



renováveis

## Resultados 1T 2012

### Direcção de Relações com Investidores

Rui Antunes, Director  
Francisco Beirão  
Diogo Cabral

Telefone: +34 902 830 700  
Fax: +34 914 238 429  
Email: [ir@edpr.com](mailto:ir@edpr.com)  
Site: [www.edpr.com](http://www.edpr.com)

### Conference call & webcast

**Data:** Quarta-feira, 9 de Maio de 2012, 14:00 GMT | 15:00 CET

**Webcast:** [www.edpr.com](http://www.edpr.com)

**Número de telefone:** +44 (0)20 7162 0077 | +1 334 323 6201

**Número de telefone para repetição:** +44 (0)20 7031 4064 | Código acesso: 916129 (até 15 de Maio de 2012)

**9 de Maio de 2012**

*EDP Renováveis, S.A. Sede: Plaza de la Gesta, 2 33007 Oviedo, Espanha*



Destaques do 1T12	- 2 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas	- 3 -
Principais Dados Operacionais e de Receitas	- 4 -
Principais Dados Financeiros	- 5 -
Base de Activos e <i>Capex</i>	- 6 -
<i>Cash-Flow</i>	- 7 -
Dívida Líquida	- 8 -
Plataformas de Actividade	- 9 -
Europa	- 10 -
EUA	- 14 -
Brasil	- 16 -
Dados Trimestrais	- 17 -
Demonstrações Financeiras	- 19 -
Anexo	- 22 -

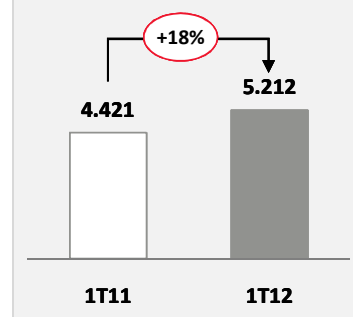
## Sumário Resultados Financeiros

Dados Operacionais	1T12	1T11	Δ 12/11
Capacidade instalada (MW EBITDA + ENEOP)	7.483	6.864	+619
Factor de utilização (%)	34%	33%	+1 pp
Produção (GWh)	5.212	4.421	+18%
Preço médio venda electricidade (€/MWh)	60,1	57,9	+4%
DR (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>346</b>	<b>284</b>	<b>+22%</b>
Custos Operacionais (líquido)	(83)	(64)	+29%
<b>EBITDA</b>	<b>263</b>	<b>220</b>	<b>+20%</b>
EBITDA/Receitas	76%	77%	(1 pp)
EBIT	149	101	+47%
Resultados Financeiros	(58)	(38)	+51%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>62</b>	<b>49</b>	<b>+26%</b>
Fluxo de Caixa (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
Fluxo de caixa operacional	202	173	+17%
Capex	55	191	(71%)
Balanço (€M)	1T12	1T11	Δ €
Activos fixos tangíveis (líquido)	10.251	10.455	(203)
Capital Próprio	5.521	5.454	+67
Dívida líquida	3.544	3.387	+157
Passivos com investidores institucionais (EUA)	963	1.011	(48)
Trabalhadores	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Total</b>	<b>813</b>	<b>841</b>	<b>(3%)</b>

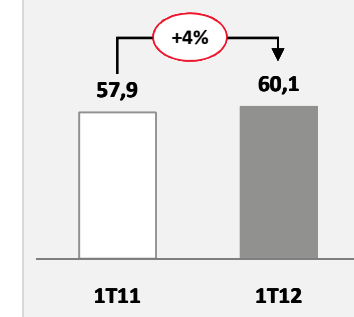
## Principais Acontecimentos

- João Manso Neto foi nomeado CEO da EDPR.
- A EDPR estabeleceu um project finance para 125 MW em Espanha no montante de €177M.
- A EDPR realizou a sua Assembleia Geral Anual na qual foram aprovadas todas as deliberações propostas.

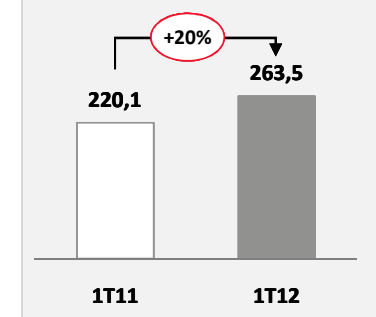
## Produção (GWh)



## Preços (€/MWh)



## EBITDA (€M)



• No 1T12, a EDPR aumentou a sua produção de electricidade em 18% face ao período homólogo para 5,2 TWh, dado o crescimento da capacidade instalada ao longo dos últimos 12 meses (+619 MW) conjugado com a evolução favorável do factor de utilização para 34% (+1pp vs. 1T11 com forte recurso eólico nos EUA a compensar o menor factor de utilização na Europa).

