca de metade deste défice tarifário (€59M) e contabilizou-o como montante a receber no activo da empresa. Espera-se que o Governo Português defina, através de legislação adequada, as condições de acordo com as quais a EDPD irá recuperar este défice tarifário. 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 subsidiária da EDP no Brasil** (Energias do Brasil) apresentou uma redução de 2% na sua contribuição de EBITDA em euros para €159,8M. A performance da EdB no 1S06 **foi afectada por custos não controláveis na actividade de distribuição superiores aos considerados pelo regulador no cálculo das tarifas actuais**. De acordo com a regulação brasileira, estes desvios tarifários deverão ser recuperados pelas três distribuidoras detidas pela EdB nas suas próximas revisões tarifárias anuais. Do lado dos custos operacionais, a EdB apresentou **€19M de custos não recorrentes relacionados com uma redução em 19% do número de trabalhadores desta subsidiária**, um investimento que irá possibilitar poupanças de custos de €25,3M/ano a partir de Dez-07. De realçar que a performance da EdB no 1S06 em euros beneficiou da subida homóloga de 22% do Real face ao Euro.

• Abaixo da linha do EBITDA, o **resultado líquido da EDP subiu 18% em termos homólogos para €374,7M** no 1S06, impulsionado pelo impacto positivo de €148M na valorização do swap efectuado para cobertura do risco de taxa de juro dos CMECs.



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon YTD



EDP em Bolsa | YTD | 52W | 2005

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

(26-07-2006)

| | YTD | 52W | 2005 |
|-------|------|------|------|
| Fecho | 3,05 | - | 2,60 |
| Max | 3,35 | 3,35 | 2,68 |
| Min | 2,58 | 2,12 | 2,04 |
| Média | 2,97 | 2,79 | 2,25 |

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

| | YTD | 52W | 2005 |
|---|---------|----------|---------|
| Volume de Negócios (€ M) | 7.521,9 | 10.168,0 | 5.689,9 |
| Volume de Negócios Médio Diário (€ M) | 50,8 | 39,0 | 21,9 |
| Volume Transaccionado (Milhões de Acções) | 2.533,0 | 3.649,4 | 2.526,5 |
| Volume Médio Diário (Milhões de Acções) | 17,1 | 14,0 | 9,7 |

Valor de Mercado da EDP

| | YTD | 52W | 2005 |
|------------------------------|----------|-----|----------|
| Capitalização Bolsista (€ M) | 11.152,4 | - | 9.507,0 |
| "Enterprise Value" (€ M) | 21.839,6 | - | 20.257,9 |

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%

18-Abr Deliberações do Conselho de Administração relativamente à constituição da Comissão Executiva, constituição do Comité de Auditoria, designação do Secretário da Sociedade e nomeação do representante para as relações com o mercado e a CMVM

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 Portgás (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

6-Jul Passagem do agrupamento Eólicas de Portugal à short list para a "Fase A" do concurso eólico

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

17-Jul Participação qualificada imputável à UBS AG London branch de 1,332%

19-Jul Apresentação do plano estratégico do Grupo EDP

20-Jul Redução da participação qualificada imputável à Energy Finance na EDP para 1,006%

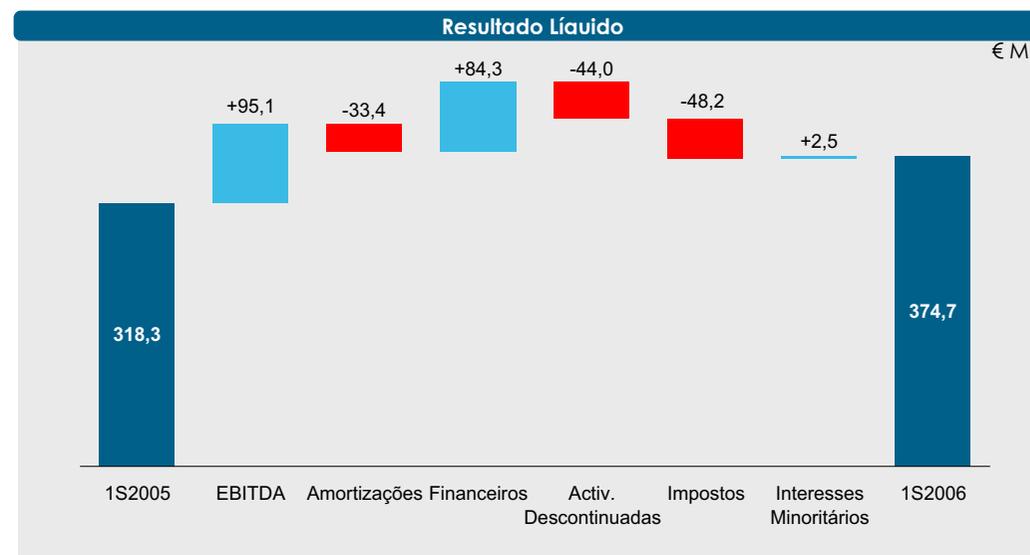
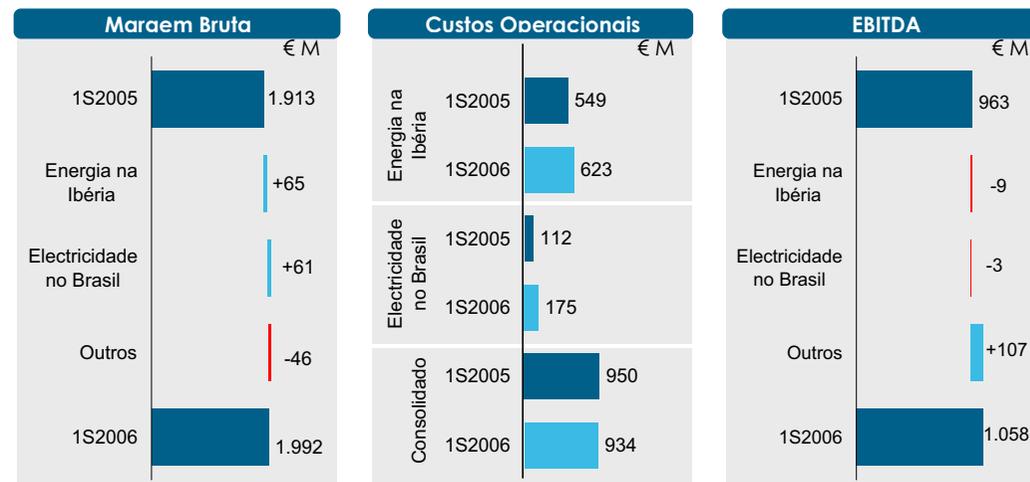
Demonstração de Resultados Consolidada



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|--|----------------|----------------|--------------|
| Vendas de electricidade | 4.570,8 | 4.243,3 | 7,7% |
| Outras vendas | 524,6 | 313,7 | 67,2% |
| Prestação de serviços | 146,5 | 287,1 | -49,0% |
| Proveitos Operacionais | 5.241,9 | 4.844,1 | 8,2% |
| Electricidade & gás | 2.340,3 | 2.405,6 | -2,7% |
| Combustíveis | 491,8 | 510,6 | -3,7% |
| Materiais diversos e mercadorias | 417,8 | 14,6 | - |
| Custos Directos da Actividade | 3.249,8 | 2.930,8 | 10,9% |
| Margem Bruta | 1.992,1 | 1.913,3 | 4,1% |
| Margem Bruta/Proveitos | 38,0% | 39,5% | -1,5 pp |
| Fornecimentos e serviços externos | 354,5 | 408,8 | -13,3% |
| Custos com pessoal | 318,8 | 285,9 | 11,5% |
| Custos com benefícios sociais | 35,8 | 14,2 | 151,7% |
| Rendas de concessão | 107,4 | 103,1 | 4,2% |
| Outros custos/(proveitos) operacionais | 117,1 | 137,9 | -15,1% |
| Custos Operacionais | 933,6 | 950,0 | -1,7% |
| EBITDA | 1.058,5 | 963,3 | 9,9% |
| EBITDA/Proveitos | 20,2% | 19,9% | 0,3 pp |
| Amortizações | 486,8 | 446,6 | 9,0% |
| Compensação amort. activo subsidiado | (50,4) | (43,7) | -15,5% |
| EBIT | 622,1 | 560,4 | 11,0% |
| EBIT/Proveitos | 11,9% | 11,6% | 0,3 pp |
| Resultados financeiros | (19,1) | (103,4) | 81,6% |
| Amortização dos direitos de concessão | (18,8) | (18,8) | -0,1% |
| Actividades descontinuadas e mais-valias | 2,8 | 46,8 | -93,9% |
| Resultados Antes de Impostos | 587,1 | 485,1 | 21,0% |
| IRC e Impostos diferidos | 183,2 | 134,9 | 35,8% |
| Interesses Minoritários | 29,2 | 31,8 | -8,0% |
| Resultados Líquidos | 374,7 | 318,3 | 17,7% |

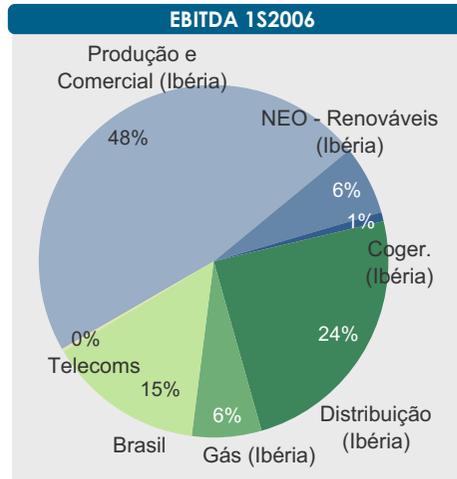


EBITDA Overview: EBITDA do Grupo sobe 9,9%



EBITDA (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---------------------------|----------------|--------------|-------------|
| IBÉRIA | | | |
| Produção e Comercial. | 519,0 | 556,4 | -6,7% |
| NEO - Energias Renováveis | 70,7 | 30,5 | 131,6% |
| Cogeração | 10,5 | 11,8 | -10,8% |
| Distribuição | 262,9 | 289,3 | -9,1% |
| Gás | 69,6 | 53,5 | 30,2% |
| Brasil | 159,8 | 162,8 | -1,8% |
| Telecoms | 2,8 | 11,4 | -75,1% |
| Outros e Ajustamentos | (36,9) | (152,4) | 75,8% |
| Consolidado | 1.058,5 | 963,3 | 9,9% |



• **Produção e Comercialização Ibéricas:** O EBITDA diminuiu 6,7% reflectindo alguns factores singulares no 1S2006: i) a 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 (-€29M) e nos montantes que não foram vendidos através de contratos bilaterais entre Março e Junho de 2006 (-€3M); e ii) o custo com desvios no consumo e incobráveis na actividade de comercialização em Portugal (-€12M). Adicionalmente, ao nível da margem bruta, a actividade de geração e comercialização Ibérica, foi afectada por uma diminuição dos volumes de geração devido a uma menor disponibilidade, em relação ao 1S2005, em resultado de paragens programadas.

• **NEO - Energias Renováveis:** O EBITDA mais do que duplicou, reflexo dos investimentos realizados em 2005 e no 1S2006 pela EDP (nomeadamente a compra da Desa em Espanha no 4T2005), aumentando em mais de duas vezes a capacidade instalada consolidada para os 848MW (ou 1.108MW em termos de capacidade instalada bruta).

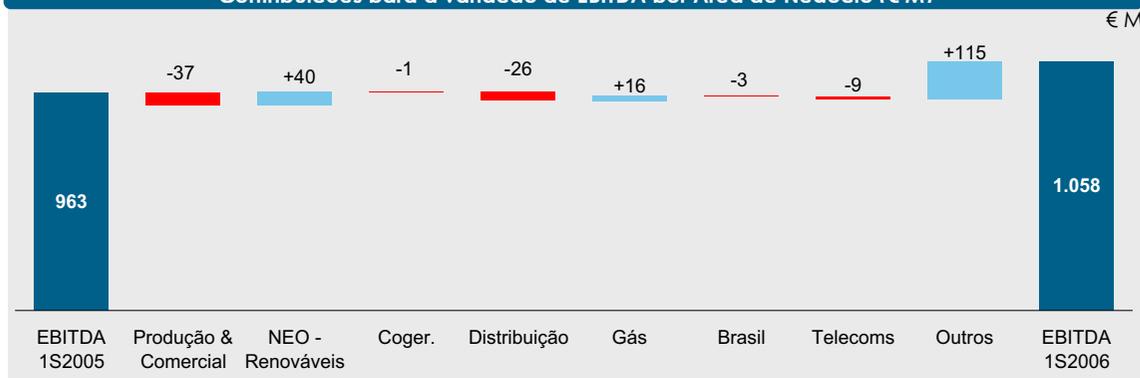
• **Distribuição na Ibéria:** Apesar de um forte aumento nos volumes de electricidade distribuída pela EDP na Península Ibérica (+3,6% no período), o EBITDA diminuiu 9,1%. Esta evolução reflecte: i) em Portugal, o impacto, através de uma diferença tarifária de €84,3M (a recuperar com juros daqui a 2 anos), do aumento dos custos com compras de electricidade e do facto da revisão tarifária de 2006 da ERSE não prever o regresso para a tarifa regulada dos clientes de MT e BTE – de notar que contrariamente ao 1T2006, cerca de metade dos €115M referentes ao défice tarifário de 2006 foi reconhecida nas vendas de electricidade devido ao reconhecimento por parte do Governo do direito a receber aquele défice tarifário num período de 5 anos; e ii) em Espanha, a 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, feita simultaneamente com as vendas da produção do mesmo grupo.

• **Gás na Ibéria:** O EBITDA aumentou 30,2% no seguimento da alteração do método de consolidação da Portgás (consolidação integral no 1S2006; equivalência patrimonial no 1S2005), do aumento dos volumes vendidos no mercado liberalizado espanhol em resultado do sucesso alcançado pela Naturgas com a oferta integrada de electricidade e gás lançada a meio de 2005, e do aumento dos proveitos regulados da Naturgas após compra dos restantes 50% do capital social da Bilbogas.

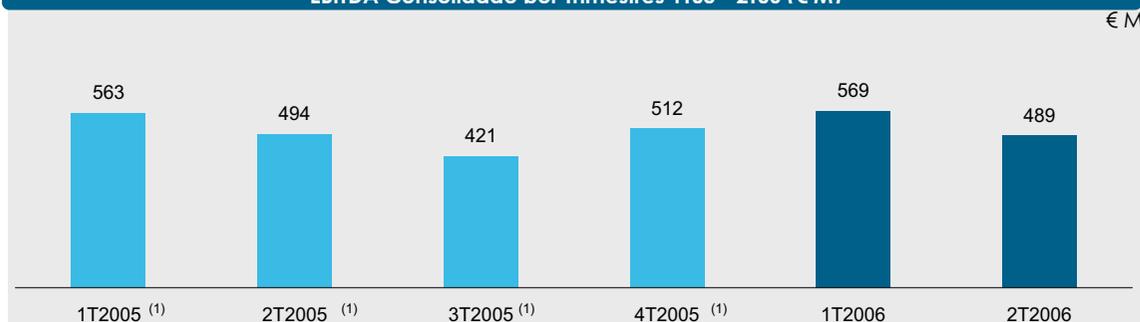
• **Brasil:** Apesar do crescimento de 4% no consumo de electricidade nas áreas de concessão da EDP e da valorização de 21,9% do real contra o euro, o EBITDA diminuiu 1,8% principalmente devido a custos não controláveis superiores ao montante reconhecido na tarifa (a serem recuperados via tarifas nos próximos reajustamentos tarifários) e ao impacto negativo no 1S2006 de um custo não recorrente relacionado com o programa de redução de pessoal (uma etapa do "Projecto Vanguarda").

• **Outros:** A variação dos "outros e ajustamentos" está principalmente relacionada com a contabilização de uma provisão de €83M no 1S2005 relativa ao défice tarifário em Espanha. No 1S2006 a insuficiência tarifária estimada para o sistema eléctrico espanhol, não teve impacto nos resultados, considerando que a actual legislação assegura a sua recuperação em anos posteriores.

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



EBITDA Consolidado por Trimestres 1T05 - 2T06 (€ M)



⁽¹⁾ Ajustado para excluir os seguintes impactos não-recorrentes em 2005: i) mais valias: €15M com a venda de 60% da Edinfor, €12,4M com a transferência da participação no BCP para o Fundo de Pensões da EDP, €9,2M com a venda da REE, €397M com a venda da Galp, €11M com a venda da Efaced, Canal Energia e H. Santillana; ii) provisão associada ao Déficit Tarifário e recuperação do valor de concessão do Lajeado(€30M).

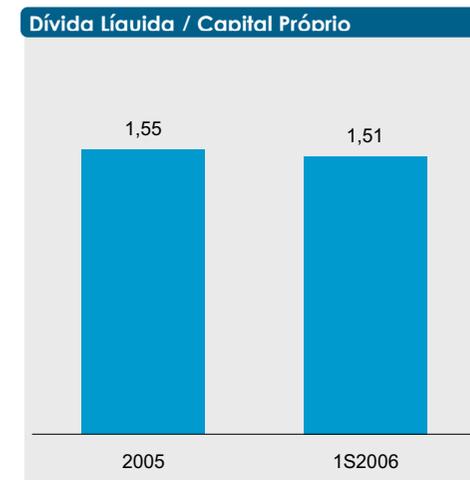
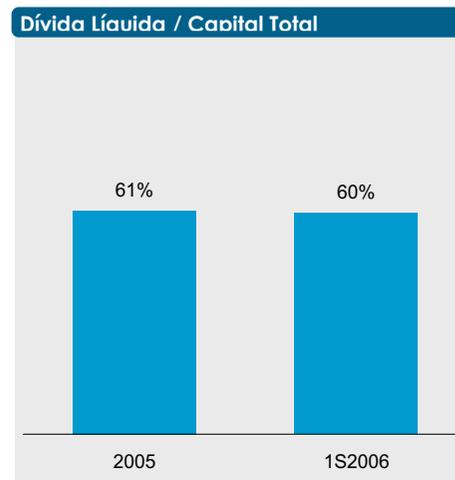
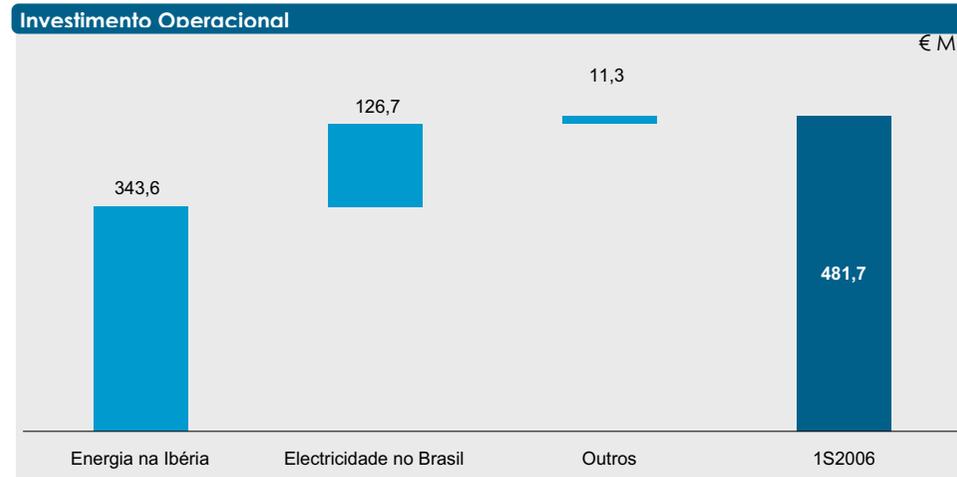


As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

| Activo (€ M) | 1S2006 | 2005 |
|---|---------------|---------------|
| Activos fixos tangíveis | 14.127 | 13.891 |
| Activos intangíveis | 3.720 | 3.509 |
| Investimentos financeiros | 987 | 918 |
| Inventários | 203 | 219 |
| Clientes (líquido) | 1.686 | 1.585 |
| Outros devedores (líquido) | 1.847 | 2.157 |
| Activos financeiros detidos para negociação | 77 | 276 |
| Caixa e equivalentes de caixa | 1.600 | 585 |
| Impostos diferidos activos | 878 | 893 |
| Total do Activo | 25.125 | 24.033 |

| Capital Próprio (€ M) | 1S2006 | 2005 |
|---------------------------------|--------------|--------------|
| Capital | 3.657 | 3.657 |
| Acções próprias | 495 | 464 |
| Resultados e outras reservas | 712 | 703 |
| Interesses minoritários | 1.327 | 1.288 |
| Total do Capital Próprio | 6.191 | 6.111 |

| Passivo (€ M) | 1S2006 | 2005 |
|---|---------------|---------------|
| Dívida financeira (curto-prazo) | 1.314 | 1.984 |
| Dívida financeira (médio e longo-prazo) | 10.046 | 8.601 |
| Provisões para riscos e encargos | 2.159 | 2.112 |
| Conta de hidráulidade | 113 | 170 |
| Credores e outros passivos (líquido) | 4.945 | 4.685 |
| Impostos diferidos passivos | 356 | 370 |
| Total do Passivo | 18.934 | 17.922 |
| Total Passivo e Capital Próprio | 25.125 | 24.033 |





| Investimento Operacional (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|-------------------------------------|--------------|--------------|---------------|
| Centrais em Exploração | 12,1 | 6,7 | 80,3% |
| Novas Centrais | 28,7 | 47,8 | -40,0% |
| Ambiental | 8,0 | 8,2 | -2,0% |
| Comercialização | 0,1 | 0,6 | -84,3% |
| Portugal | 48,9 | 63,3 | -22,8% |
| Centrais em Exploração | 11,0 | 4,0 | 175,7% |
| Novas Centrais | 39,2 | 0,5 | - |
| Ambiental | 29,5 | 9,1 | 224,1% |
| Comercialização | 0,1 | 0,6 | -83,1% |
| Espanha | 79,8 | 14,2 | 461,7% |
| Produção e Comercial Ibérica | 128,7 | 77,5 | 66,1% |
| Parques Eólicos | 11,3 | 10,5 | 7,3% |
| Portugal | 11,3 | 10,5 | 7,3% |
| Parques Eólicos | 46,9 | 67,9 | -30,9% |
| Outros | 4,6 | 2,6 | 74,9% |
| Espanha | 51,6 | 70,5 | -26,9% |
| NEO - Energias Renováveis | 62,8 | 81,0 | -22,5% |
| Rede de Distribuição | 165,3 | 186,9 | -11,5% |
| Outros | 17,9 | 13,9 | 28,2% |
| (-) Subsídios ao investimento | 68,5 | 68,3 | 0,3% |
| Portugal | 114,7 | 132,6 | -13,5% |
| Rede de Distribuição | 17,7 | 19,4 | -8,7% |
| (-) Subsídios ao investimento | 3,3 | 4,4 | -24,6% |
| Espanha | 14,4 | 15,1 | -4,0% |
| Distribuição na Ibéria | 129,2 | 147,6 | -12,5% |
| Rede de Distribuição | 6,8 | - | - |
| Outros | 1,9 | - | - |
| Portugal | 8,6 | - | - |
| Rede de Distribuição | 12,2 | 8,5 | 43,5% |
| Outros | 2,1 | - | - |
| Espanha | 14,3 | 8,5 | 68,0% |
| Gás na Ibéria | 22,9 | 8,5 | 169,3% |
| Core Business Ibérico | 343,6 | 314,7 | 9,2% |
| Produção | 52,4 | 109,6 | -52,2% |
| Distribuição | 74,2 | 69,9 | 6,2% |
| Comercialização e Outros | 0,1 | 1,5 | -90,5% |
| Brasil | 126,7 | 180,9 | -29,9% |
| Telecoms | 8,7 | 15,4 | -43,5% |
| Outros | 2,6 | 4,6 | -43,9% |
| Grupo EDP | 481,7 | 515,6 | -6,6% |

O **Investimento Operacional Consolidado** atingiu os €481,7M no 1S2006, o que representa uma redução anual de 6,6%, devido essencialmente a uma diminuição do investimento operacional da Energias do Brasil, uma vez que a construção da central hidroeléctrica Peixe Angical está perto da sua conclusão. O investimento operacional no “core business” Ibérico aumentou 9,2% no período, devido essencialmente: i) ao início dos trabalhos de construção do segundo grupo de 400 MW na CCGT do Castejón, cuja entrada em funcionamento se prevê para o final de 2007; e ii) a investimentos ambientais nas nossas centrais a carvão com vista a reduzir as emissões de SO₂ e NO_x de forma a cumprir com as directivas da UE.

Produção e Comercialização Ibérica – A redução do investimento operacional no negócio da produção em Portugal reflecte a conclusão dos trabalhos de construção da central hidroeléctrica de Frades (192MW / Ago-05) e do terceiro grupo da CCGT do Ribatejo (392MW / Mar-06). 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 Jun-06, tinham sido investidos neste projecto €39,2M. Durante o ano 2006, a EDP vai iniciar a construção de outra CCGT de 400 MW, localizada em Soto, e cuja entrada em operação se prevê para 2008. Adicionalmente, no 1S2006, a EDP investiu €37,5M na redução de emissões de SO₂ e NO_x nas centrais a carvão de Sines, Aboño e Soto, com o objectivo de cumprir com a Directiva de Instalações de Grande Combustão até Dez-07.

NEO – Renováveis – No 1S2006, o investimento operacional da NEO em parques eólicos ascendeu a €58,2M. Em Portugal, a NEO investiu €11,3M, essencialmente relacionados com projectos cuja entrada em funcionamento está prevista para o período 2006-2007. Em Espanha, a NEO investiu €16,4M na conclusão dos três parques eólicos que entraram em funcionamento no 1S2006 – Boquerón (22 MW), Belchite (50 MW) e La Brújula (73 MW), tendo sido o remanescente investido em alguns projectos com entrada em operação prevista para este ano, nomeadamente, Curiscao (73 MW), Hoya Gonzalo (50 MW), Ponte Rebordelo (40 MW) e Tarifa (18 MW). Até ao final do ano 2006, 343 MW adicionais deverão entrar em funcionamento, dos quais 107 MW em Portugal, 216 MW em Espanha e 20 MW em França. A Jun-06, o investimento em curso no balanço da NEO ascendia a €160,4M.

Distribuição na Ibéria – O investimento operacional na área da distribuição ascendeu a €129,2M no 1S2006, essencialmente com vista à melhoria da qualidade de serviço. No entanto, em Portugal, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) aumentou 5 min. no período, para 87 min. no 1S2006 vs. 82 min. no 1S2005, devido a condições atmosféricas menos favoráveis e a um incidente numa sub-estação da EDP Distribuição. Excluindo estes impactos o TIE teria diminuído para 66 min. no 1S2006. Em Espanha, o Tempo de Interrupção Equivalente do 1S2006 para a rede de distribuição da HC Energia nas Asturias manteve-se estável nos 42 min.

Gás Ibérico – O investimento operacional ascendeu a €22,9M no 1S2006, dos quais 83% 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 29,9% no período, dado que a construção da central hidroeléctrica Peixe Angical está perto da sua conclusão (€45M no 1S2006 vs. €108M no 1S2005). Até ao final de 2006, a Energias do Brasil espera aumentar a sua capacidade instalada em 75 MW com o fim da construção da central hidroeléctrica de São João (25 MW) e a entrada em operação de um novo grupo na central hidroeléctrica de Mascarenhas (50 MW). Adicionalmente, a empresa anunciou a construção da central hidroeléctrica de Santa Fé (29 MW), estando a sua construção condicionada à obtenção das licenças ambientais preliminares. Dos €74,2M investidos na actividade de distribuição, €22,6M 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 Neócio (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| Área | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---|--------------|--------------|--------------|
| IBÉRIA | | | |
| Produção e Comercial. | 546,7 | 462,7 | 18,1% |
| NEO - Energias Renováveis | 69,5 | 28,0 | 147,9% |
| Cogeração | 4,4 | 8,0 | -45,2% |
| Distribuição | 111,5 | 250,3 | -55,5% |
| Gás | 61,5 | 44,7 | 37,6% |
| Brasil | 92,6 | 141,5 | -34,6% |
| Telecoms | (3,9) | 17,5 | - |
| Correcção de Hidraulicidade | (58,5) | (98,9) | 40,9% |
| Outros | (68,0) | (92,0) | 26,1% |
| Cash Flow Operacional do Grupo EDP | 755,6 | 761,8 | -0,8% |

Cash Flow Consolidado (€ M) | 1S2006 | 1S2005

| | | |
|--|--------------|--------------|
| Resultado líquido | 374,7 | 318,3 |
| Amortizações | 486,8 | 443,8 |
| Compensação da amortização dos activos subsidiados | (50,4) | (40,9) |
| Amortização dos direitos de concessão | 18,8 | 18,8 |
| Provisões líquidas | (1,8) | (45,1) |
| Juros da conta de hidraulicidade | 1,9 | 3,8 |
| Diferenças de câmbio | (19,7) | (44,3) |
| Consolidação pelo equity | (16,9) | (25,0) |
| Impostos diferidos | (11,5) | (22,1) |
| Interesses minoritários | 29,2 | 31,8 |
| Outros ajustamentos ⁽¹⁾ | (131,4) | 99,8 |
| Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros | 204,1 | 136,2 |

Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio | 883,8 | 875,3

| | | |
|---------------------------------|--------|--------|
| Investimento em fundo de maneio | (69,7) | (14,6) |
| Correcção de hidraulicidade | (58,5) | (98,9) |

Cash Flow Operacional | 755,6 | 761,8

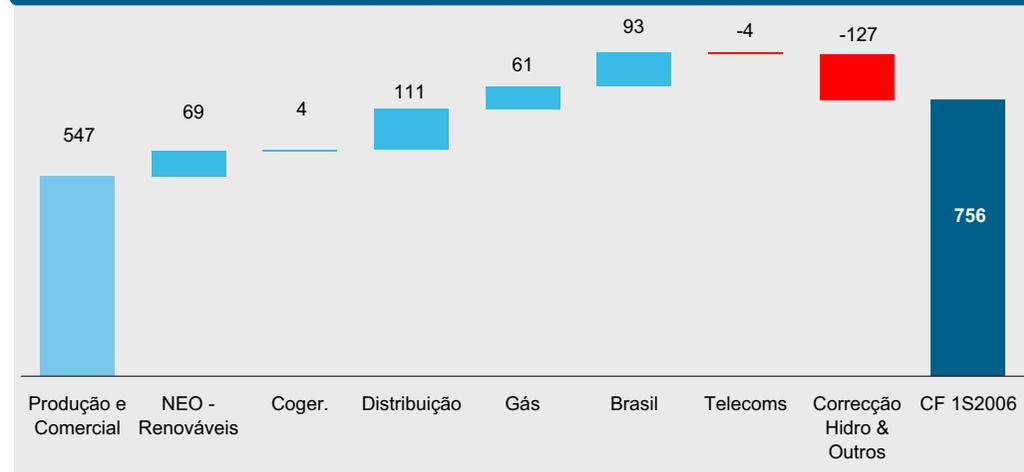
| | | |
|--------------------------|---------|---------|
| Investimento operacional | (481,7) | (515,6) |
|--------------------------|---------|---------|

Cash Flow Operacional Líquido | 274,0 | 246,2

| | | |
|--|---------|---------|
| Alienação de imobilizados | 591,8 | 177,8 |
| Investimento financeiro | (62,8) | (155,1) |
| Financiamento de 6,08% do Défice Tarifário em Espanha | (103,1) | (88,9) |
| Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros | (204,1) | (136,2) |
| Dividendos pagos | (365,6) | (336,0) |
| Outras variações não operacionais | (27,4) | (162,7) |

Redução/(Aumento) da Dívida Líquida | 102,8 | (455,0)

Cash Flow Operacional por Área de Neócio (€ M)



O cash flow do Grupo EDP neste período permitiu uma redução da dívida líquida em €102,8M, relativamente ao final de 2005. Esta redução é explicada:

- por €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 1S2006 (€103,1M);
- pelo pagamento de €58,5M à REN, respeitantes à conta de hidraulicidade, devido a um período de seca (coeficiente hidraulicidade de 0,65 no 1S2006);
- por investimentos financeiros de €62,8M, 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.

Nota:

⁽¹⁾ 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) | 1S2006 | 2005 |
|----------------------------|-----------------|-----------------|
| IBÉRIA | | |
| Produção e Comercialização | 2.289,4 | 2.453,7 |
| NEO - Energias Renováveis | 1.510,5 | 1.357,0 |
| Cogeração | 73,3 | 77,4 |
| Distribuição | 2.034,1 | 1.866,0 |
| Gás | 173,0 | 121,6 |
| Brasil | 1.085,8 | 1.064,0 |
| Telecoms | 341,8 | 315,7 |
| EDP SA & Ajustamentos | 3.454,8 | 2.921,8 |
| Sub-Total | 10.962,8 | 10.177,1 |

| | | |
|-------------------------------|-------|-------|
| Derivativo OPTEP (Passivo) | 315,0 | 315,0 |
| "Fair Value" (Dívida coberta) | 82,3 | 92,2 |

| | | |
|--------------------------|-----------------|-----------------|
| Dívida Financeira | 11.360,1 | 10.584,3 |
|--------------------------|-----------------|-----------------|

| | | |
|---------------------------|---------|-------|
| Caixa & Equivalentes | 1.677,0 | 861,1 |
| Derivativo OPTEP (Activo) | 322,5 | 260,0 |

| | | |
|---------------------------------|----------------|----------------|
| Dívida Líquida Grupo EDP | 9.360,6 | 9.463,2 |
|---------------------------------|----------------|----------------|

NOTA IMPORTANTE: Caixa e Equivalentes no 1S2006 incluem os fundos da emissão obrigacionista realizada em Junho de 2006 que ainda não tinha sido utilizada para refinaranciar dívida.

| Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ m) | 1S2006 | 2005 |
|---|--------|------|
|---|--------|------|

| | | |
|-----------------------------|---------|---------|
| EDP S.A. and EDP Finance BV | 8.612,0 | 7.844,8 |
| EDP Produção | 26,4 | 29,0 |
| EDP Comercial | 0,2 | - |
| NEO Energía | 472,8 | - |
| EDP Distribuição | - | - |
| Portgás | 108,3 | 70,7 |
| HC Energia | 200,3 | 701,8 |
| Energias do Brasil | 1.011,9 | 1.006,6 |
| Oni | 338,8 | 315,7 |
| Outros | 9,4 | 44,1 |

| | | |
|----------------------------------|-----------------|-----------------|
| Dívida Financeira Nominal | 10.780,1 | 10.012,6 |
|----------------------------------|-----------------|-----------------|

| | | |
|----------------------------|-------|-------|
| Juros da dívida a liquidar | 182,7 | 164,5 |
|----------------------------|-------|-------|

| | | |
|---|-----------------|-----------------|
| Dívida Financeira Nominal + Juros a Liquidar | 10.962,8 | 10.177,1 |
|---|-----------------|-----------------|

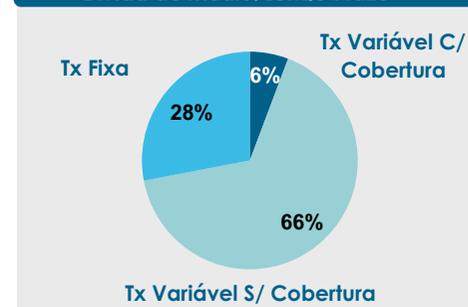
| Provisions for Social Benefits (€ M) | 1S2006 | 2005 |
|--------------------------------------|--------|------|
|--------------------------------------|--------|------|

| | | |
|------------------------|---------|---------|
| Pensões ⁽¹⁾ | 1.062,5 | 1.099,6 |
| Actos Médicos | 754,8 | 743,6 |

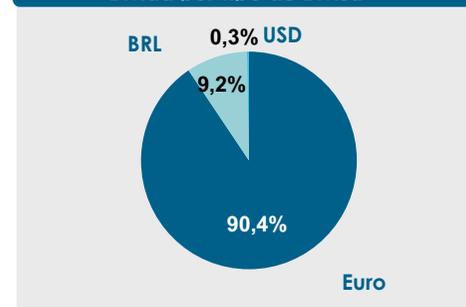
| | | |
|--------------|----------------|----------------|
| Total | 1.817,3 | 1.843,2 |
|--------------|----------------|----------------|

| Ratina da Dívida | Ratings | | |
|-------------------------|----------------|-----------------|------------------|
| | 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 | BBB+ / Stab / F2 |
| Bandeirante | brA-/Stab | Ba3/A3.br/Stab | |
| Escelsa | BB-/brA-/Stab | Ba3/A3.br/Stab | |
| Enersul | | Ba3/A2.br/Stab | |

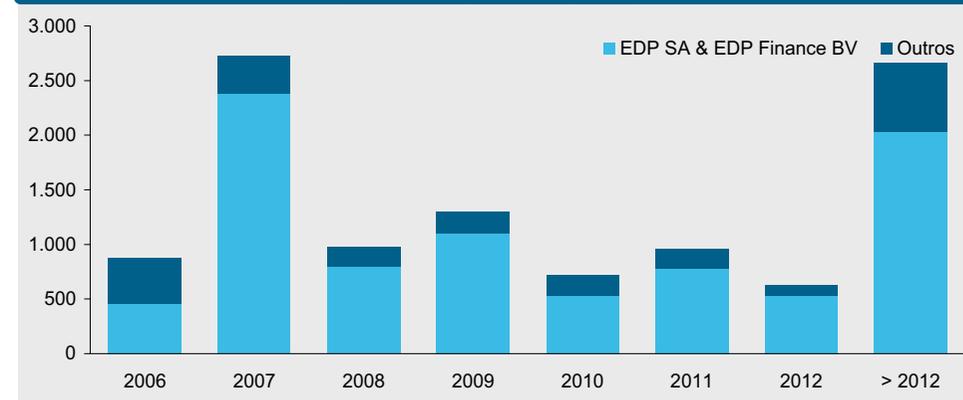
Dívida de Médio/Longo Prazo ⁽²⁾



Dívida por Tipo de Divisa ⁽²⁾



Maturidade da Dívida (€ M) ⁽²⁾



NOTA IMPORTANTE: O gráfico acima apresenta a maturidade da dívida a 30 de Junho de 2006. Durante Julho 2006, a EDP substituiu €1.025 milhões de dívida, com maturidade em 2007, com os fundos de uma emissão de obrigações efectuada em Junho 2006.

⁽¹⁾ 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

⁽²⁾ Valor Nominal

Resultados Financeiros Consolidados e Amort. Trespases e Concessões



Resultados Financeiros (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

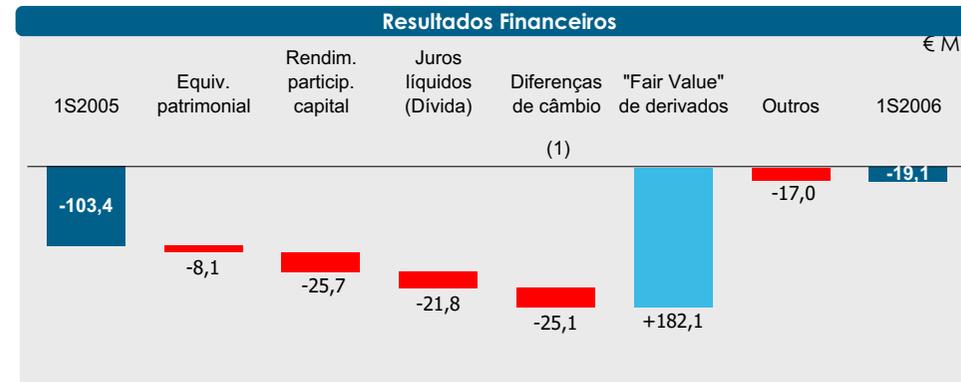
| | | | |
|--|---------------|----------------|---------------|
| Empresas do Grupo e associadas | 16,9 | 25,0 | -32,4% |
| Rendimentos de particip. de capital | 3,4 | 29,1 | -88,3% |
| Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros | 20,3 | 54,1 | -62,5% |
| Juros Financeiros Líquidos | (197,5) | (175,7) | -12,4% |
| Diferenças de Câmbio | 19,7 | 44,3 | -55,6% |
| Outros Financeiros | 138,5 | (26,1) | - |
| Ganhos/(Perdas) Financiamento | (39,3) | (157,5) | 75,0% |
| Resultados Financeiros | (19,1) | (103,4) | 81,6% |

Impacto Consolidação pelo MEP (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|-------------------------|-------------|-------------|---------------|
| REN (30%) | 43,7 | 7,8 | 461,8% |
| Electra (30.6%) | (44,2) | - | - |
| Edinfor (40%) | (0,9) | (5,7) | 83,4% |
| Portgás (59.6% in 2005) | - | 5,0 | - |
| Setgás (19.8%) | 0,5 | 0,1 | 528,5% |
| CEM (22%) | 4,6 | 4,3 | 4,8% |
| Turbogás (40%) | 6,3 | 6,2 | 0,6% |
| DECA II (EEGSA (21%)) | 4,4 | 3,1 | 43,9% |
| Subsidiárias da HC | 0,9 | 1,4 | -31,3% |
| Subsidiárias da NEO | 1,5 | - | - |
| Outros | 0,2 | 2,8 | -94,3% |
| Total | 16,9 | 25,0 | -32,4% |

Amort. trespases e concessões (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|------------------------|-------------|-------------|-------------|
| EBE | 4,1 | 4,3 | -3,1% |
| IVEN (Escelsa/Enersul) | 11,4 | 10,7 | 7,0% |
| EDP LAJEADO (Investco) | 1,6 | - | - |
| Comunitel | - | 2,2 | - |
| Oni | 1,6 | 1,6 | 0,0% |
| Total | 18,8 | 18,8 | 0,1% |



Os resultados financeiros do 1S2006 reflectem:

- Uma redução dos **“ganhos em empresas do grupo e associadas”** em €8,1M, devido principalmente: i) à contribuição do MEP da REN, que reflecte a recuperação no 1S2006 do défice tarifário do ano anterior; ii) ao provisionamento da nossa participação financeira na Electra (Cabo Verde), relacionada com as garantias prestadas pela EDP ao financiamento dessa empresa, nas quais a EDP assumiu a responsabilidade por 60% do valor em dívida; iii) da melhoria do resultado líquido da Edinfor (uma perda de €14,3M no 1S2005 vs. uma perda de €2,4M no 1S2006). No 1S2006 começamos a consolidar a Portgás pelo método integral (a EDP detém actualmente 72% da Portgás).
- Os **“juros financeiros líquidos”** aumentaram 12,4% devido a um aumento de 13 p.b. no custo médio da dívida do Grupo EDP reflectindo taxas de juro de mercado mais elevadas e um aumento de 9,8% do nível médio da dívida do 1S2005 para o 1S2006.
- O facto da apreciação do Real Brasileiro contra o Dólar Americano no 1S2006 (8%) ter sido inferior à do 1S2005 (11%). O impacto na dívida denominada em Dólares no Brasil levou a uma redução nas **“diferenças de câmbio”** de €24,6M.
- A rubrica de **“outros”** ganhos e perdas financeiras inclui sobretudo o justo valor de derivados: i) em consequência do 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 registamos um ganho de €30M com a cessação antecipada deste derivado ii) o justo valor dos outros derivados do Grupo reflectiu-se em +€34,1M no 1S2006 vs. o 1S2005.