• O preço médio de venda subiu 4% vs. 1T11 para €60/MWh, beneficiando da subida dos preços na Europa (+9% vs. 1T11), de maiores preços no Brasil (+5% vs. 1T11) e da estabilidade de preços nos EUA.

• As Receitas aumentaram 22% no 1T12 superando o crescimento da produção, dado a subida sustentada do preço médio de venda. O EBITDA cresceu 20% no 1T12, na sequência do aumento dos custos operacionais em 11% (abaixo do ritmo de crescimento operacional) e da queda de €9M de outros proveitos operacionais, resultando numa margem EBITDA de 76%.

• O EBIT subiu 47% face ao período homólogo, em resultado do sólido crescimento operacional e da extensão da vida útil dos activos em operação da EDPR para 25 anos (introduzida no 2T11).

• Os Resultados Financeiros aumentaram 51% para €58M no 1T12. Contudo, os Juros Financeiros Líquidos antes de custos capitalizados subiram apenas 5% vs. 1T12, abaixo da evolução da Dívida Financeira média dado o menor custo de dívida no período (5,3% a Mar-12 vs. 5,4% a Mar-11).

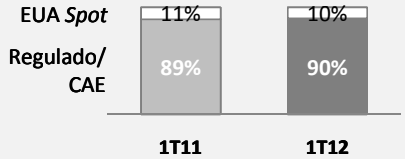
• O Resultado Líquido cresceu 26% no 1T12 para €62M (+23% numa base comparável), reflectindo maioritariamente o desempenho recorrente ao nível operacional. Em comparação com o 1T11, os resultados abaixo do EBITDA beneficiaram da extensão da vida útil dos projectos para 25 anos, embora parcialmente mitigados pela introdução da contabilização de impostos diferidos nos EUA.

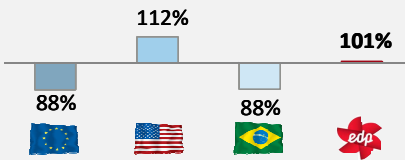
• O Cash-Flow Operacional cresceu 17% no 1T12 para €202M, ultrapassando o nível de investimento operacional de €55M no período. A Dívida Líquida a Mar-12 subiu €157M vs. Dez-11 para €3,5 MM, dado o pagamento a fornecedores de activos fixos tangíveis associados a activos já contabilizados em períodos anteriores.

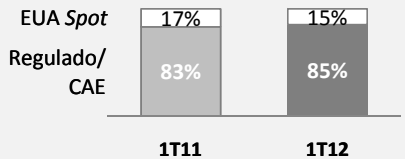
Nota: As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
Vendas com electricidade e outros	309,6	254,2	+22%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	36,5	30,2	+21%
<b>Receitas</b>	<b>346,2</b>	<b>284,3</b>	<b>+22%</b>
Outros proveitos operacionais	6,3	15,8	(60%)
Fornecimentos e serviços externos	(57,3)	(55,1)	+4%
Custos com pessoal	(13,8)	(12,1)	+14%
Outros custos operacionais	(18,0)	(12,8)	+40%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(82,7)</b>	<b>(64,2)</b>	<b>+29%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>263,5</b>	<b>220,1</b>	<b>+20%</b>
EBITDA/Receitas	76,1%	77,4%	(1,3 pp)
Provisões	(0,0)	0,3	-
Amortizações	(118,2)	(123,7)	(4%)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	3,7	4,5	(17%)
<b>EBIT</b>	<b>149,0</b>	<b>101,3</b>	<b>+47%</b>
Ganhos/(perdas) na alienação de activos financeiros	0,0	-	-
Resultados financeiros	(57,9)	(38,4)	+51%
Ganhos/(perdas) em associadas	1,6	3,0	(48%)
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>92,7</b>	<b>65,9</b>	<b>+41%</b>
IRC e impostos diferidos	(27,4)	(14,7)	+86%
Resultado Líquido do Exercício	65,4	51,1	+28%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>62,2</b>	<b>49,2</b>	<b>+26%</b>
Interesses minoritários	3,2	2,0	+62%

Activos (€M)	1T12	2011
Activos fixos tangíveis (líquido)	10.251	10.455
Activos intangíveis & goodwill (líquido)	1.315	1.334
Investimentos financeiros (líquido)	60	61
Impostos diferidos activos	58	56
Inventários	21	24
Clientes (líquido)	157	146
Outros devedores (líquido)	824	750
Activos financeiros ao justo valor através dos resultados	0	0
Caixa e equivalentes	267	220
Activos detidos para venda	5	-
<b>Total Activo</b>	<b>12.958</b>	<b>13.045</b>
Capital Próprio (€M)	1T12	2011
Capital + prémios de emissão	4.914	4.914
Resultados e outros reservas	415	325
Resultado líquido atribuível aos accionistas EDPR	62	89
Interesses minoritários	130	127
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>5.521</b>	<b>5.454</b>
Passivo (€M)	1T12	2011
Dívida financeira	4.076	3.826
Passivo com investidores institucionais	963	1.011
Provisões para riscos e encargos	58	58
Impostos diferidos passivos	391	381
Proveitos diferidos de investidores institucionais	743	773
Credores e outros passivos (líquido)	1.207	1.542
<b>Total do Passivo</b>	<b>7.437</b>	<b>7.591</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>12.958</b>	<b>13.045</b>

MW EBITDA	1T12	1T11	Δ 12/11	Capacidade por Remuneração	
Europa	3.652	3.388	+264	EUA Spot Regulado/ CAE	
EUA	3.422	3.224	+198		
Brasil	84	14	+70		
<b>Total</b>	<b>7.157</b>	<b>6.625</b>	<b>+532</b>		

Factor Utiliz.	1T12	1T11	Δ 12/11	Factor Utilização 1T12 vs Média	
Europa	27%	29%	(2 pp)		
EUA	41%	35%	+6 pp		
Brasil	26%	19%	+7 pp		
<b>Total</b>	<b>34%</b>	<b>33%</b>	<b>+1 pp</b>		

GWh	1T12	1T11	Δ 12/11	GWh por Remuneração	
Europa	2.109	1.985	+6%	EUA Spot Regulado/ CAE	
EUA	3.056	2.430	+26%		
Brasil	48	6	+737%		
<b>Total</b>	<b>5.212</b>	<b>4.421</b>	<b>+18%</b>		

• A EDPR adicionou 532 MW à sua capacidade instalada EBITDA nos últimos 12 meses, dos quais 264 MW na Europa, 198 MW nos EUA e 70 MW no Brasil. A Mar-12, a EDPR tinha 90% da sua carteira de activos associada a contratos de longo prazo e a enquadramentos regulatórios estáveis, estando apenas 10% expostos integralmente ao mercado.

• No 1T12, a empresa atingiu um factor de utilização de 34% (+100pb vs. 1T11) – entre os mais elevados do sector – reflectindo a elevada qualidade dos seus parques eólicos e capturando simultaneamente os benefícios de uma carteira equilibrada. Na Europa, o factor de utilização caiu para 27% no 1T12, dado o menor recurso eólico no período. Nos EUA, a EDPR atingiu um notável factor de utilização de 41%, +6pp vs. 1T11. No Brasil, o factor de utilização cresceu 7pp vs. 1T11 para 26% no seguimento do comissionamento de 70 MW com um factor de utilização superior.

• A produção de electricidade aumentou 18% no 1T12 para 5,2 TWh, superando o crescimento da capacidade instalada. A produção nos EUA representou a principal fonte de crescimento (+26%), enquanto que na Europa a produção subiu 6% vs. 1T11, suportada pelo crescimento nos mercados da Europa Central e de Leste. Do total de electricidade produzida no 1T12, 85% foi vendida sob enquadramentos regulatórios de longo prazo,

Preços de Venda Por MWh	1T12	1T11	Δ 12/11
Europa	€95,6	€87,5	+9%
EUA	\$45,6	\$45,9	(1%)
Brasil	R\$ 275,7	R\$263,5	+5%
<b>Preço de Venda Médio</b>	<b>€60,1</b>	<b>€57,9</b>	<b>+4%</b>

Vendas com Electricidade e Outros (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
Europa	200,6	172,9	+16%
EUA	104,1	80,6	+29%
Brasil	4,9	0,6	+682%
<b>Total</b>	<b>309,6</b>	<b>254,2</b>	<b>+22%</b>

Proveitos com Parcerias Institucionais (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Total</b>	<b>36,5</b>	<b>30,2</b>	<b>+21%</b>

Receitas	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Receitas (€M)</b>	<b>346,2</b>	<b>284,3</b>	<b>+22%</b>
<b>Receitas por MW médio em operação (€ mil)</b>	<b>49,2</b>	<b>45,5</b>	<b>+8%</b>

enquanto que 15% esteve exposta aos preços de electricidade *spot* nos EUA (a exposição aos preços de electricidade *spot* irá diminuir no momento em que 175 MW associados a contratos CAE assinados nos EUA iniciem a sua contribuição em Jun-12).