⁽¹⁾ As Diferenças de Câmbio no gráfico foram ajustadas pelos resultados de instrumentos de cobertura em “Outros Financeiros”



Áreas de Negócio



| Balço Energético (GWh) | Portugal | | | Espanha | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|-------------|----------------|----------------|-------------|
| | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
| Hidroeléctrica | 4.340 | 2.437 | 78,1% | 11.662 | 11.191 | 4,2% |
| Nuclear | - | - | - | 29.390 | 27.268 | 7,8% |
| Carvão | 7.065 | 7.278 | -2,9% | 33.384 | 38.177 | -12,6% |
| CCGT | 5.140 | 5.921 | -13,2% | 31.571 | 21.885 | 44,3% |
| Fuel/Gas/Diesel | 1.031 | 2.665 | -61,3% | 2.687 | 5.813 | -53,8% |
| Auto-Consumo | - | - | - | (4.209) | (4.446) | 5,3% |
| (-) Bombagem | (279) | (276) | -1,1% | (2.547) | (3.207) | 20,6% |
| Regime Convencional | 17.297 | 18.026 | -4,0% | 101.939 | 96.682 | 5,4% |
| Regime Especial | 4.090 | 3.043 | 34,4% | 25.830 | 25.588 | 0,9% |
| Importação / (Exportação) | 3.272 | 2.929 | 11,7% | (1.956) | 1.068 | - |
| Consumo Referido à Emissão | 24.659 | 23.999 | 2,8% | 125.813 | 123.338 | 2,0% |
| Perdas na Transmissão e outros | (347) | (365) | 4,9% | (1.403) | (1.472) | 4,7% |
| Energia Entregue ao Sistema | 24.312 | 23.634 | 2,9% | 124.410 | 121.866 | 2,1% |

MERCADO IBÉRICO

• O consumo referido à emissão na Península Ibérica apresentou um crescimento de 2,1% no 1S2006, tendo o consumo em Portugal aumentado 2,8% e em Espanha 2,0%. Em conjunto com um crescimento saudável do consumo de electricidade, o mercado Ibérico caracterizou-se por uma modesta recuperação dos níveis de produção hidroeléctrica e por um forte 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.

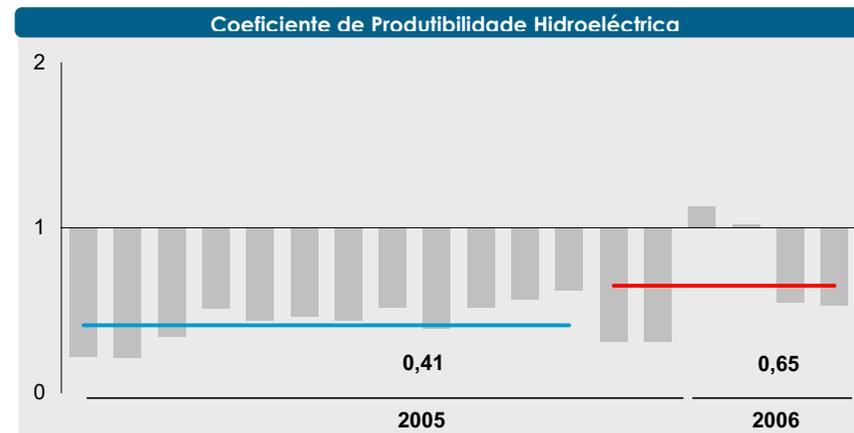
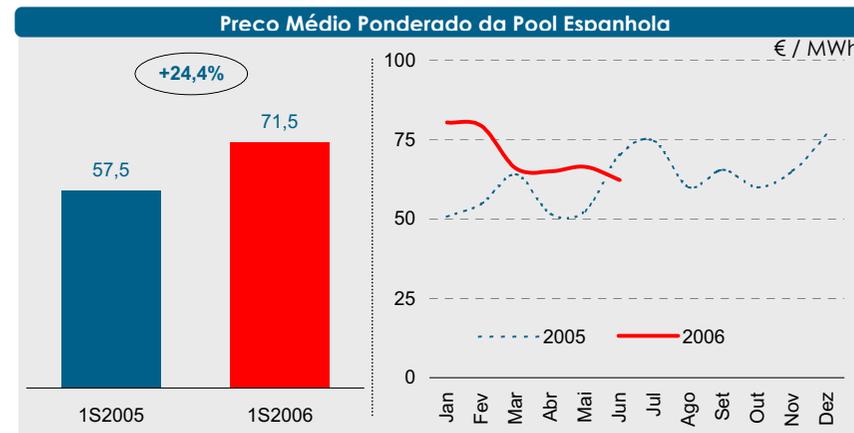
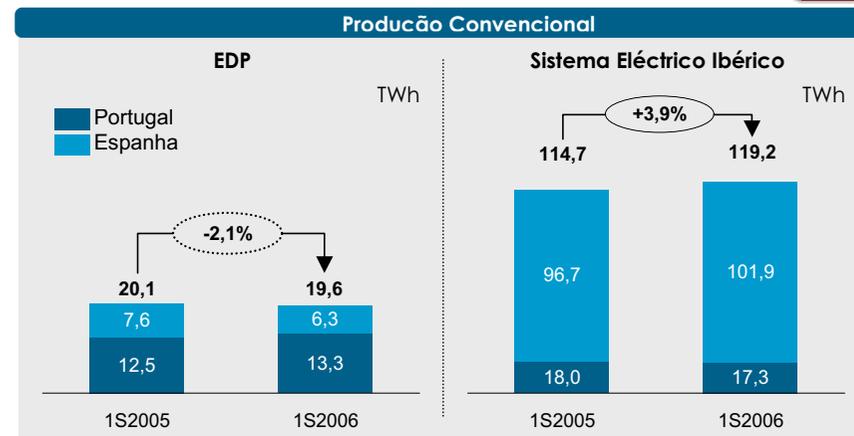
• Na Ibéria, o enquadramento regulatório garante aos Produtores em Regime Especial (PRE) prioridade de despacho sobre as restantes tecnologias. No 1S2006, os PREs na Ibéria representaram cerca de 20% do consumo referido à emissão (+0,5 p.p. vs. 1S2005). A maioria deste aumento foi registada no sistema português (no 1S2006 a produção em regime especial representou cerca de 17% vs. 13% no 1S2005) e é explicado por um aumento da capacidade instalada em parques eólicos, que aumentou 75% em relação ao 1S2005, para os 1.343 MW. Em Espanha, a capacidade instalada em energia eólica apenas aumentou 14%, para os 10,719 MW.

• No que respeita ao regime convencional em Portugal, a produção com base em centrais a gás natural e carvão apresentou uma queda face ao 1S2005, em resultado do aumento da produção em regime especial, acima explicado, e da produção hidroeléctrica. Em Espanha, a produção das CCGTs aumentou 44,3%, devido a um aumento da capacidade instalada, enquanto que a produção das centrais a carvão diminuiu 12,6%.

• No 1S2006 estima-se que, no mercado Ibérico, as emissões de CO2 das centrais eléctricas tenham ultrapassado as licenças de emissão atribuídas (2006: 39,0M ton de CO2 em Portugal e 174,6M ton de CO2 em Espanha, incluindo as licenças reservadas para novos entrantes), o que em conjunto com o défice de licenças de CO2 acumulado de 2005 e os elevados preços das licenças no 1S2006 vs. 1S2005, influenciou a menor utilização das centrais a carvão que apresentam maiores níveis de ineficiência.

EDP (ver produções em anexo)

• No 1S2006, a produção das centrais da EDP em regime convencional na Ibéria diminuiu 2,1%. Em Portugal, a menor utilização das centrais térmicas, que resulta de um forte aumento da produção dos PREs e e da evolução dos preços dos combustíveis, foi compensada por uma maior utilização das centrais hidroeléctricas da EDP (que representam 50% da capacidade da empresa em Portugal), na sequência da melhoria das condições hidrológicas. Em Espanha, a produção eléctrica da EDP diminuiu 16,7%, devido principalmente à menor disponibilidade das centrais da EDP em Espanha, na sequência das paragens programadas das CCGT de Castejón (6 semanas), Aboño 2 (7 semanas) e Trillo (4 semanas).





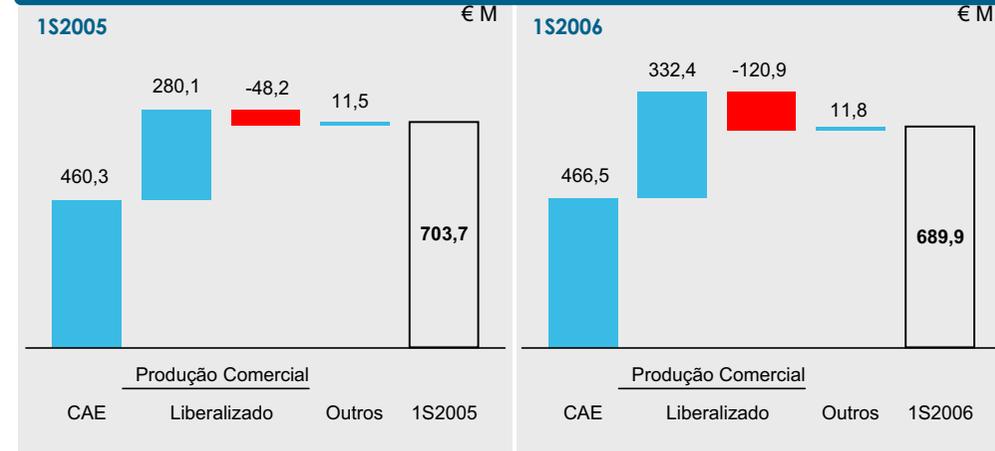
Resultados Financeiros (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|---------------------|-------|-------|--------|
| Margem Bruta | 689,9 | 703,7 | -2,0% |
| Custos Operacionais | 170,9 | 147,3 | 16,0% |
| EBITDA | 519,0 | 556,4 | -6,7% |
| EBIT | 370,6 | 411,6 | -10,0% |

Dados Operacionais | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

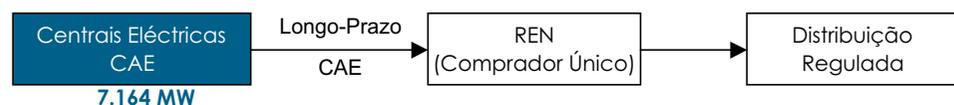
| | | | |
|--|--------|--------|-------|
| Capacidade Instalada (MW) | 11.076 | 10.492 | 5,6% |
| Produção de Electricidade (GWh) | 19.552 | 19.980 | -2,1% |
| Comercial. de Electricidade (Clientes Liberalizados) (GWh) | 7.251 | 5.310 | 36,6% |
| Numero de Clientes (mil) | 98,0 | 14,9 | 6,6x |

Contribuição para Margem Bruta | € M

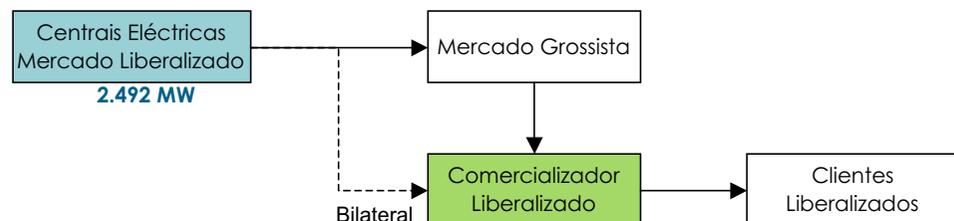


Produção e Comercialização da EDP na Ibéria

PORTUGAL



ESPAÑA



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.

Mercado Liberalizado: i) equilibrar as posições na geração e comercialização de modo a cobrir a volatilidade de preços e volumes no mercado grossista; ii) repercutir no cliente final os custos marginais da produção.

GWh 1S2006



Produção Ibérica: Margem Bruta dos CAE



| Margem Bruta (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---------------------------|--------------|--------------|-------------|
| CAE Parcela Fixa | 465,4 | 452,0 | 3,0% |
| CAE Parcela Variável | 167,7 | 229,7 | -27,0% |
| Vapor (Barreiro) e Cinzas | 3,8 | 3,0 | 27,0% |
| (-) Custos Directos | 170,5 | 224,4 | -24,0% |
| Margem Bruta | 466,5 | 460,3 | 1,3% |

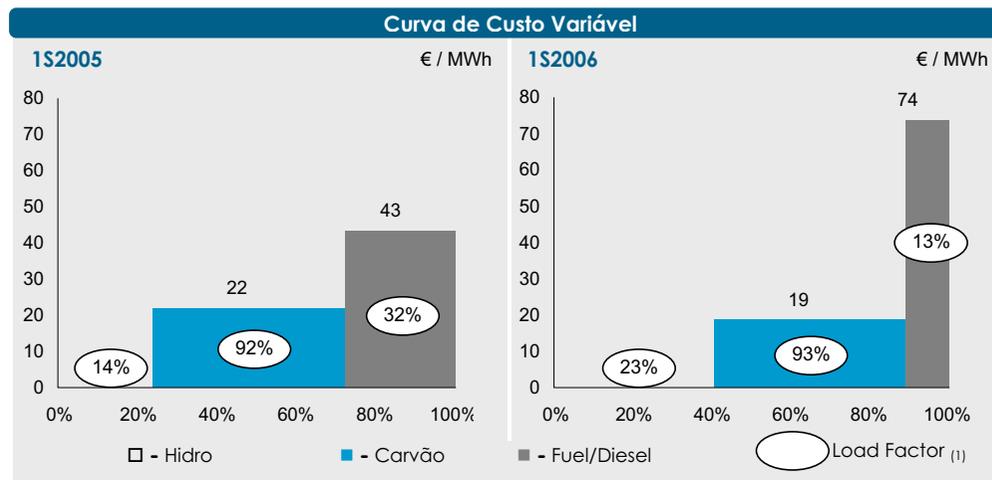
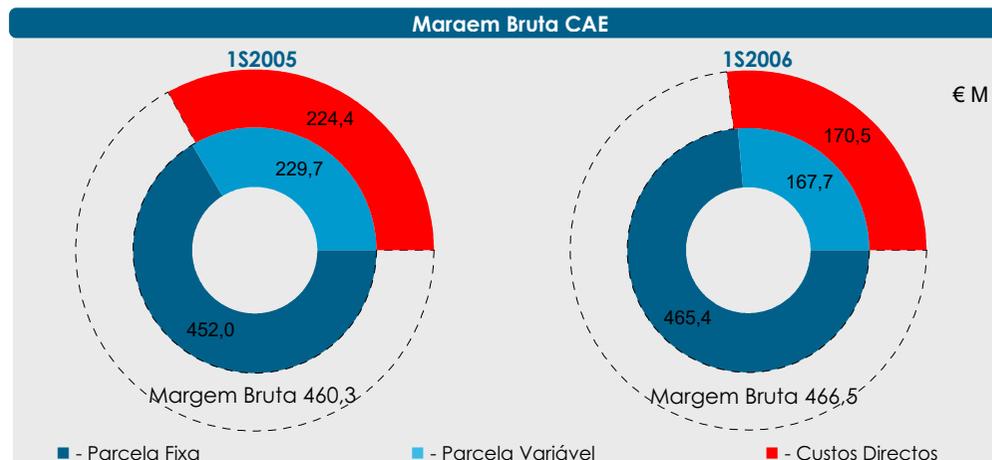
| Produção de Electricidade (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---------------------------------|--------------|--------------|---------------|
| Hidroeléctrica | 4.091 | 2.331 | 75,5% |
| Térmoeléctrica | 5.890 | 7.478 | -21,2% |
| Sines | 4.859 | 4.813 | 0,9% |
| Setúbal | 850 | 1.853 | -54,1% |
| Carregado | 107 | 680 | -84,3% |
| Barreiro | 74 | 116 | -36,1% |
| Tunes e Tapada do Outeiro | 0 | 17 | -98,0% |
| Total Emissão | 9.981 | 9.810 | 1,8% |

• 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 a Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo em Portugal.

• A margem bruta das centrais com CAE aumentou 1,3% 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 (+3,0%) reflecte uma actualização à inflação, a entrada em serviço da central de hidroeléctrica de Frades (192 MW) em Agosto de 2005 e uma melhoria dos factores de disponibilidade (km) das centrais térmicas (1,060 no 1S2006 vs. 1,051 no 1S2005).

• A margem na aquisição de combustíveis (CAE Parcela Variável menos Custos com Combustíveis) diminuiu de €9,0M no 1S2005 para €0,9M no 1S2006 principalmente em resultado da redução da diferença entre os custos de aquisição de carvão suportados pela EDP e os índices internacionais de carvão (utilizados como referencial no cálculo do CAE Parcela Variável).

| Custos Directos (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|--------------|--------------|---------------|
| Carvão | 90,7 | 105,3 | -13,8% |
| Fuel oil | 73,1 | 112,0 | -34,7% |
| Gás Natural | 2,9 | 1,5 | 97,1% |
| Diesel | 0,1 | 2,0 | -96,6% |
| Autoconsumo de Electricidade e Materiais | 3,7 | 3,7 | -0,1% |
| Custos Directos | 170,5 | 224,4 | -24,0% |



Produção Ibérica: Margem Bruta da Produção Liberalizada

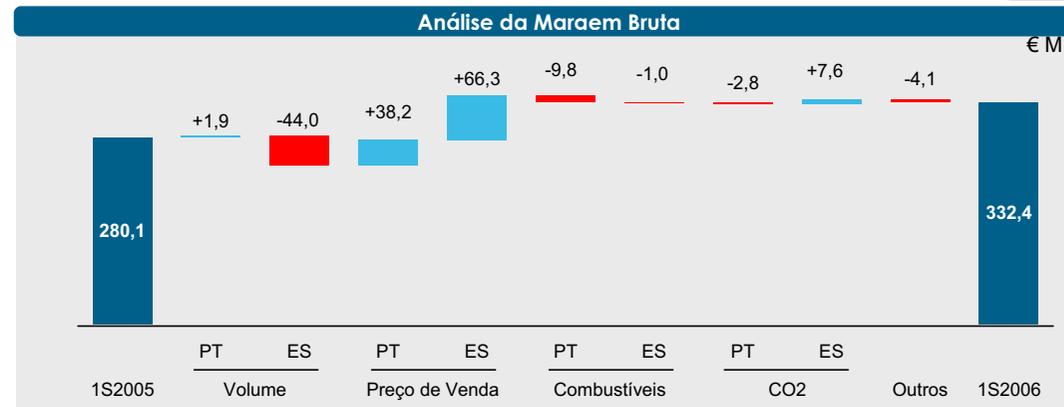
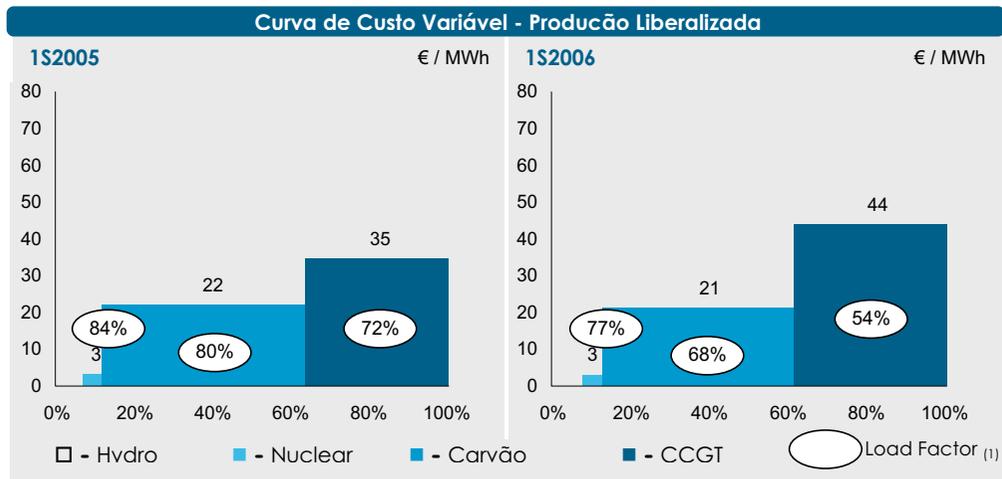


| Produção de Electricidade (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---------------------------------|--------------|---------------|---------------|
| Portugal | 3.349 | 2.685 | 24,7% |
| CCGT | 3.161 | 2.624 | 20,5% |
| Hidroeléctrica | 188 | 61 | 207,9% |
| Espanha | 6.222 | 7.485 | -16,9% |
| Hidroeléctrica | 509 | 557 | -8,6% |
| Nuclear | 528 | 575 | -8,2% |
| Carvão | 4.559 | 5.342 | -14,7% |
| CCGT | 704 | 1.093 | -35,6% |
| (-) Bombagem | (79) | (82) | 4,2% |
| Total Produção | 9.571 | 10.170 | -5,9% |

| Preço de Venda e Custos com Combustíveis | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|--------|--------|---------|
| Preço Médio de Venda (€ / MWh) | | | |
| Portugal | 55,2 | 44,5 | 24,1% |
| Espanha | 65,9 | 55,4 | 19,0% |
| Custo Médio de Combustíveis (€ / MWh) ⁽¹⁾ | | | |
| Portugal | 40,8 | 34,9 | 16,9% |
| Espanha | 22,6 | 22,3 | 1,6% |

⁽¹⁾ custo médio com combustíveis não inclui as centrais hidroeléctricas

| Margem Bruta (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---------------------|--------------|--------------|--------------|
| Portugal | 53,8 | 26,3 | 104,6% |
| Espanha | 278,7 | 253,8 | 9,8% |
| Margem Bruta | 332,4 | 280,1 | 18,7% |



Output: No 1S2006, a produção das centrais da EDP no mercado Ibérico liberalizado diminuiu 5,9%. Em Portugal, a electricidade produzida pela EDP aumentou 24,7% em resultado: i) da entrada em funcionamento do grupo III da central do Ribatejo (CCGT) no 4T2005; e ii) de uma melhoria dos níveis de hidraulicidade. No entanto, o factor de utilização da central do Ribatejo diminuiu de uma média de 76% no 1S2005 para 61% no 1S2006: i) o grupo III ainda estava em período de testes em Janeiro; ii) a produção dos grupos I e II no 1T2006 foi reduzida de modo a racionalizar o consumo de gás natural, uma vez que o contrato de fornecimento de gás para o grupo III foi apenas efectuado em Março; e iii) o grupo II esteve parado para trabalhos de reparação no 1T2006. Em Espanha, a redução de 16,7% é explicada pela menor disponibilidade das centrais da EDP, na sequência principalmente da paragem programada de Aboño 2 (536MW) durante 7 semanas, no 2T2006, para a revisão geral trienal e investimentos ambientais, e das paragens programadas das CCGT de Castejón (6 semanas) no 1Q2006 e Trillo (4 semanas) no 2Q2006.

Margem Bruta: Em Portugal, a margem bruta mais que duplicou devido: i) a uma revisão em alta do preço contratado com a EDP Comercial; e ii) ao aumento da produção da central do Ribatejo, com a entrada em funcionamento do grupo III, e das centrais hidroeléctricas. Em Espanha, o crescimento de 10% é explicado: i) pelo forte aumento do preço de venda; e ii) menores custos com emissões de CO2 (€0,8M no 1S2006 vs. €8,5M no 1S2005); que mais que compensaram o menor nível de produção.

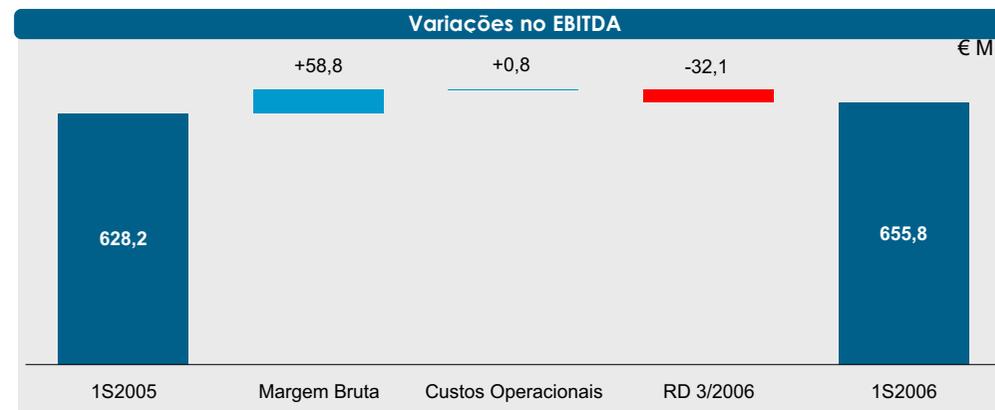
Custos com Combustíveis: Em Portugal, o custo médio do gás natural por MWh aumentou 16,9%, em resultado da forte subida do preço do Brent, ao qual os contratos de fornecimento de gás da central do Ribatejo estão vinculados. Em Espanha, os custos médios com combustíveis por MWh aumentaram 1,6% face ao 1S2005, principalmente devido ao forte aumento do preço médio do gás natural. Ainda assim, o custo médio unitário das centrais a carvão diminuiu 4%.

Emissões CO2: Em Portugal, a margem bruta foi afectada em €2,8M devido a um défice estimado de licenças de CO2 de 127,000 toneladas. É de referir que no 1S2006, a EDP apenas está a contabilizar as licenças atribuídas para os grupos I e II da central do Ribatejo. O grupo III espera receber cerca de 0,8M de toneladas de licenças no 2S2006. Em Espanha, as emissões de CO2 alcançaram os 5,3M de toneladas e foram superiores em 0,5M de toneladas às licenças atribuídas para o período, tendo tido um impacto negativo de €10M na margem bruta. Adicionalmente, a provisão de €28M contabilizada em 2005, relativa à insuficiência de licenças de CO2 para aquele período (1,4M de ton.), foi actualizada ao preço de mercado do CO2 (€16/ton em Junho 2006 vs. €21/ton em Dez. 2005), tendo tido um impacto positivo de €9M.

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



| DR Operacional (€ M) | Portugal | | | Espanha | | |
|--------------------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
| Proveitos Operacionais | 845,2 | 861,0 | -1,8% | 461,9 | 442,5 | 4,4% |
| Custos Directos da Actividade | 313,1 | 362,8 | -13,7% | 183,2 | 188,7 | -2,9% |
| Margem Bruta | 532,1 | 498,1 | 6,8% | 278,7 | 253,8 | 9,8% |
| Margem Bruta/Proveitos | 63,0% | 57,9% | 5,1 pp | 60,3% | 57,4% | 3,0 pp |
| Fornecimentos e serviços externos | 38,2 | 37,4 | 2,3% | 19,6 | 18,3 | 7,3% |
| Custos com pessoal | 39,2 | 41,7 | -6,1% | 14,9 | 14,4 | 3,7% |
| Custos com benefícios sociais | 7,5 | 5,4 | 39,4% | 0,7 | 0,7 | 3,4% |
| Rendas centros electroprodutores | 1,9 | 1,9 | 0,2% | - | - | - |
| Outros custos (proveitos) operac. | (0,6) | (1,6) | - | 33,6 | 5,6 | - |
| Custos Operacionais | 86,1 | 84,7 | 1,6% | 68,9 | 39,0 | 76,6% |
| EBITDA | 446,0 | 413,4 | 7,9% | 209,8 | 214,8 | -2,3% |
| EBITDA/Proveitos | 52,8% | 48,0% | 4,7 pp | 45,4% | 48,6% | -3,1 pp |
| Amortizações | 104,6 | 97,0 | 7,9% | 41,9 | 45,4 | -7,7% |
| Compensa. amort. activos subsid. | (1,8) | (2,0) | 11,8% | -0,1 | -0,1 | 4,2% |
| EBIT | 343,1 | 318,5 | 7,7% | 168,0 | 169,5 | -0,9% |
| EBIT/Proveitos | 40,6% | 37,0% | 3,6 pp | 36,4% | 38,3% | -1,9 pp |



| Número de Trabalhadores | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|-------------------------|--------|--------|---------|
| Trabalhadores | | | |
| Portugal | 1.673 | 1.726 | -53 |
| Espanha | 607 | 610 | -3 |
| MW / Trabalhador | | | |
| Portugal | 5,2 | 4,7 | 10,6% |
| Espanha | 4,1 | 4,1 | 0,5% |

PORTUGAL

- O EBITDA aumentou 7,9% principalmente devido ao crescimento da Margem Bruta, como explicado anteriormente. Os custos operacionais aumentaram 1,6%:
- Os FSEs aumentaram 2,3% 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).
- Os Custos com Pessoal diminuíram 6,1% no 1S2006 e os Custos com Benefícios Sociais aumentaram 39,4% porque o valor do 1S2005 está afectado pela redução dos prémios para pensões devido a um excesso de provisionamento identificado no estudo actuarial de 2005.

ESPAÑHA

- O bom desempenho ao nível da Margem Bruta não se reflectiu na sua totalidade no EBITDA, devido ao impacto da aplicação 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 €1,7 mil milhões, dos quais a HC Energia tem de financiar 6,08% (€103M). Este montante não foi deduzido às vendas, considerando que a actual legislação assegura a sua recuperação em anos posteriores. No que respeita a licenças de CO2, a EDP contabilizou uma provisão de €29M considerando a potencial devolução das licenças de emissão de CO2 gratuitamente atribuídas para os períodos de Janeiro e Fevereiro de 2006 (1,5M ton). A Março de 2006, de acordo com a interpretação feita do RD 3/2006, apenas as licenças de emissão de CO2 que respeitam à produção de electricidade vendida no mercado grossista espanhol, deverão ser deduzidas às receitas da produção. Este facto teve um impacto negativo de €2,9M no período Março-Junho 2006, correspondendo a 0,14M 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 | | |
|--------------------------------------|---------------|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|
| | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
| Proveitos Operacionais | 186,8 | 176,3 | 6,0% | 343,0 | 144,1 | 138,0% |
| Custos Directos da Actividade | 220,2 | 179,8 | 22,5% | 430,4 | 188,8 | 127,9% |
| Margem Bruta | (33,4) | (3,5) | -851,0% | (87,4) | (44,7) | -95,6% |
| Margem Bruta/Proveitos | -17,9% | -2,0% | -15,9 pp | -25,5% | -31,0% | 5,5 pp |
| Fornecimentos e serviços externos | 4,9 | 4,7 | 5,4% | 12,5 | 11,4 | 9,9% |
| Custos com pessoal | 3,0 | 1,2 | 156,0% | 2,7 | 3,1 | -13,3% |
| Custos com benefícios sociais | 0,2 | 0,2 | 23,4% | 0,1 | 0,1 | -9,3% |
| Rendas centros electroprodutores | 0,0 | 0,0 | -24,4% | - | - | - |
| Outros custos (proveitos) operac. | 7,6 | (0,0) | - | (15,1) | 3,0 | - |
| Custos Operacionais | 15,8 | 6,0 | 161,8% | 0,1 | 17,6 | -99,2% |
| EBITDA | (49,2) | (9,5) | -416,0% | (87,5) | (62,3) | -40,5% |
| EBITDA/Proveitos | -26,3% | -5,4% | -20,9 pp | -25,5% | -43,2% | 17,7 pp |
| Amortizações | 2,4 | 2,2 | 9,7% | 1,4 | 2,4 | -42,8% |
| Compensa. amort. activos subsid. | - | - | - | - | - | - |
| EBIT | (51,6) | (11,7) | -341,2% | (88,9) | (64,7) | -37,5% |
| EBIT/Proveitos | -27,6% | -6,6% | -21,0 pp | -25,9% | -44,9% | 18,9 pp |

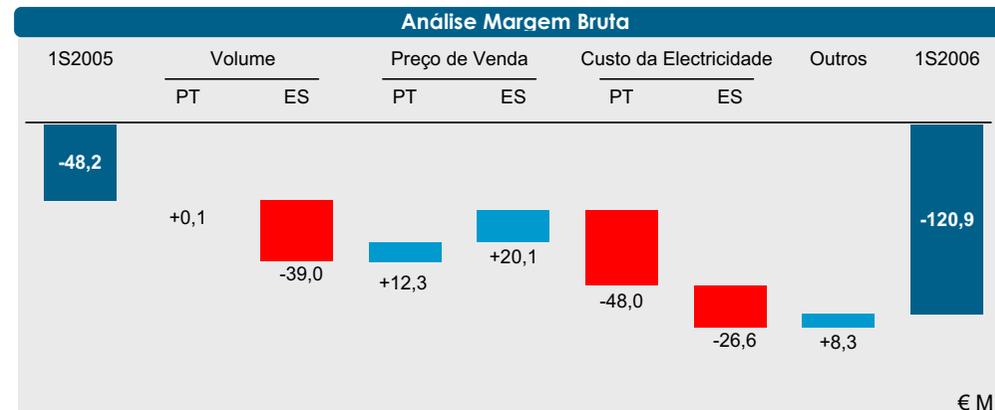
| Número de Trabalhadores | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|-------------------------|--------|--------|---------|
| Trabalhadores | | | |
| Portugal | 91 | 78 | +13 |
| Espanha | 86 | 112 | -26 |

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. Tal mudança foi também seguida pelos clientes dos concorrentes da EDP.
- O aumento de 12,0% no preço de venda (líquido de redes) contribuiu com +€12,3M para a margem bruta e vem na sequência da revisão em alta das condições comerciais dos contratos com clientes na sua maturidade e na 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 4T2005 de forma a reflectir as expectativas actuais relativamente aos preços da electricidade no mercado grossista. Esta revisão em alta do custo da electricidade representa -€48,0M na queda da margem bruta.
- No 2T2006, em comparação com o 1T2006, a margem bruta melhorou para os -€6,2M dos -€27,2M, enquanto que os volumes vendidos diminuíram para 1.165 GWh dos 1.585 GWh.
- Os "Outros custos (proveitos) operacionais" no 1S2006 incluem: i) custos com desvios no consumo (-€5,4M); e ii) provisões para clientes de cobrança duvidosa (-€4,8M).

ESPAÑA

- O forte aumento em volumes vendidos no mercado liberalizado espanhol resulta: i) da atribuição à HC Energia 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 nos últimos meses para a promoção da oferta integrada de electricidade e gás e para uma melhoria da proposta comercial a pequenos clientes.
- A redução de €43M na margem bruta da actividade de comercialização em Espanha é explicada por: i) um aumento do custo de aquisição de electricidade em resultado do aumento dos preços no mercado grossista; ii) um aumento de 11% do preço de venda após a revisão das condições comerciais de todos os contratos na sua maturidade e a captura de novos clientes com melhores condições ao nível do preço de venda; e iii) um aumento dos volumes fornecidos num contexto de elevados custos de aquisição. É importante referir que tanto nos novos contratos de fornecimento como na renegociação dos actuais contratos, o preço de venda está a ser estabelecido acima do custo marginal estimado da produção do sistema. No entanto, em termos contabilísticos, as compras de electricidade estão indexadas aos preços da pool.
- No 2T2006, em comparação com o 1T2006, a margem bruta melhorou para os -€21,4M dos -€66,0M, enquanto que os volumes vendidos diminuíram para 2.159 GWh dos 2,343 GWh.
- A variação em outros custos/(proveitos) operacionais resulta de em 2005 a HC Energia ter contabilizado uma provisão de €7,7M para cobrir potenciais perdas na margem da actividade de comercialização (vis-à-vis o custo marginal de produção), que foi agora revertida.



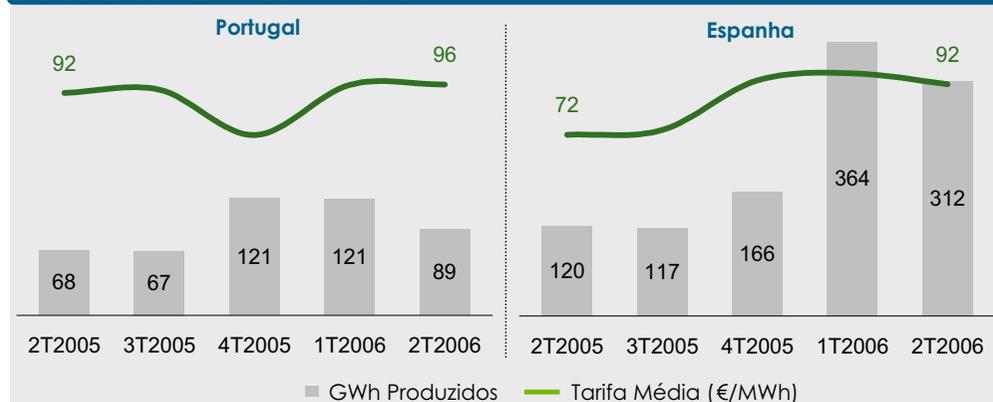
| Venda de Electricidade a Clientes Liberalizados | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---|--------|--------|---------|
| Electricidade vendida (GWh) | | | |
| Portugal | 7.251 | 5.310 | 36,6% |
| Espanha | 2.749 | 2.890 | -4,9% |
| Quota de mercado | | | |
| Portugal | 15% | 11% | 4 p.p. |
| Espanha | 62% | 65% | -3 p.p. |
| Número de clientes (mil) | | | |
| Portugal | 98,0 | 14,9 | 6,6x |
| Espanha | 7,1 | 7,8 | -8,9% |
| Preço de venda líquido (€/MWh) | | | |
| Portugal | 90,9 | 7,1 | 12,8x |
| Espanha | 42 | 37 | 12,0% |
| Espanha | 47 | 42 | 10,6% |

Resultados Financeiros (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|---------------------|------|------|--------|
| Margem Bruta | 98,3 | 44,6 | 120,3% |
| Custos Operacionais | 27,6 | 14,1 | 95,8% |
| EBITDA | 70,7 | 30,5 | 131,6% |
| EBIT | 35,5 | 16,9 | 109,6% |

• A NEO – Novas Energias do Ocidente é uma empresa que foi criada em 2005 para o desenho, construção e exploração de projectos do Grupo EDP para a produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis na Península Ibérica e Europa. A NEO, que detém os activos da Enernova (renováveis em Portugal), Genesa (renováveis em Espanha) e NEO Desa (adquirida pela NEO no final de 2005 – renováveis em Espanha), irá permitir ao Grupo EDP consolidar a sua posição no mercado das energias renováveis na Península Ibérica.

Energia Eólica - Tarifa Média Trimestral

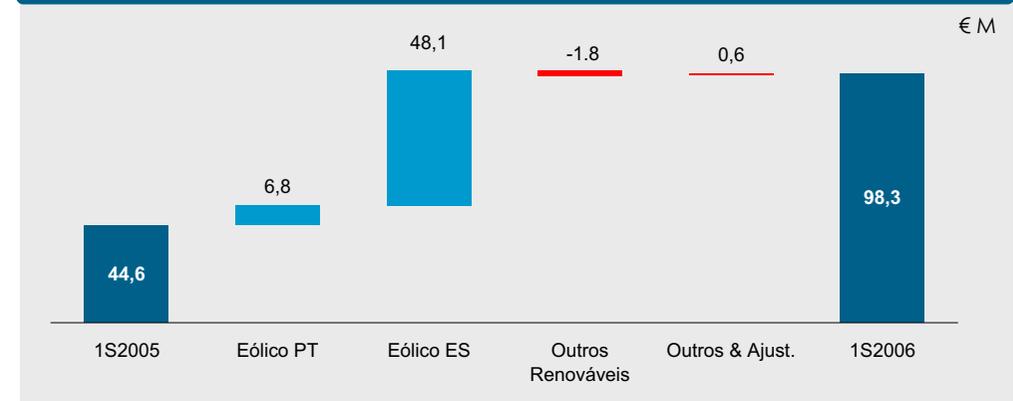


• O Grupo EDP tem vindo a investir substancialmente no negócio das energias renováveis. Em 2005, a empresa adquiriu: i) cinco parques eólicos à Tecneira, em Portugal – com uma capacidade instalada de 50 MW em operação e cerca de 70 MW em desenvolvimento cuja entrada em operação está prevista até finais de 2007; ii) os parques eólicos de Ortiga e Safra/Coentral, em Portugal – Ortiga (12 MW) entrou em funcionamento em Junho de 2006 e estão em desenvolvimento 40 MW adicionais cuja entrada em operação está prevista até finais de 2007; iii) a Desa, em Espanha, com uma capacidade instalada de 274 MW⁽¹⁾ 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.

• No final de Junho de 2006, a NEO tinha uma capacidade instalada eólica bruta total de 1.108 MW. Até ao final de 2006, prevê-se que entrem em funcionamento cerca de 343 MW adicionais, dos quais 107 MW em Portugal, 216 MW em Espanha e 20 MW em França.

• A margem bruta e o EBITDA beneficiaram dos investimentos realizados pela EDP durante o ano 2005 (Desa – 224 MW e Tecneira – 50 MW) e da entrada em funcionamento de capacidade adicional em Portugal (21 MW) e em Espanha (164 MW).

Varições na Margem Bruta



Varições no EBITDA



⁽¹⁾ Capacidade Instalada Bruta

| DR Operacional (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|--------------|-------------|---------------|
| Proveitos Operacionais | 125,2 | 61,2 | 104,4% |
| Custos Directos da Actividade | 26,9 | 16,6 | 62,0% |
| Margem Bruta | 98,3 | 44,6 | 120,3% |
| Margem Bruta/Proveitos | 78,5% | 72,9% | 5,6 pp |
| Fornecimentos e serviços externos | 15,3 | 10,0 | 53,3% |
| Custos com pessoal | 5,8 | 2,7 | 112,8% |
| Rendas de centros electroprodutores | 0,4 | 0,4 | 8,7% |
| Outros custos (proveitos) operacionais | 6,2 | 1,0 | - |
| Custos Operacionais | 27,6 | 14,1 | 95,8% |
| EBITDA | 70,7 | 30,5 | 131,6% |
| EBITDA/Proveitos | 56,4% | 49,8% | 6,6 pp |
| Amortizações | 35,6 | 13,7 | 159,9% |
| Compensação amort. activos subsidiados | (0,4) | (0,1) | -276,7% |
| EBIT | 35,5 | 16,9 | 109,6% |
| EBIT/Proveitos | 28,4% | 27,7% | 0,7 pp |

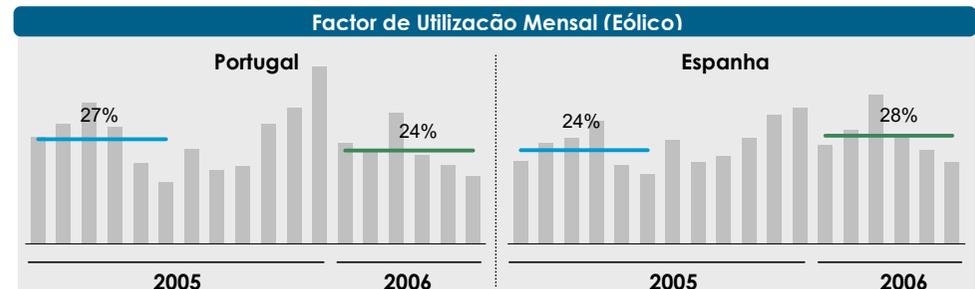
| Número de Empregados | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|----------------------|------------|------------|-------------|
| Portugal | 22 | 17 | + 5 |
| Espanha | 198 | 108 | + 90 |
| Holdings NEO | 3 | 0 | + 3 |
| Total | 223 | 125 | + 98 |

• No final do 1S2006, a capacidade instalada do Grupo EDP em energias renováveis na Península Ibérica totalizava 933 MW, dos quais 848 MW em capacidade eólica – 213 MW em Portugal e 635 MW em Espanha. Em Portugal, a compra da Tecneira no final do ano 2005 (50 MW em operação), o reforço de potência dos parques eólicos de Fonte da Quelha/Alto Talefe (+3 MW – Set05) e Pena Suar (+6 MW – Dez05), e a entrada em funcionamento do parque eólico de Ortiga (+12 MW – Jun06) permitiram à NEO aumentar a sua capacidade instalada em 71 MW no período. Em Espanha, a capacidade instalada eólica aumentou em 388 MW devido, por um lado, à compra da Desa no ano passado (224 MW de capacidade em operação), e por outro, à entrada em serviço industrial dos parques eólicos de Sotonera (19 MW – Jul05), Boquerón (22 MW – Jan06), Belchite (50 MW – Jan06) e La Brújula (73 MW – Jun06).

• O total da energia produzida pela NEO a partir de fontes de energia renováveis na Ibéria totalizou 1.070 GWh no 1S2006, o que representa um crescimento anual de 81%, devido ao aumento da capacidade bem como a um aumento das horas equivalentes de serviço dos nossos parques eólicos na Ibéria para 1.161 horas no 1S2006, comparadas com 1.085 horas no 1S2005 (o equivalente a um aumento no factor de utilização para 27% vs. 25%).

• A margem bruta mais do que duplicou no período, beneficiando não só dos aumentos da capacidade instalada e do factor de utilização, mas também de um aumento dos preços médios de venda da energia eólica produzida pelos nossos parques na Península Ibérica. No 1S2006, a energia eólica produzida em Portugal e Espanha pela NEO foi vendida a um preço médio de €96/MWh e €95/MWh, respectivamente, o que compara com €91/MWh e €72/MWh, respectivamente para o 1S2005.

| Capacidade Instalada (MW) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---------------------------|------------|------------|-------------|
| Eólico | 848 | 390 | +458 |
| dos quais in Portugal | 213 | 142 | +71 |
| dos quais Espanha | 635 | 248 | +388 |
| Biomassa | 4 | 7 | -3 |
| Resíduos | 79 | 69 | +9 |
| Mini-Hídricas | 3 | 3 | - |
| Total | 933 | 469 | +464 |



| Electricidade Produzida (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|-------------------------------|--------------|------------|--------------|
| Eólico - Portugal | 210 | 161 | 30,6% |
| Eólico - Espanha | 676 | 240 | 181,8% |
| Biomassa | 5 | 9 | -39,1% |
| Resíduos | 177 | 178 | -0,6% |
| Mini-Hídricas | 1 | 3 | -60,4% |
| Total | 1.070 | 591 | 81,0% |

| Margem Bruta (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|------------------------------|-------------|-------------|---------------|
| Eólico - Portugal | 21,4 | 14,7 | 46,2% |
| Eólico - Espanha | 66,1 | 18,0 | - |
| Resíduos & Biomassa | 8,4 | 10,0 | -16,5% |
| Mini-Hídricas | 0,07 | 0,20 | -64,2% |
| Outros & Ajust. Consolidação | 2,3 | 1,7 | 33,8% |
| Total | 98,3 | 44,6 | 120,3% |

• Os custos operacionais reflectem: i) um aumento de €3,7M dos custos com conservação e reparação (FSEs) dos parques eólicos existentes; ii) um aumento de €0,4M dos custos cobrados pela EDP, S.A.; iii) um aumento do número de trabalhadores (78 empregados com a compra da Desa); iv) um custo não recorrente de €1,5M relacionado com uma indemnização que a NEO teve que pagar em consequência de um atraso no reinício das operações da central Sidergás (20 MW – Resíduos), que esteve parada para manutenção; e v) um custo não recorrente de €2,6M com perdas em imobilizado.

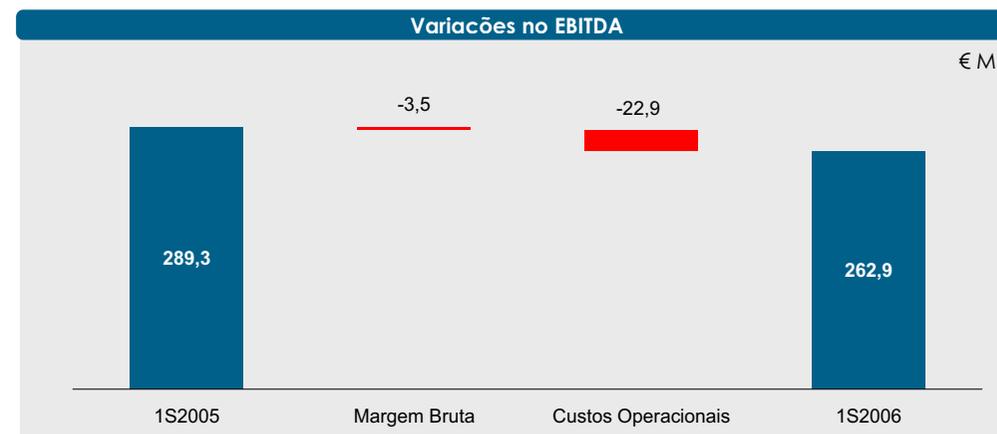
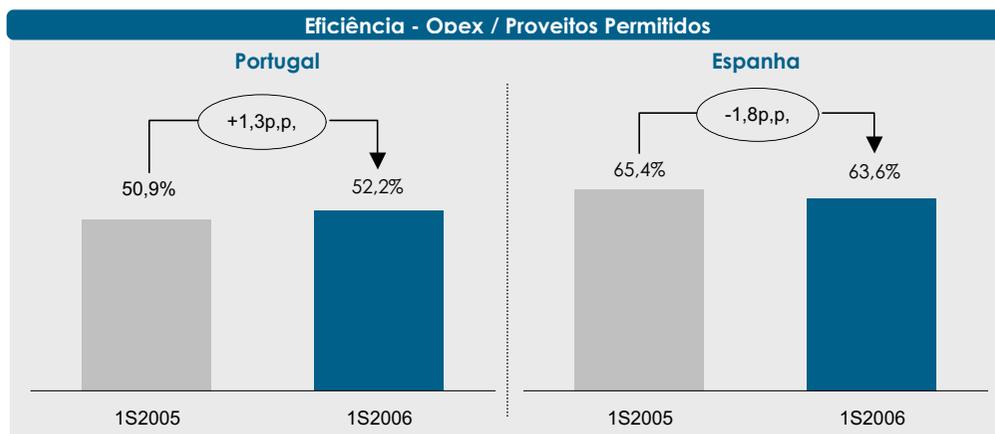
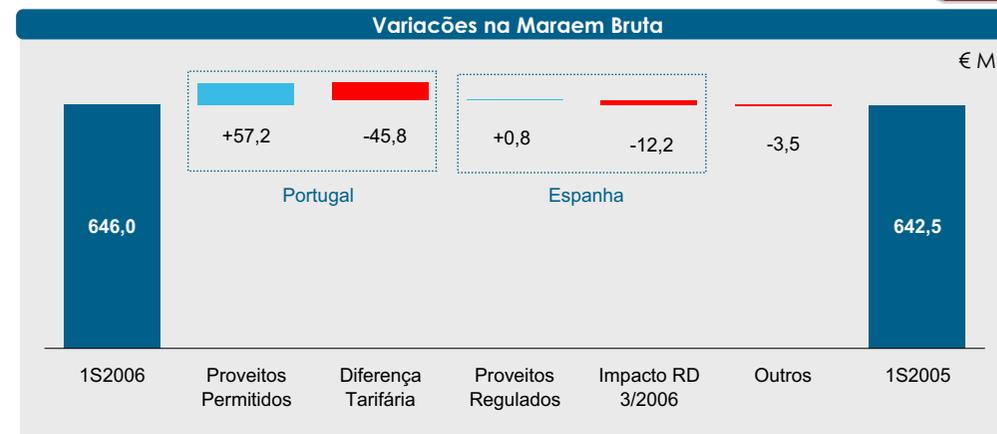
• O EBITDA melhorou de €30,5M no 1S2005 para €70,7M no 1S2006, o que representa uma margem EBITDA de 56,4% (+6,6 p.p. no período).

• As amortizações aumentaram de €13,7M no 1S2005 para €35,6M no 1S2006, devido essencialmente ao já mencionado aumento na capacidade instalada da NEO.



| Resultados Financeiros (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|------------------------------|--------|--------|---------|
| Margem Bruta | 642,5 | 646,0 | -0,5% |
| Custos Operacionais | 379,6 | 356,7 | 6,4% |
| EBITDA | 262,9 | 289,3 | -9,1% |
| EBIT | 124,1 | 148,1 | -16,2% |

• A actividade de distribuição na Península Ibérica inclui a EDP Distribuição, subsidiária do Grupo EDP que actua na distribuição de electricidade para os mercados regulado e não regulado, bem como na comercialização de electricidade no sistema regulado em Portugal, e a empresa distribuidora da HC Energia para o mercado de electricidade Espanhol.



• A margem bruta para a actividade de distribuição do Grupo EDP na Ibéria diminuiu em apenas 0,5% no período:

a) em Portugal, os proveitos permitidos aumentaram 9,3% no período enquanto que a margem bruta de electricidade aumentou 2,0%, reflectindo-se numa diferença tarifária de €84,3M a recuperar (comparada com €38,5M para o 1S2005) – daquele montante: i) €67,3M resultam de custos superiores com as compras de electricidade; e ii) o remanescente deve-se essencialmente ao regresso de clientes de MT/BTE do mercado liberalizado para o mercado regulado (para mais informação, ver página 23). De recordar que em 2005, o aumento inesperado dos custos com combustíveis e dos volumes de produção em regime especial se reflectiram num aumento significativo dos custos do sistema, o que, conjugado com o facto do aumento médio para as tarifas de BT em 2006 estar limitado à inflação, originou um défice tarifário de €369M, dos quais €115M foram atribuídos à EDPD, a serem recuperados com juros entre 2007 e 2011. No entanto, contrariamente ao que aconteceu no 1T2006, e devido ao reconhecimento por parte do Governo do direito a receber este défice tarifário num período de 5 anos, a EDPD reconheceu nas vendas de electricidade cerca de metade deste défice tarifário (€59M) e contabilizou-o como montante a receber no activo da empresa. Espera-se que o Governo Português defina, através de legislação adequada, as condições de acordo com as quais a EDPD irá recuperar este défice tarifário. 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.

b) em Espanha, apesar de um aumento de €0,8M nas receitas reguladas, a margem bruta foi afectada por um impacto negativo de €12,2M resultante da aplicação do Real Decreto 3/2006. Este impacto na actividade de distribuição não é definitivo uma vez que o preço de €42,35/MWh, reconhecido no RD que modifica o mecanismo de liquidações, foi estabelecido numa base provisória.

• Relativamente à actividade de distribuição do Grupo EDP em Portugal, de notar que no final de Junho de 2006, a ERSE procedeu a uma revisão extraordinária das tarifas para o ano 2006 de forma a reflectir uma alteração no critério de repartição, pelos clientes de electricidade, do sobrecusto para a produção de energia eléctrica de origem renovável, o que se traduziu numa redução das tarifas de electricidade para os clientes industriais, a partir de Julho 2006. Dado que os aumentos nas tarifas de electricidade dos clientes em BT para 2006 estão limitados à inflação, esta revisão extraordinária criou um défice tarifário adicional de €30M para o 2S2006, dos quais €9M foram atribuídos à EDPD (também a serem recuperados com juros entre 2007 e 2011).

Distribuição em Portugal



| Consumidores de Electricidade (mil) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--------------------------------------|----------------|----------------|-------------|
| Regulado | 5.937,4 | 5.850,2 | 87,2 |
| Não-regulado | 10,6 | 10,7 | -0,1 |
| Consumidores de Electricidade | 5.948,0 | 5.860,9 | 87,2 |

| Electricidade Distribuída (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|----------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| Muito Alta Tensão | 720 | 682 | 5,7% |
| Alta Tensão | 2.726 | 2.574 | 5,9% |
| Média Tensão | 7.099 | 6.689 | 6,1% |
| Baixa Tensão | 12.288 | 11.848 | 3,7% |
| Electricidade Distribuída | 22.834 | 21.792 | 4,8% |
| dos quais: de acesso | 4.407 | 4.422 | -0,3% |

| Vendas de Electricidade e Margem Bruta (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---|--------------|--------------|-------------|
| Vendas de Electricidade | 2.104,4 | 1.856,0 | 13,4% |
| Compras de Electricidade | 1.515,9 | 1.278,8 | 18,5% |
| Margem Bruta de Electricidade | 588,5 | 577,1 | 2,0% |
| Proveitos Permitidos | 672,8 | 615,6 | 9,3% |
| Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver) | 84,3 | 38,5 | - |

• No 1S2006, a electricidade distribuída apresentou um crescimento anual de 4,8%, para 22,8 TWh. O consumo nos segmentos de AT e MT beneficiou dos consumos de energia dos co-geradores no sistema regulado (+1,2 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 (-0,3 p.p.) e dias úteis (+0,2 p.p.), o consumo de electricidade teria aumentado 3,7%.

• O número de clientes no mercado liberalizado diminuiu 11,3% entre Mar-06 e Jun-06, reflectindo a transferência de clientes de MT e BTE para o sistema regulado, no seguimento de um aumento nos preços praticados no mercado liberalizado. Em consequência, as vendas de electricidade no mercado liberalizado diminuiram 20% no trimestre para 2,0 TWh no 2T2006.

• Os proveitos permitidos da EDPD aumentaram 9,3% no período:

a) Os proveitos permitidos para o Uso da Rede de Distribuição (URD) aumentaram 5,5%, devido a um aumento da electricidade distribuída. De notar que aquando da revisão tarifária para o ano 2006, a ERSE alterou a formula de cálculo para os proveitos permitidos do URD através da introdução de uma componente fixa (€201,3M no 1S2006), independente dos volumes de electricidade distribuídos.

| Proveitos Permitidos (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|--------------|--------------|-------------|
| Componente Fixa URD: AT/MT (€ M) | 68,2 | - | - |
| Proveito unitário URD: AT/MT (€ / MWh) | 5,6 | 8,3 | -32,3% |
| Energia entregue no SEP/SENV: AT/MT (GWh) | 22.903 | 21.871 | 4,7% |
| Componente Fixa URD: BT (€ M) | 133,1 | - | - |
| Proveito unitário URD: BT (€ / MWh) | 13,6 | 24,5 | -44,4% |
| Energia entregue no SEP/SENV: BT (GWh) | 12.288 | 11.848 | 3,7% |
| Proveitos permitidos para a actividade de URD | 496,8 | 470,8 | 5,5% |

| | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|
| 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 | 21,7 | 23,8 | -8,8% |
| Custos anuais de estrutura comercial afectos à CREDES | 35,5 | 29,3 | 21,3% |
| Proveitos permitidos para a actividade de CREDES | 67,1 | 64,9 | 3,4% |

| | | | |
|---|-------------|-------------|--------------|
| 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 | 1,1 | 3,3 | -67,8% |
| Custos anuais de estrutura comercial afectos à CSEP | 33,6 | 33,8 | -0,5% |
| Proveitos permitidos para a actividade de CSEP | 35,3 | 39,1 | -9,8% |

| | | | |
|--|-------------|-------------|---------------|
| Ajust. tarif. ano t-2 para URD, CSEP e CREDES | 18,3 | 8,1 | 125,2% |
| Ajust. tarif. anos t-1 & t-2 na Compra e Venda de Energia | 43,3 | 13,8 | 213,7% |
| Recuperação Custos PAR | 12,0 | 18,9 | -36,1% |

| | | | |
|-----------------------------------|--------------|--------------|-------------|
| Total Proveitos Permitidos | 672,8 | 615,6 | 9,3% |
|-----------------------------------|--------------|--------------|-------------|

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 remuneração dos activos regulados para estas actividades; ii) uma menor base de activos regulada, no seguimento da transferência de alguns activos para a EDP Soluções Comerciais, uma empresa criada em 2005 para a gestão dos sistemas comerciais, fornecimento de serviços comerciais à EDPD e EDPC, e 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 para o 1S2006 incluem também €61,6M relativos à recuperação de custos incorridos em anos anteriores e €12,0M relativos à recuperação dos custos relacionados com o Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) da EDPD.

• Os custos com as compras de electricidade aumentaram 18,5% no período, devido: i) a um aumento de 2,9% da electricidade entregue na rede de distribuição; ii) a um aumento das 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) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|----------------|----------------|---------------|
| Proveitos Operacionais | 2.117,2 | 1.871,8 | 13,1% |
| Custos Directos da Actividade | 1.523,5 | 1.286,3 | 18,4% |
| Margem Bruta | 593,7 | 585,5 | 1,4% |
| Margem Bruta/Proveitos | 28,0% | 31,3% | -3,2 pp |
| Fornecimentos e serviços externos | 115,6 | 119,0 | -2,8% |
| Custos com pessoal | 97,5 | 95,9 | 1,6% |
| Custos com benefícios sociais | 29,3 | 9,7 | 202,5% |
| Rendas de concessão | 103,3 | 100,9 | 2,5% |
| Outros custos (proveitos) operacionais | (3,0) | (4,0) | 26,4% |
| Custos Operacionais | 342,8 | 321,4 | 6,6% |
| EBITDA | 251,0 | 264,1 | -5,0% |
| EBITDA/Proveitos | 11,9% | 14,1% | -2,3 pp |
| Amortizações | 168,3 | 166,0 | 1,4% |
| Compensação amort. activos subsidiados | (41,1) | (39,6) | -3,9% |
| EBIT | 123,8 | 137,7 | -10,1% |
| EBIT/Proveitos | 5,8% | 7,4% | -1,5 pp |

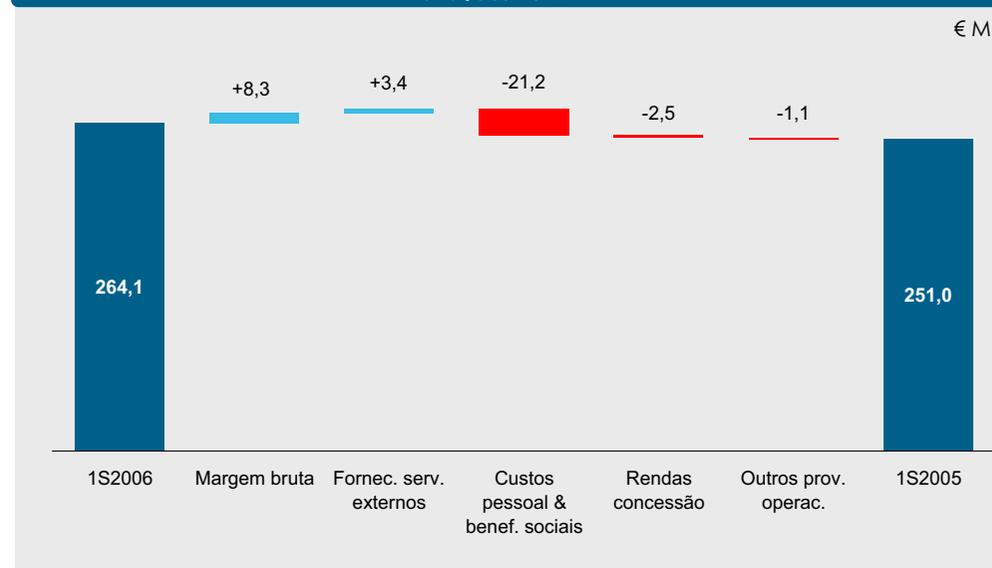
| Número de Empregados | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--------------------------------|--------|--------|---------|
| Número de Empregados | 5.268 | 5.438 | -170 |
| GWh Distribuidos / Trabalhador | 4,33 | 4,01 | 8,2% |
| Clientes / Trabalhador | 1.127 | 1.076 | 4,8% |

• A margem bruta de electricidade para o 1S2006 ficou €84,3M abaixo do proveito permitido para o período, dos quais;

a) €67,3M resultam de elevados custos com as compras de electricidade. Por um lado, as compras de energia aos produtores em regime especial foram inferiores às estimadas pela ERSE aquando da fixação das tarifas para o ano 2006, implicando que a EDPD tenha que recuperar parte da componente fixa dos custos com compras de electricidade, relacionada com a produção em regime especial, cobrada pela REN. Por outro lado, a ERSE não previu o aumento do consumo regulado proveniente do regresso dos 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 na revisão tarifária de 2006; e

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 fornecimentos e serviços externos diminuíram 2,8% no período devido: i) a uma redução de €8,9M nos custos comerciais explicada, por um lado, por menores despesas de instalação (€3,2M no 1S2005 relacionados com o “re-branding” da rede de lojas da EDPD), e por outro, por uma diminuição dos custos com serviços de cobrança e correios (em 2006, a facturação passou a ser bimestral em vez de mensal); e ii) a uma redução de €3,8M nos custos com tecnologias de informação, que foram quase totalmente compensados por iii) um aumento de €9,0M nos custos de gestão cobrados pela EDP, S.A. e EDP Valor.

• O número de empregados reduziu-se em 170 trabalhadores entre o 1S2005 e o 1S2006. Esta redução foi alcançada através do Programa de Apoio à Reestruturação levado a cabo em 2005 (119 empregados – Dez. 2005) e da realização de 54 reformas e pré-reformas durante o 1S2006.

• Os custos com pessoal aumentaram 1,6% no período (ou 1,1% excluindo capitalização dos custos com pessoal e os custos com indemnizações), no seguimento de um aumento médio salarial de 2,74% para o ano 2006 e de um aumento de €0,2M dos prémios de desempenho. Estes efeitos mais do que compensaram as poupanças conseguidas através da redução do número de trabalhadores.

• Os custos com benefícios sociais aumentaram €19,6M no período devido a um aumento de €17,5M nos prémios para pensões consequência: i) da contabilização no 1S2005 de um proveito de €22,3M relativo a uma redução da provisão para pensões, subsequente à identificação de um excesso pelo estudo actuarial do ano 2005; o que foi parcialmente compensado por ii) uma redução nos prémios para pensões devido à expectativa de aumento do retorno dos activos do Fundo de Pensões.

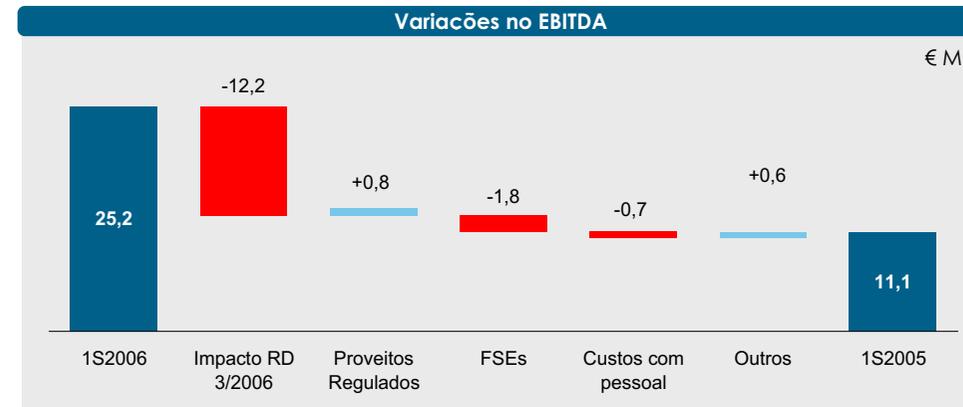


| DR Operacional (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|-------------|-------------|---------------|
| Proveitos Operacionais | 96,7 | 76,5 | 26,4% |
| Custos Directos da Actividade | 47,9 | 15,9 | 200,3% |
| Margem Bruta | 48,8 | 60,6 | -19,4% |
| Margem Bruta / Proveitos | 50,5% | 79,2% | -28,7p,p, |
| FSEs | 25,8 | 24,0 | 7,5% |
| Custos Pessoal | 12,9 | 12,3 | 5,5% |
| Custos Benefícios sociais | 0,4 | 0,4 | 5,4% |
| Outros custos (proveitos) operacionais | (2,3) | (1,3) | -71,2% |
| Custos Operacionais | 36,9 | 35,3 | 4,4% |
| EBITDA | 11,9 | 25,2 | -52,8% |
| EBITDA / Proveitos | 12,3% | 33,0% | -20,7p,p, |
| Amortizações do exercício | 12,6 | 15,7 | -19,7% |
| Compensação amort. activos subsidiados | (1,1) | (0,9) | -12,2% |
| EBIT | 0,4 | 10,5 | -96,5% |
| EBIT / Proveitos | 0,4% | 13,7% | -13,3p,p, |

• A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha diminuiu 19,4% devido: i) ao impacto negativo da aplicação do RD 3/2006, de acordo com a interpretação feita (-€12.2M); e ii) ao aumento da remuneração para as actividades reguladas reconhecido na tarifa de 2006 (+€0.8M):

i) 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 695 GWh (17% das compras da distribuição no 1S2006). O impacto desta medida (€12,2M) 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 de mercados de electricidade;

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



| Consumidores de Electricidade (milhares) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|------------|------------|-------------|
| Regulados | 530 | 572 | -7,4% |
| Não-regulados | 66 | 8 | 671,8% |
| Consumidores de Electricidade | 596 | 581 | 2,6% |

| Electricidade Distribuída (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|----------------------------------|--------------|--------------|-------------|
| Alta Tensão | 1.287 | 1.224 | 5,1% |
| Média Tensão | 598 | 546 | 9,5% |
| Baixa Tensão | 2.898 | 2.902 | -0,1% |
| Electricidade Distribuída | 4.783 | 4.672 | 2,4% |
| dos quais: de acesso | 730 | 760 | -3,9% |

| Proveitos Reaulados (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Transporte | 3,9 | 3,8 | 2,9% |
| Distribuição | 48,7 | 48,0 | 1,4% |
| Comercialização | 3,8 | 3,7 | 2,1% |
| Proveitos Regulados | 56,4 | 55,6 | 1,5% |

| Número de Empreadados | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|------------------------------|--------|--------|---------|
| Número de empregados | 394 | 398 | -4 |
| GWh Distribuidos/ Empregados | 12,14 | 11,74 | 3,4% |
| Cientes / Empregados | 1.512 | 1.459 | 3,6% |

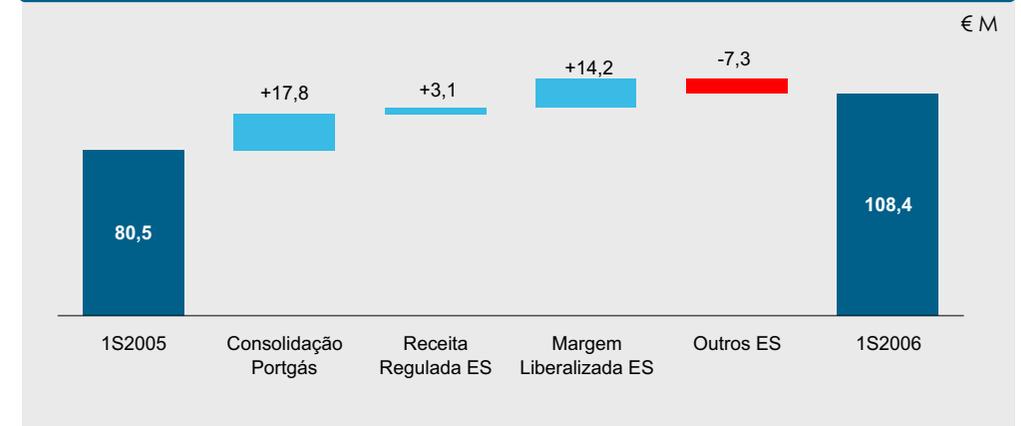


Resultados Financeiros (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|---------------------|-------|------|-------|
| Margem Bruta | 108,4 | 80,5 | 34,7% |
| Custos Operacionais | 38,8 | 27,1 | 43,4% |
| EBITDA | 69,6 | 53,5 | 30,2% |
| EBIT | 52,1 | 38,3 | 36,1% |

• Actualmente, a EDP possui uma quota importante no mercado do gás na Península Ibérica, principalmente no segmento da distribuição, onde tem uma quota de mercado de 7%⁽¹⁾ e um número total de clientes de aproximadamente 780.000. Os activos da EDP neste negócio são: a empresa espanhola Naturgas (56,2% controlada pela HC Energia) e as empresas portuguesas de distribuição Portgás (72,0%; consolidada integralmente) e Setgás (19,8%; consolidada pelo MEP).

Variações na Margem Bruta



Oferta Liberalizada - Volumes & Clientes



Variações no EBITDA



• Em Abril de 2006, a EDP concluiu a operação de reforço das participações na Portgás de 59,6% para 72,0% e Setgás de 10,1% para 19,8% respectivamente, após a não oposição por parte da Autoridade Portuguesa da Concorrência da 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.

• 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 (+136.428) e no volume (+1.323 GWh) de gás vendido reflecte o sucesso obtido pela Naturgas.

• No 1T2006, a 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.

⁽¹⁾ Excluindo o gás distribuído para o sector eléctrico.



DR Operacional (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|---|-------------|-------------|--------------|
| Proveitos Operacionais | 54,0 | 43,0 | 25,7% |
| Custos Directos da Actividade | 29,2 | 20,3 | 44,3% |
| Margem Bruta | 24,8 | 22,7 | 9,1% |
| Margem Bruta / Proveitos | 45,9% | 52,9% | -7,0 pp |
| FSEs | 3,2 | 2,8 | 13,9% |
| Custos com o pessoal e com benefícios sociais | 2,0 | 2,1 | -0,8% |
| Outros custos (proveitos) operacionais | 0,4 | 0,5 | -21,3% |
| Custos Operacionais | 5,6 | 5,4 | 5,0% |
| EBITDA | 19,2 | 17,4 | 10,4% |
| EBITDA / Proveitos | 35,5% | 40,4% | -4,9 pp |
| Amortizações do exercício | 3,8 | 2,5 | 51,2% |
| Compensação amort. activos subsidiados | -0,7 | - | - |
| EBIT | 16,1 | 14,9 | 8,2% |
| EBIT / Proveitos | 29,8% | 34,6% | -4,8 pp |

Número de Empregados | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

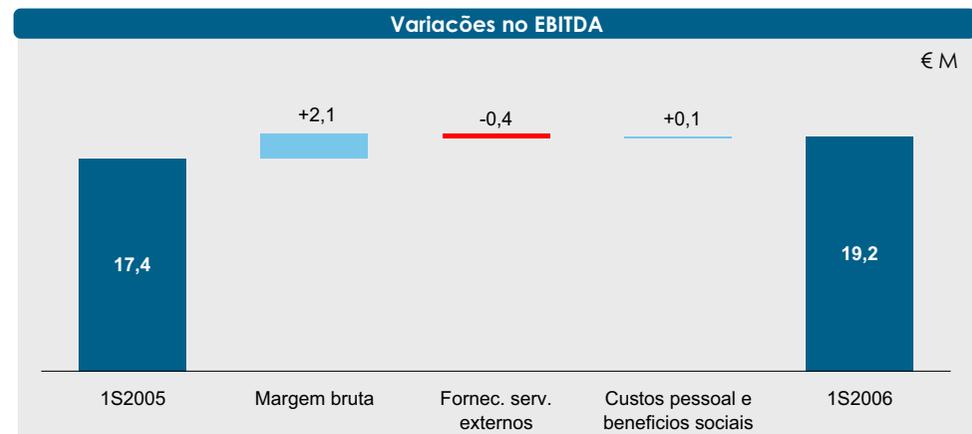
| | | | |
|-----------------------|-------|-------|------|
| Número de empregados | 110 | 110 | 0 |
| GWh / Empregados | 10,34 | 9,72 | 6,4% |
| Clientes / Empregados | 1.392 | 1.280 | 8,7% |

Número de Clientes de Gás | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|------------------------------|----------------|----------------|-------------|
| Residencial | 149.957 | 138.129 | 8,6% |
| Serviços | 2.844 | 2.386 | 19,2% |
| Industrial | 343 | 320 | 7,2% |
| Total Clientes de Gás | 153.144 | 140.835 | 8,7% |

Volume de Gás Distribuído (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|------------------------------|--------------|--------------|-------------|
| Residencial | 335 | 336 | -0,3% |
| Serviços | 192 | 169 | 13,9% |
| Industrial | 610 | 564 | 8,0% |
| Total Gás Distribuído | 1.137 | 1.069 | 6,4% |



• 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 6,4%, para 1.137 GWh no final do 1S2005, comparados com 1.069 GWh no período homólogo. Os segmentos dos serviços e industrial foram aqueles que mais contribuíram para este aumento, com crescimentos de 13,9% e 8% respectivamente.

• Os proveitos de gás atingiram os €53,0M – dos quais €49,7M em gás natural (GN) e €3,3M em gás propano (GPL) – o que corresponde a um aumento de 26,1% face ao 1S2005. 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 9,1% e atingiu os €24,8M, sendo que o EBITDA cresceu 10,4% para os €19,2M no final do 1S2006.

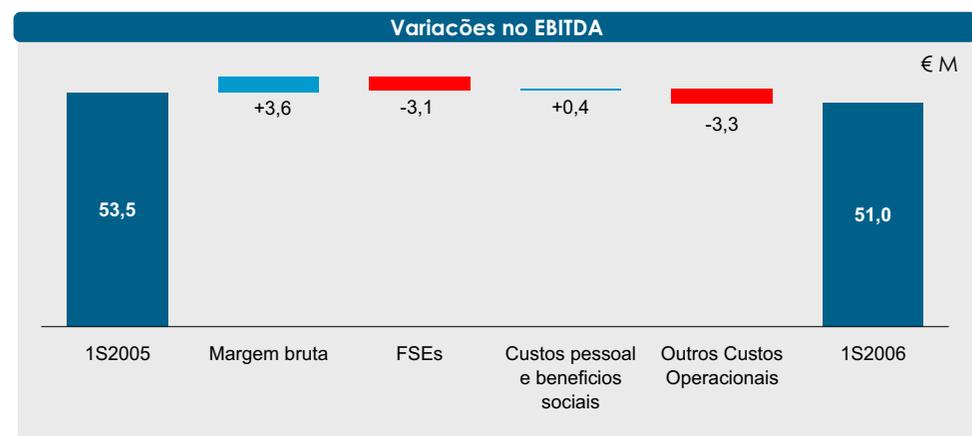


| DR Operacional (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| Proveitos Operacionais | 490,9 | 298,1 | 64,7% |
| Custos Directos da Actividade | 406,8 | 217,5 | 87,0% |
| Margem Bruta | 84,1 | 80,5 | 4,4% |
| Margem Bruta / Proveitos | 17,1% | 27,0% | -9,9 pp |
| FSEs | 17,4 | 14,3 | 22,0% |
| Custos Pessoal | 9,9 | 10,2 | -3,4% |
| Custos Benefícios sociais | 0,2 | 0,2 | -27,7% |
| Outros custos (proveitos) operacionais | 5,6 | 2,4 | 138,6% |
| Custos Operacionais | 33,1 | 27,1 | 22,1% |
| EBITDA | 51,0 | 53,5 | -4,6% |
| EBITDA / Proveitos | 10,4% | 17,9% | -0,1 pp |
| Amortizações do exercício | 15,2 | 16,1 | -5,6% |
| Compensação amort. activos subsidiados | -0,7 | -0,9 | 20,7% |
| EBIT | 36,6 | 38,3 | -4,5% |
| EBIT / Proveitos | 7,4% | 12,8% | -0,1 pp |

| Número de Empreadados | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--------------------------|--------|--------|---------|
| Número de empregados | 328 | 346 | -18 |
| GWh vendidos/ Empregados | 55,1 | 50,4 | 9,3% |
| Clientes / Empregados | 2.335 | 1.750 | 33,4% |

| Actividade Reaulada | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Número Clientes (th) | 624,6 | 600,7 | 4,0% |
| Volume Gás (GWh) | 11.310 | 12.002 | -5,8% |
| Receita Regulada (€ M) | 70,6 | 67,5 | 4,6% |
| Transporte | 6,2 | 5,9 | 6,4% |
| Distribuição | 58,2 | 54,5 | 6,7% |
| Comercialização | 6,2 | 7,1 | -12,6% |

| Actividade Liberalizada | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---------------------------|--------|--------|---------|
| Número clientes (th) | 141,3 | 4,9 | 2810,1% |
| Fornecimento de Gás (GWh) | 6.750 | 5.427 | 24,4% |
| Margem Venda (€ / MWh) | 1,4 | -0,9 | - |



• A performance da margem bruta da actividade do Gás em Espanha é explicada pelos seguintes factores:

i) um aumento de 4,6% dos proveitos regulados, após a aquisição dos restantes 50% do capital social da Bilbogas e a sua consolidação integral desde Janeiro de 2006. Os proveitos da comercialização regulada apresentaram uma queda de 12,6% em resultado da transferência de clientes do sistema regulado para o liberalizado.

ii) 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 (+€12M). 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.

• Durante o 1S2006, a Naturgas continuou a promover a sua marca através de publicidade e patrocínios, e também continuou com sucesso a sua campanha de marketing para promoção da sua oferta integrada de electricidade e gás, capturando os clientes que estão a transferir-se do mercado regulado para o mercado não regulado. Esta campanha teve um custo de €2,5M no 1S2006.

• Os FSEs apresentaram um aumento de 22,0% devido a um aumento de custos com TI (+€1,2M) e maiores custos com serviços comerciais e trabalhos especializados (+€1,4M), após a expansão da actividade. Os outros custos operacionais apresentaram um forte crescimento devido ao aumento das despesas com taxas de ocupação consequência de um maior volume de gás vendido (+€1,5M) e a provisões para clientes de cobrança duvidosa (€1,6M).



Resultados Financeiros

| 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

R\$ Milhões

| | | | |
|---------------------|-------|-------|--------|
| Margem Bruta | 901,1 | 900,7 | 0,0% |
| Custos Operacionais | 471,0 | 366,1 | 28,7% |
| EBITDA | 430,0 | 534,6 | -19,6% |
| EBIT | 321,1 | 432,5 | -25,7% |

€ Milhões

| | | | |
|---------------------|-------|-------|-------|
| Margem Bruta | 334,9 | 274,4 | 22,1% |
| Custos Operacionais | 175,1 | 111,5 | 57,0% |
| EBITDA | 159,8 | 162,8 | -1,8% |
| EBIT | 119,4 | 131,7 | -9,4% |

• A Energias do Brasil (62,4% detida pela EDP) teve um impacto não recorrente nas contas do 1S2006 que implicou o aumento dos custos com pessoal. Estes custos são referentes ao Programa de Redução de Pessoal (PRP) e que foram reconhecidos no 2T2006. Apesar disso, a EDP beneficiou da valorização em 22% do Real face ao Euro, que no 1S2006 apresentou uma taxa média BRL/EUR de 2,69 vs. 3,28 no 1S2005.

Volumes (GWh)



• Os volumes de electricidade vendidos pelas diferentes áreas de negócio no Brasil apresentaram um forte aumento no seguimento do aumento dos GWh vendidos aos clientes livres, capturando clientes que estão a migrar do mercado regulado para o mercado não-regulado. O aumento do volume de produção é explicado pelo efeito do processo de desverticalização das actividades de geração embebidas nas subsidiárias de distribuição.

• 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\$126M no 1S2006 vs. R\$11M no 1S2005). Esta diferença será recuperada nos próximos reajustamentos tarifários, mas de acordo com a contabilização em IFRS, estas receitas futuras só podem ser contabilizadas no momento da facturação.

• 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", o qual tem a missão de capturar sinergias no Grupo Energias do Brasil, e o desenvolvimento de um programa de combate às perdas técnicas e comerciais na rede de distribuição.

• É importante destacar que a central hidroeléctrica de Peixe Angical (452 MW) iniciou a sua actividade no final de 2T2006, com a entrada em funcionamento do primeiro grupo de 151 MW. É esperado um forte contributo para o EBITDA no 2S2006 com o início da operação dos outros dois grupos até ao final de Outubro de 2006.

Margem Bruta



Varições no EBITDA





Produção

Capacidade Instalada (MW) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|------------------|-----|-----|------|
| Lajeado (27,65%) | 250 | 250 | - |
| Peixe Angical | 151 | - | +151 |
| Energest | 267 | - | +267 |

Total **667** **250** **+418**

Electricidade Vendida (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|------------------|-----|-----|-------|
| Lajeado (27,65%) | 573 | 576 | -0,5% |
| Energest | 775 | - | - |

Total **1.349** **576** **134,0%**

Margem Bruta Produção



• Em meados de 2005, a Energias do Brasil separou as actividades de distribuição e de geração embebidas nas suas distribuidoras, de forma a cumprir com o novo enquadramento regulatório para o sector eléctrico Brasileiro. Em resultado, 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 principal factor que contribuiu para o crescimento do EBITDA no 1S2006 (+\$R55M).

• No 2S2006, a Energias do Brasil espera aumentar a sua capacidade em 376 MW - Peixe Angical, São João e 4ª máquina de Mascarenhas. Em Junho de 2006, o 1º grupo de 151 MW da central hidroeléctrica Peixe Angical localizada no estado de Tocantins entrou em operação. 100% da sua produção anual (2,374 GWh) já está contratada com as empresas de distribuição, a um preço médio de aproximadamente R\$125/MWh (estes contratos já foram aprovados pelo regulador).

Eventos Subsequentes: No final de Julho de 2006, a CESA vendeu 16 MW médios relativos à PCH (pequena central hidroeléctrica) de Santa Fé (29 MW), localizada no estado do Espírito Santo, ao preço de R\$ 124,99 MW/hora – por um período de 30 anos, com início em 2009.

Trading & Comercialização

Clientes | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

Número de Clientes **63** **36** **75,0%**

Electricidade Vendida (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05

| | | | |
|--------------------------|-------|-------|--------|
| Cientes liberalizados | 2.754 | 1.781 | 54,6% |
| Empresas de distribuição | 749 | 1.398 | -46,4% |

Total **3.503** **3.179** **10,2%**

Margem Bruta Comercialização



• Os volumes vendidos pela nossa empresa de comercialização e trading, Enertrade, apresentaram um crescimento de 10,2%, devido ao maior número de clientes e consequentemente 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 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.

• Assim, apesar do aumento dos volumes vendidos, a margem bruta da Enertrade diminuiu 21,7%, como consequência do término de alguns contratos de "self-dealing", os quais não foram completamente compensados pelos novos contratos a clientes finais e por aumento os custos sectoriais.



Actividade de Distribuição

| GWh | Actividade de Distribuição | | |
|----------------------------------|---|--------------|-------------|
| | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
| Clientes finais | 3.929 | 4.069 | -3,4% |
| Clientes acesso | 2.425 | 2.045 | 18,6% |
| Electricidade Distribuída | 6.354 | 6.114 | 3,9% |
| R\$ Milhões | Vendas de electricidade (Base) | | |
| | (-) Custos não controláveis | | |
| | Margem de electricidade (Base) | | |
| | Ajustamentos tarifários (diferenças anos t-n em recebimento ou devolução) | | |
| | Tarifas extraordinárias (Recuperação perdas racionamento & "Parcela A") | | |
| | Margem Bruta de Electricidade | | |
| | Outros proveitos/(custos) | | |
| | Margem Bruta | | |

Bandeirante

| 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--------------|--------------|---------------|
| 3.929 | 4.069 | -3,4% |
| 2.425 | 2.045 | 18,6% |
| 6.354 | 6.114 | 3,9% |
| 950,9 | 956,3 | -0,6% |
| 672,7 | 666,6 | 0,9% |
| 278,1 | 289,8 | -4,0% |
| -7,7 | 44,5 | - |
| 32,7 | 41,5 | -21,1% |
| 303,1 | 375,7 | -19,3% |
| -3,5 | 5,7 | - |
| 299,6 | 381,4 | -21,5% |

Escelsa

| 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--------------|--------------|---------------|
| 2.363 | 2.782 | -15,1% |
| 1.665 | 993 | 67,7% |
| 4.028 | 3.775 | 6,7% |
| 605,7 | 543,0 | 11,5% |
| 448,1 | 386,2 | 16,0% |
| 157,6 | 156,8 | 0,5% |
| 22,6 | 44,1 | -48,8% |
| 21,3 | 19,6 | 8,4% |
| 201,5 | 220,5 | -8,6% |
| -4,1 | 5,4 | - |
| 197,4 | 225,9 | -12,6% |

Enersul

| 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--------------|--------------|--------------|
| 1.363 | 1.419 | -4,0% |
| 193 | 180 | 7,4% |
| 1.556 | 1.599 | -2,7% |
| 396,6 | 374,3 | 5,9% |
| 229,4 | 203,2 | 12,9% |
| 167,1 | 171,1 | -2,3% |
| 39,5 | -3,1 | - |
| 17,9 | 18,1 | -1,5% |
| 224,5 | 186,2 | 20,6% |
| 1,8 | 7,4 | -75,3% |
| 226,3 | 193,6 | 16,9% |

Electricidade Distribuída (GWh)



• O volume de electricidade distribuído pela Energias do Brasil apresentou um aumento de 3,9%, explicado pelo aumento de clientes no mercado não regulado, principalmente consumidores industriais. Além da razão mencionada acima, 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 na região. No que respeita à Enersul, a economia local foi afectada por factores particulares, nomeadamente pela febre aftosa e por temperaturas moderadas no segundo trimestre de 2006, inferiores às médias apresentadas no mesmo trimestre do ano anterior.

• Bandeirante: A "Margem de Electricidade Base" diminuiu 4,0% explicado por i) uma diferença negativa de R\$39M nos custos não controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$18M positivos no 1S2005). 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.

• Escelsa: A "Margem de Electricidade Base" aumentou 0,5% devido a um forte aumento no consumo, o qual foi parcialmente compensado por uma diferença negativa de R\$71M nos custos não-controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$11M negativos no 1S2005) e pelo impacto da desverticalização. Nos ajustamentos tarifários em recuperação, a Escelsa está a recuperar, 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%).

• Enersul: A "Margem de Electricidade Base" diminuiu 2,3% 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\$16M nos custos não-controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$4M positivos no 1S2005). Nos ajustamentos tarifários em recuperação, a Enersul está a i) a receber o aumento tarifário diferido correspondente à revisão tarifária de 2003; e ii) a recuperar R\$28M relativos a custos passados que não foram cobertos pela tarifa.

• No global, a margem bruta das distribuidoras diminuiu 9,7%, penalizado por diferenças tarifárias negativas de R\$126M no 1S2006 (vs. R\$11M positivos no 1S2005), embora estas irão ser recuperadas no próximo processo de reajuste tarifário, o que significa que a margem base de electricidade cresce 20%. Esta diferença tarifária não foi compensada pelo aumento do consumo (3,9%) ocorrido no 1S2006.

Últimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos

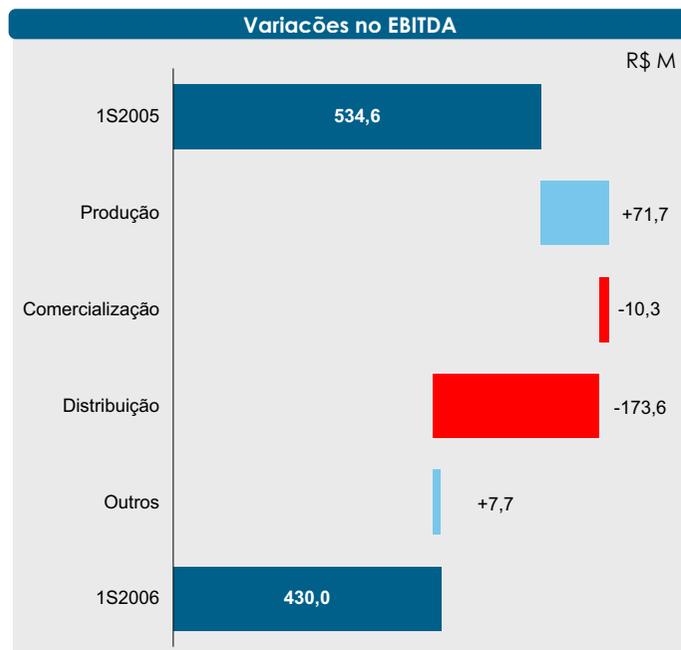
| | Bandeirante | Escelsa | Enersul |
|------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | Out-05 Reajust. | Ago-05 Reajust. | Abr-06 Reajust. |
| Parcela A | -4,03% | 5,73% | 4,17% |
| Parcela B ⁽¹⁾ | 0,74% | -2,54% | 7,29% |
| Índice Reajust. | -3,29% | 3,19% | 11,46% |
| Custos Passados | 4,36% | 5,06% | 0,97% |
| Outros | -5,56% | 1,50% | 4,32% |
| Items Financ. | -1,20% | 6,56% | 5,29% |
| Índice Total ⁽¹⁾ | -4,49% | 9,75% | 16,75% |

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.

⁽¹⁾ Parcela B da Bandeirante e Escelsa 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.



| DR Operacional R\$ Milhões | Produção | | | Comercialização | | | Distribuição | | | Consolidado | | |
|--|--------------|-------------|----------------|-----------------|--------------|---------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
| Proveitos Operacionais | 210,5 | 61,5 | 242,4% | 252,5 | 216,5 | 16,6% | 2.121,7 | 2.071,4 | 2,4% | 2.339,4 | 2.185,6 | 7,0% |
| Custos Directos da Actividade | 67,2 | 5,8 | 1055,2% | 217,9 | 172,3 | 26,5% | 1.398,4 | 1.270,5 | 10,1% | 1.438,4 | 1.284,9 | 11,9% |
| Margem Bruta | 143,2 | 55,6 | 157,4% | 34,6 | 44,1 | -21,7% | 723,3 | 800,9 | -9,7% | 901,1 | 900,7 | 0,0% |
| Margem Bruta/Proveitos | 68,1% | 90,5% | -22,5p.p. | 13,7% | 20,4% | -6,7p.p. | 34,1% | 38,7% | -4,6p.p. | 38,5% | 41,2% | -2,7p.p. |
| Fornecimentos e serviços externos | 33,2 | 22,8 | 46,0% | 3,4 | 4,4 | -22,3% | 146,5 | 119,8 | 22,2% | 186,0 | 160,5 | 15,9% |
| Custos com pessoal | 7,0 | 3,7 | 91,3% | 3,3 | 1,2 | 166,7% | 177,4 | 119,1 | 48,9% | 197,4 | 132,8 | 48,6% |
| Outros custos (proveitos) operacionais | 5,8 | 3,6 | 58,5% | 0,0 | 0,3 | -95,1% | 79,4 | 68,3 | 16,2% | 87,5 | 72,8 | 20,2% |
| Custos Operacionais | 46,0 | 30,0 | 53,0% | 6,8 | 6,0 | 12,9% | 403,2 | 307,3 | 31,2% | 471,0 | 366,1 | 28,7% |
| EBITDA | 97,3 | 25,6 | 280,0% | 27,8 | 38,1 | -27,1% | 320,1 | 493,7 | -35,2% | 430,0 | 534,6 | -19,6% |
| EBITDA/Proveitos | 46,2% | 41,6% | 4,6p.p. | 11,0% | 17,6% | -6,6p.p. | 15,1% | 23,8% | -8,7p.p. | 18,4% | 24,5% | -6,1p.p. |
| Amortizações | 7,8 | 3,9 | 100,9% | 0,2 | 0,3 | -51,3% | 112,1 | 97,8 | 14,7% | 120,7 | 102,1 | 18,2% |
| Compensação amort. activos subsidiados | - | - | - | - | - | - | -11,8 | - | - | -11,8 | - | - |
| EBIT | 89,4 | 21,7 | 312,2% | 27,6 | 37,8 | -26,9% | 219,8 | 395,9 | -44,5% | 321,1 | 432,5 | -25,7% |
| EBIT/Proveitos | 42,5% | 35,3% | 7,2p.p. | 10,9% | 17,5% | -6,5p.p. | 10,4% | 19,1% | -8,8p.p. | 13,7% | 19,8% | -6,1p.p. |
| Número de Empregados | 255 | 230 | +25 | 14 | 12 | +2 | 3.077 | 3.338 | -261 | 3.393 | 3.628 | -235 |



• No 1S2006, o EBITDA da Energias do Brasil diminuiu 19,6%. A actividade de distribuição foi afectada pelas diferenças tarifárias negativas (R\$126M no 1S2006 vs. - R\$11M no 1S2005) e maiores custos operacionais que não foram compensadas pela actividade de geração que aumentou devido ao processo de desverticalização. A actividade de comercialização foi afectada pelo fim dos contratos de “self-dealing”.

• Os custos operacionais da Energias do Brasil aumentaram 28,7% em resultado de:

i) um aumento dos custos com pessoal, reflectindo o Programa de Redução de Pessoal (R\$52M) e os aumentos médios salariais nas empresas de distribuição entre 6% a 8%;

ii) um aumento dos custos com FSEs, principalmente na actividade de distribuição, devido (a) ao programa para diminuir as perdas comerciais e técnicas da rede de distribuição (R\$5,1M); e (b) maiores custos com consultadoria (R\$5,5M), devido à implementação do “Projecto Vanguarda”; e (c) outros custos relacionados com o aumento da rede de distribuição e com a melhoria dos serviços comerciais;

• O “Projecto Vanguarda” foi desenvolvido com vista a criar e consolidar um novo conceito de gestão integrada entre as empresas da Energias do Brasil, a partir de duas vertentes: a captura de sinergias e um novo modelo organizacional. A estrutura organizacional, os processos operacionais e o sistema de TI estão a ser redesenhados com o objectivo de alcançar economias de escala e poupanças de custos através de serviços partilhados.

• 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%. O PRP pretende obter uma redução dos custos de R\$68M anuais após a sua completa implementação

• 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.



| DR Operacional (€ M) (1) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---|--------------|--------------|---------------|
| Proveitos Operacionais | 81,0 | 78,6 | 3,2% |
| Custos Directos da Actividade | 40,1 | 39,3 | 2,2% |
| Margem Bruta | 40,9 | 39,3 | 4,1% |
| Margem Bruta/Proveitos | 50,5% | 50,0% | 0,5 pp |
| Fornecimentos e serviços externos | 25,4 | 22,8 | 11,8% |
| Custos com pessoal e benefícios sociais | 13,4 | 14,6 | -8,2% |
| Outros custos (proveitos) operacionais | -0,8 | -5,3 | 85,1% |
| Custos Operacionais | 38,1 | 32,1 | 18,6% |
| EBITDA | 2,8 | 7,2 | -60,6% |
| EBITDA/Proveitos | 3,5% | 9,2% | -5,7 pp |
| Amortizações (liq. de subsídios) | 19,0 | 19,6 | -3,4% |
| EBIT | -16,1 | -12,4 | -29,7% |
| EBIT/Proveitos | -19,9% | -15,8% | -4,1 pp |

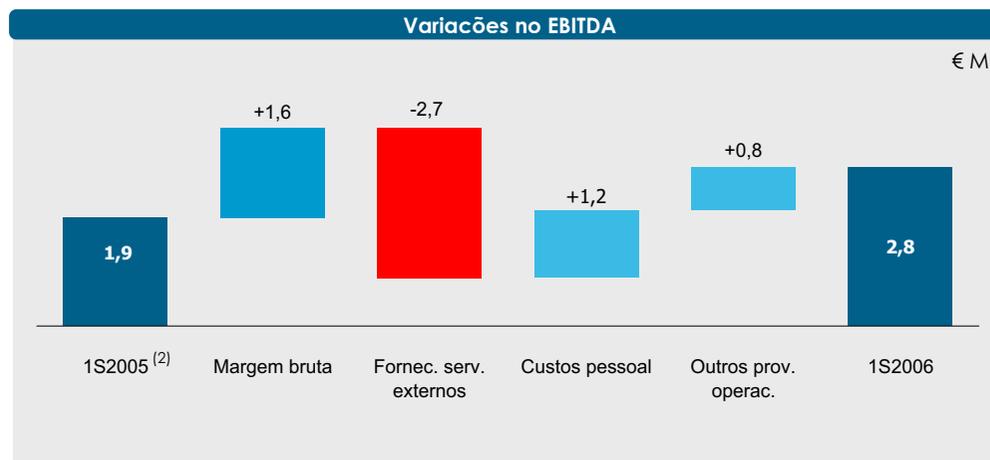
| Dados Operacionais (1) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Número de Empregados | 477 | 537 | -60 |
| Novos Clientes - "Gross Adds" (milhares) | 40,8 | 23,3 | 75,5% |
| Residencial | 63,4 | 85,6 | -25,9% |
| Empresarial | 172,5 | 183,3 | -5,9% |
| Operadores | 320,7 | 239,1 | 34,1% |
| Tráfego de Voz (milhões min.) | 556,7 | 508,0 | 9,6% |

• O número de novos clientes ("Gross Adds") aumentou 75,5% no período, devido à aposta estratégica do Grupo Oni nos clientes de acesso directo e na Internet de banda larga (Oni Duo).

• O tráfego de voz aumentou 9,6% no período, devido essencialmente a um crescimento de 34,1% no segmento dos operadores. O tráfego de voz no segmento residencial diminuiu 25,9% devido à erosão dos clientes de acesso indirecto, que não foi ainda compensada pelo aumento do tráfego de voz nos clientes de acesso directo, que mais do que triplicou quando comparado com o 1S2005 e aumentou 46,1% no último trimestre. No segmento empresarial, o tráfego de voz diminuiu 5,9% no período devido a uma redução do tráfego de voz nos clientes de acesso indirecto.

• Os proveitos operacionais aumentaram 3,2% no período, devido essencialmente a um aumento de 5,8% dos proveitos dos serviços de dados & Internet para €33,0M no 1S2006, tendo beneficiado de um aumento de 44% nas receitas provenientes dos serviços de Internet de banda larga. Os serviços de voz diminuíram 9,8% no período para €30,6M no 1S2006, devido à demora na comercialização do "Oni Vox" (produto de voz indirecta) que resultou de um atraso na publicação da regulamentação necessária ao lançamento daquele produto.

| Margem Bruta (€ M) (1) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|------------------------------|--------------|--------------|---------------|
| Telecommunication Services | 40,6 | 39,0 | 4,0% |
| Gross Profit/Revenues | 54,5% | 51,1% | 3,4 pp |
| Equipment sales | 0,3 | 0,3 | 12,4% |
| Gross Profit/Revenues | 4,9% | 13,4% | -8,5 pp |
| Gross Profit | 40,9 | 39,3 | 4,1% |
| Gross Profit/Revenues | 50,5% | 50,0% | 0,5 pp |



Excluindo as receitas provenientes dos serviços de voz indirecta, os proveitos operacionais teriam aumentado 6,0% no período. Os proveitos das vendas de equipamento aumentaram €4,4M no período, beneficiando de um contrato excepcional para o fornecimento de equipamentos.

• A margem bruta do Grupo Oni beneficiou de um aumento de 4,0%, ou 3,4 p.p., da margem bruta para os serviços de telecomunicações de voz, devido a uma alteração no mix de serviços prestados (aumento dos serviços de voz de acesso directo) bem como a uma redução dos custos de interligação e aluguer de circuitos.

• Excluindo os impactos não-recorrentes, os custos operacionais teriam aumentado em apenas 1,9% no período consequência: i) de uma redução de 8,2% nos custos com pessoal devido, por um lado, a uma diminuição dos custos com indemnizações, e por outro, a uma redução no número de empregados; que foi mais do que compensada por ii) um aumento de 11,8% nos fornecimentos e serviços externos relacionado com um aumento dos custos de operação e manutenção da rede da Oni e dos custos com tecnologias de informação, uma vez que a empresa passou a recorrer, em 2006, a entidades externas para a prestação destes serviços.

• Numa base comparável, o EBITDA do Grupo Oni aumentou de €1,9M no 1S2005 para €2,8M no 1S2006.

(1) Os dados financeiros e operacionais aqui apresentados para o 1S2005 são pro-forma, i.e. excluem o contributo da Comunitel. Em 2005, no seguimento da venda da Comunitel em Setembro de 2005, esta empresa foi apenas consolidada de Janeiro a Setembro.

(2) No 1S2005, o EBITDA do Grupo Oni foi ajustado de forma a excluir um proveito extraordinário de €5,3M relacionado com a venda da Oni Way.



edp

Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



| 1S2006 (€ M) | Produção Ibérica | Comercial. Ibérica | NEO - Renováveis | Cogeração na Ibérica | Distribuição na Ibérica | Gás na Ibérica | Energias do Brasil | Telecoms | Grupo EDP |
|---------------------------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|----------------------------|-------------------|-----------------------|---------------|----------------|
| Vendas de Electricidade | 1.298,4 | 508,4 | 100,6 | 37,4 | 2.182,6 | 55,9 | 859,0 | - | 4.570,8 |
| Outras Vendas | 4,8 | 10,4 | 22,8 | 12,0 | 1,6 | 458,1 | - | 6,5 | 524,6 |
| Prestação de Serviços | 3,9 | 11,0 | 1,8 | 1,0 | 29,7 | 31,0 | 10,4 | 74,5 | 146,5 |
| Proveitos Operacionais | 1.307,1 | 529,7 | 125,2 | 50,3 | 2.213,9 | 544,9 | 869,5 | 81,0 | 5.241,9 |
| Electricidade e Gás | 58,2 | 637,2 | 1,0 | 0,2 | 1.564,8 | 61,6 | 525,6 | - | 2.340,3 |
| Combustíveis | 430,3 | - | 10,8 | 33,1 | 0,3 | 0,0 | - | - | 491,8 |
| Materiais Diversos e Mercadorias | 7,8 | 13,4 | 15,0 | 0,6 | 6,3 | 374,8 | 9,0 | 6,2 | 417,8 |
| Custos Directos da Actividade | 496,4 | 650,6 | 26,9 | 33,9 | 1.571,4 | 436,5 | 534,6 | 6,2 | 3.249,8 |
| Margem Bruta | 810,7 | (120,9) | 98,3 | 16,4 | 642,5 | 108,4 | 334,9 | 74,8 | 1.992,1 |
| Margem Bruta/Proveitos | 62,0% | -22,8% | 78,5% | 32,6% | 29,0% | 19,9% | 38,5% | 92,3% | 38,0% |
| Fornecimentos e serviços externos | 57,9 | 17,5 | 15,3 | 8,0 | 141,4 | 20,8 | 69,1 | 59,3 | 354,5 |
| Custos com pessoal | 54,1 | 5,7 | 5,8 | 0,4 | 110,4 | 11,9 | 73,4 | 13,0 | 318,8 |
| Custos com benefícios sociais | 8,2 | 0,2 | 0,0 | - | 29,7 | 0,2 | - | 0,4 | 35,8 |
| Rendas de concessão | 1,9 | 0,0 | 0,4 | - | 103,3 | - | 1,8 | - | 107,4 |
| Outros Custos/(Proveitos) | 33,0 | (7,5) | 6,2 | (2,5) | (5,2) | 6,0 | 30,8 | (0,8) | 117,1 |
| Custos Operacionais | 155,0 | 15,9 | 27,6 | 5,9 | 379,6 | 38,8 | 175,1 | 72,0 | 933,6 |
| EBITDA | 655,8 | (136,7) | 70,7 | 10,5 | 262,9 | 69,6 | 159,8 | 2,8 | 1.058,5 |
| EBITDA/Proveitos | 50,2% | -25,8% | 56,4% | 20,9% | 11,9% | 12,8% | 18,4% | 3,5% | 20,2% |
| Amortizações | 146,5 | 3,7 | 35,6 | 5,2 | 180,9 | 19,0 | 44,9 | 19,0 | 486,8 |
| Compensação Amort. Activo Subsidiado | (1,9) | - | (0,4) | (0,0) | (42,2) | (1,5) | (4,4) | - | (50,4) |
| EBIT | 511,1 | (140,5) | 35,5 | 5,3 | 124,1 | 52,1 | 119,4 | (16,1) | 622,1 |
| EBIT/Proveitos | 39,1% | -26,5% | 28,4% | 10,6% | 5,6% | 9,6% | 13,7% | -19,9% | 11,9% |
| Resultados Financeiros | (20,4) | (7,5) | (27,0) | (1,7) | (26,3) | 0,5 | (47,2) | (10,3) | (19,1) |
| Amortização dos direitos de concessão | - | - | (0,0) | (0,0) | - | 0,0 | (4,1) | (1,6) | (18,8) |
| Actividades descontinuadas | - | - | - | - | - | - | - | - | 2,8 |
| Resultados Antes de Impostos | 490,7 | (148,0) | 8,5 | 3,6 | 97,9 | 52,6 | 68,0 | (28,0) | 587,1 |
| IRC e Impostos Diferidos | 135,3 | (40,9) | 6,3 | 1,2 | 14,7 | 16,7 | 30,4 | 2,9 | 183,2 |
| Interesses Minoritários | 0,7 | - | 3,9 | (0,0) | (0,1) | 13,9 | 4,5 | (0,2) | 29,2 |
| Resultados Líquidos | 354,7 | (107,1) | (1,7) | 2,4 | 83,3 | 22,0 | 33,1 | (30,8) | 374,7 |

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



| 1S2005 (€ M) | Produção Ibérica | Comercial. Ibérica | NEO - Renováveis | Cogeração na Ibéria | Distribuição na Ibéria | Gás na Ibéria | Energias do Brasil | Telecoms | Grupo EDP |
|---------------------------------------|------------------|--------------------|------------------|---------------------|------------------------|---------------|--------------------|---------------|----------------|
| Vendas de Electricidade | 1.292,0 | 307,0 | 47,9 | 30,5 | 1.916,2 | 20,9 | 598,1 | - | 4.243,3 |
| Outras Vendas | 3,8 | 2,0 | 12,0 | 10,4 | 1,6 | 256,5 | - | 3,8 | 313,7 |
| Prestação de Serviços | 7,6 | 3,4 | 1,4 | 1,1 | 30,5 | 20,7 | 67,7 | 158,6 | 287,1 |
| Proveitos Operacionais | 1.303,4 | 312,4 | 61,2 | 42,0 | 1.948,2 | 298,1 | 665,7 | 162,5 | 4.844,1 |
| Electricidade e Gás | 65,5 | 356,7 | 1,2 | 0,2 | 1.296,8 | 25,4 | 385,1 | - | 2.405,6 |
| Combustíveis | 476,8 | - | 7,1 | 25,4 | 0,1 | - | - | - | 510,6 |
| Materiais Diversos e Mercadorias | 9,2 | 3,9 | 8,3 | 0,4 | 5,3 | 192,1 | 6,3 | 3,4 | 14,6 |
| Custos Directos da Actividade | 551,5 | 360,6 | 16,6 | 26,0 | 1.302,2 | 217,5 | 391,4 | 3,4 | 2.930,8 |
| Margem Bruta | 751,9 | (48,2) | 44,6 | 16,0 | 646,0 | 80,5 | 274,4 | 159,1 | 1.913,3 |
| Margem Bruta/Proveitos | 57,7% | -15,4% | 72,9% | 38,1% | 33,2% | 27,0% | 41,2% | 97,9% | 39,5% |
| Fornecimentos e serviços externos | 55,7 | 16,1 | 10,0 | 5,1 | 143,0 | 14,3 | 48,9 | 124,3 | 408,8 |
| Custos com pessoal | 56,1 | 4,3 | 2,7 | 0,4 | 108,2 | 10,2 | 38,3 | 25,9 | 285,9 |
| Custos com benefícios sociais | 6,1 | 0,2 | 0,1 | - | 10,1 | 0,2 | 2,2 | 0,4 | 14,2 |
| Rendas de concessão | 1,9 | 0,0 | 0,4 | - | 100,9 | - | - | - | 103,1 |
| Outros Custos/(Proveitos) | 4,0 | 3,0 | 1,0 | (1,3) | (5,4) | 2,4 | 22,2 | (2,8) | 137,9 |
| Custos Operacionais | 123,7 | 23,6 | 14,1 | 4,2 | 356,7 | 27,1 | 111,5 | 147,9 | 950,0 |
| EBITDA | 628,2 | (71,8) | 30,5 | 11,8 | 289,3 | 53,5 | 162,8 | 11,2 | 963,3 |
| EBITDA/Proveitos | 48,2% | -23,0% | 49,8% | 28,1% | 14,8% | 17,9% | 24,5% | 6,9% | 19,9% |
| Amortizações | 142,4 | 4,5 | 13,7 | 5,1 | 181,7 | 16,1 | 31,1 | 27,1 | 446,6 |
| Compensação Amort. Activo Subsidiado | (2,1) | - | (0,1) | (0,0) | (40,5) | (0,9) | - | (0,0) | (43,7) |
| EBIT | 488,0 | (76,4) | 16,9 | 6,7 | 148,1 | 38,3 | 131,7 | (15,9) | 560,4 |
| EBIT/Proveitos | 37,4% | -24,4% | 27,7% | 15,9% | 7,6% | 12,8% | 19,8% | -9,8% | 11,6% |
| Resultados Financeiros | (29,6) | (1,4) | (6,0) | (1,7) | (17,5) | 6,3 | (16,8) | (19,0) | (103,4) |
| Amortização dos direitos de concessão | 0,0 | - | (0,1) | 0,0 | - | (0,0) | (1,5) | (3,8) | (18,8) |
| Actividades descontinuadas | - | - | - | - | - | - | - | - | 46,8 |
| Resultados Antes de Impostos | 458,4 | (77,8) | 10,8 | 5,0 | 130,6 | 44,6 | 113,4 | (38,8) | 485,1 |
| IRC e Impostos Diferidos | 129,6 | (28,6) | 3,2 | 1,4 | 16,6 | 12,9 | 49,6 | (2,6) | 134,9 |
| Interesses Minoritários | 5,4 | (1,7) | 0,5 | (0,0) | 0,2 | 18,4 | 0,1 | 0,1 | 31,8 |
| Resultados Líquidos | 323,4 | (47,5) | 7,0 | 3,6 | 113,8 | 13,3 | 63,8 | (36,3) | 318,3 |



edp

Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade na Península Ibérica



| Capacidade Instalada (MW) | 1S2006 | 1S2005 | Δ MW |
|-------------------------------|--------------|--------------|------------|
| PORTUGAL | 8.979 | 8.329 | 650 |
| Regime Convencional | 8.584 | 8.000 | 584 |
| <i>Produção Vinculada</i> | <i>7.164</i> | <i>6.973</i> | <i>192</i> |
| Hidroeléctrica (SEP) | 4.095 | 3.903 | 192 |
| 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 |
| Regime Especial | 395 | 328 | 67 |
| Mini-Hídrica | 66 | 66 | - |
| Cogeração | 111 | 111 | - |
| Eólica | 213 | 142 | 71 |
| Biomassa | 5 | 9 | -5 |

| | | | |
|----------------------------|--------------|--------------|------------|
| ESPAÑA | 3.248 | 2.857 | 391 |
| Regime Convencional | 2.492 | 2.492 | - |
| 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 | - |
| Regime Especial | 757 | 366 | 391 |
| Mini-Hídrica | 3 | 3 | - |
| Cogeração | 37 | 39 | -2 |
| Eólica ⁽¹⁾ | 635 | 248 | 388 |
| Resíduos | 79 | 69 | 9 |
| Biomassa | 4 | 7 | -3 |

| Produção de Electricidade (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ GWh |
|---------------------------------|---------------|---------------|------------|
| PORTUGAL | 14.023 | 13.066 | 957 |
| Regime Convencional | 13.331 | 12.495 | 836 |
| <i>Produção Vinculada</i> | <i>9.981</i> | <i>9.810</i> | <i>172</i> |
| Hidroeléctrica (SEP) | 4.091 | 2.331 | 1.760 |
| Termoeléctrica (SEP) | 5.890 | 7.478 | -1.588 |
| Carvão | | | |
| Sines | 4.859 | 4.813 | 46 |
| Fuelóleo / Gás Natural | | | |
| Setúbal | 850 | 1.853 | -1.002 |
| Carregado | 107 | 680 | -574 |
| Barreiro | 74 | 116 | -42 |
| Gasóleo | | | |
| Tunes | 0 | 17 | -17 |
| <i>Produção Não-Vinculada</i> | <i>3.349</i> | <i>2.685</i> | <i>664</i> |
| Mini-Hídrica (SENV) | 188 | 61 | 127 |
| CCGT (SENV) | | | |
| Central do Ribatejo | 3.161 | 2.624 | 537 |
| Regime Especial | 692 | 571 | 122 |
| Mini-Hídrica | 101 | 48 | 53 |
| Cogeração | 367 | 339 | 28 |
| Eólica | 210 | 161 | 49 |
| Biomassa | 14 | 23 | -9 |

| | | | |
|----------------------------|--------------|--------------|---------------|
| ESPAÑA | 7.244 | 8.103 | -859 |
| Regime Convencional | 6.300 | 7.567 | -1.267 |
| Hidroeléctrica | 509 | 557 | -48 |
| Termoeléctrica | 5.263 | 6.435 | -1.172 |
| Carvão | | | |
| Aboño | 2.663 | 3.223 | -560 |
| Soto de Ribera | 1.896 | 2.119 | -223 |
| CCGT | | | |
| Castejón | 704 | 1.093 | -389 |
| Nuclear | | | |
| Trillo | 528 | 575 | -47 |
| Regime Especial | 943 | 536 | 408 |
| Mini-Hídrica | 1 | 3 | -2 |
| Cogeração | 84 | 106 | -22 |
| Eólica ⁽¹⁾ | 676 | 240 | 436 |
| Resíduos | 177 | 178 | -1 |
| Biomassa | 5 | 9 | -3 |

⁽¹⁾ Capacidade Instalada que contribuiu para os proveitos operacionais do período.

Distribuição e Comercialização de electricidade em Portugal



| Electricidade Distribuída (GWh) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|---------------|---------------|--------------|
| Electricidade Entregue na Distribuição | 24.311 | 23.634 | 2,9% |
| Vendas a centrais do Grupo EDP | (11) | (6) | -81,1% |
| Consumos próprios da distribuição | (11) | (16) | 33,3% |
| Perdas da distribuição | (1.456) | (1.819) | 20,0% |
| Total das Vendas de Electricidade⁽¹⁾ | 22.834 | 21.792 | 4,8% |
| Vendas de Electricidade - Sist. Regulado | 18.426 | 17.370 | 6,1% |
| MAT (Muito Alta Tensão) | 695 | 657 | 5,7% |
| AT (Alta Tensão) | 2.649 | 2.527 | 4,8% |
| MT (Média Tensão) | 3.518 | 2.653 | 32,6% |
| BTE (Baixa Tensão Especial) | 1.083 | 1.285 | -15,7% |
| BT (Baixa Tensão) | 9.706 | 9.528 | 1,9% |
| IP (Iluminação Pública) | 776 | 720 | 7,7% |
| Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado | 4.407 | 4.422 | -0,3% |
| EDP | 2.749 | 2.890 | -4,9% |
| MAT (Muito Alta Tensão) | 26 | 24 | 5,4% |
| AT (Alta Tensão) | 74 | 24 | 210,9% |
| MT (Média Tensão) | 2.151 | 2.607 | -17,5% |
| BTE (Baixa Tensão Especial) | 498 | 235 | 112,2% |
| Outros | 1.658 | 1.532 | 8,2% |
| AT (Alta Tensão) | 3 | 23 | -85,7% |
| MT (Média Tensão) | 1.430 | 1.429 | 0,1% |
| BTE (Baixa Tensão Especial) | 225 | 80 | 179,7% |

| Número de Consumidores ⁽²⁾ | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|--|------------------|------------------|---------------|
| Consumidores - Sist. Regulado | 5.937.402 | 5.850.178 | 87.224 |
| MAT (Muito Alta Tensão) | 13 | 19 | -6 |
| AT (Alta Tensão) | 169 | 155 | 14 |
| MT (Média Tensão) | 18.589 | 16.978 | 1.611 |
| BTE (Baixa Tensão Especial) | 23.493 | 23.139 | 354 |
| BT (Baixa Tensão) | 5.848.748 | 5.765.013 | 83.735 |
| IP (Iluminação Pública) | 46.390 | 44.874 | 1.516 |
| Consumidores - Sist. Não-regulado | 10.635 | 10.705 | -70 |
| EDP | 7.082 | 7.753 | -671 |
| MAT (Muito Alta Tensão) | 9 | 1 | 8 |
| AT (Alta Tensão) | 8 | 5 | 3 |
| MT (Média Tensão) | 2.230 | 2.893 | -663 |
| BTE (Baixa Tensão Especial) | 4.835 | 4.854 | -19 |
| Outros | 3.553 | 2.952 | 601 |
| AT (Alta Tensão) | - | 3 | -3 |
| MT (Média Tensão) | 1.147 | 1.336 | -189 |
| BTE (Baixa Tensão Especial) | 2.406 | 1.613 | 793 |
| Número de Consumidores | 5.948.037 | 5.860.883 | 87.154 |
| Var. Anual (%) | | | 1,5% |

| Vendas de Electricidade (€ M) | 1S2006 | 1S2005 | Δ 06/05 |
|---|----------------|----------------|--------------|
| MAT (Muito Alta Tensão) | 32,8 | 29,4 | 11,7% |
| AT (Alta Tensão) | 144,6 | 128,4 | 12,6% |
| MT (Média Tensão) | 302,7 | 218,8 | 38,3% |
| BTE (Baixa Tensão Especial) | 127,7 | 126,9 | 0,6% |
| BT (Baixa Tensão) | 1.286,8 | 1.219,6 | 5,5% |
| IP (Iluminação Pública) | 58,5 | 50,4 | 16,0% |
| Descontos de Interruptibilidade | -19,5 | -17,1 | -14,1% |
| Descontos de Correção Tarifária | - | 0,0 | - |
| Reconhecimento Défice Tarifário 2006 | 59,3 | - | - |
| Vendas de Electricidade - Sist. Regulado | 1.992,9 | 1.756,4 | 13,5% |
| Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado | 111,6 | 99,6 | 12,0% |
| Vendas de Electricidade | 2.104,5 | 1.856,0 | 13,4% |

⁽¹⁾ Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final

⁽²⁾ Inclui empresas do Grupo EDP

Capacidade Eólica da EDP na Ibéria (NEO Energia)



| Parques Eólicos no 1S2006 | % NEO | Capacidade Instalada | | | Método de Consolidação |
|---------------------------|-------|----------------------|-------------------------|-------------------|------------------------|
| | | 100% | % Detida ⁽¹⁾ | Contrib. Receitas | |
| PORTUGAL | | | | | |
| 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 | 80% | 8 | 6 | 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 1 | 100% | 8 | 8 | 8 | Integral |
| Caldas 1 | 100% | 10 | 10 | 10 | Integral |
| Fanhões 1 | 100% | 12 | 12 | 12 | Integral |
| Amaral 1 - 2ª Fase | 100% | 2 | 2 | 2 | Integral |
| Fanhões 2 - 1ª Fase | 100% | 2 | 2 | 2 | Integral |
| Fanhões 2 - 2ª Fase | 100% | 2 | 2 | 2 | Integral |
| Ortiga | 100% | 12 | 12 | 12 | Integral |
| | | 227 | 212 | 213 | |
| SPAIN | | | | | |
| 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 | - | Não consolida |
| Monte de las Navas | 5% | 49 | 2 | - | Não consolida |
| 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 |
| | | 881 | 533 | 635 | |
| IBERIA | | 1.108 | 745 | 848 | |

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