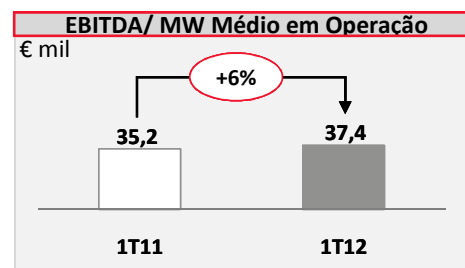
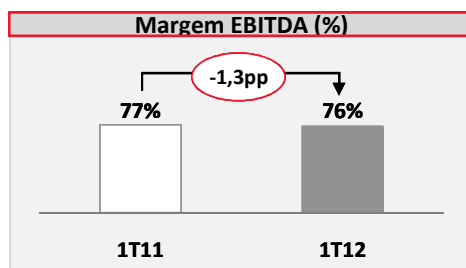
• O preço médio de venda subiu 4% vs. 1T11 para €60,1/MWh devido: i) à subida dos preços na Europa (impacto de +€3,6/MWh); ii) à valorização do Dólar (impacto de +€0,9/MWh); iii) ao crescimento do preço e da produção no Brasil (impacto de +€0,9/MWh); parcialmente mitigado iv) pelo maior peso da produção dos EUA a preços abaixo da média da carteira (impacto de -€3,0/MWh).

• Em resultado do crescimento homólogo de 18% na produção de electricidade e da subida de 4% dos preços, as vendas com electricidade subiram 22% no período. Os Proveitos com Parcerias Institucionais aumentaram 21%, na sequência da maior produção de electricidade nos EUA (+26%), conduzindo a maiores receitas associadas a PTC, e adicionalmente de receitas provenientes de acordos *Tax Equity* estabelecidos ao longo de 2011. As Receitas aumentaram 22% vs. 1T11, tendo o rácio por MW melhorado 8%, dada a qualidade dos investimentos dos últimos 12 meses e a melhoria das métricas do portfolio analisando numa base comparável.

Receitas	1T12	1T11	Δ %
Receitas (€M)	346,2	284,3	+22%
Receitas por MW Médio em Operação (€ mil)	49,2	45,5	+8%

Custos Operacionais (€M)	1T12	1T11	Δ %
Outros proveitos operacionais	6,3	15,8	(60%)
Fornecimentos e serviços externos	(57,3)	(55,1)	+4%
Custos com pessoal	(13,8)	(12,1)	+14%
Outros custos operacionais	(18,0)	(12,8)	+40%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(82,7)</b>	<b>(64,2)</b>	<b>+29%</b>

Rácios custos operacionais - excluindo outros proveitos op.:	1T12	1T11	Δ %
Custos operacionais/MW médios operativos (€ mil)	12,6	12,8	(1%)
Custos operacionais/MWh (€)	17,1	18,1	(6%)



EBITDA a EBIT (€M)	1T12	1T11	Δ %
<b>EBITDA</b>	<b>263,5</b>	<b>220,1</b>	<b>+20%</b>
Provisões	(0,0)	0,3	-
Amortizações	(118,2)	(123,7)	(4%)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	3,7	4,5	(17%)
<b>EBIT</b>	<b>149,0</b>	<b>101,3</b>	<b>+47%</b>

Resultados Financeiros (€M)	1T12	1T11	Δ %
Juros financeiros líquidos	(46,9)	(44,5)	+5%
Custos com parcerias com investidores institucionais	(17,0)	(15,5)	+9%
Custos capitalizados	4,9	14,8	(67%)
Diferenças cambiais	7,7	9,0	(15%)
Outros	(6,6)	(2,2)	(193%)
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(57,9)</b>	<b>(38,4)</b>	<b>+51%</b>

Resultados Antes de Impostos (€M)	1T12	1T11	Δ %
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>92,7</b>	<b>65,9</b>	<b>+41%</b>
IRC e impostos diferidos	(27,4)	(14,7)	+86%
Resultado Líquido do Exercício	65,4	51,1	+28%
Interesses minoritários	3,2	2,0	+62%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>62,2</b>	<b>49,2</b>	<b>+26%</b>

• No 1T12, as Receitas aumentaram 22% vs. 1T11 para €346M, suportadas pela subida da produção de electricidade, pela evolução favorável dos factores de utilização e pela subida dos preços de venda. Os custos operacionais líquidos aumentaram 29% no 1T12, embora os custos operacionais, excluindo outros proveitos operacionais, tenham aumentado apenas 11% e aquém do crescimento do negócio. O elevado nível de eficiência da empresa é ainda melhor representado através dos rácios unitários, tendo os custos operacionais por MW médio em operação caído 1% no período. Os fornecimentos e serviços externos acrescidos de custos com pessoal cresceram apenas 6% no 1T12, dado a rigorosa e constante monitorização dos custos. Por outro lado, os outros custos operacionais subiram 40% em função do crescimento operacional, de ajustamentos de imposto IVA e outros ajustamentos contabilísticos relacionados com custos e proveitos de períodos anteriores. Os outros proveitos operacionais incluem proveitos com compensações pagas por fornecedores de turbinas, cobertura de seguros e ajustes de provisões (€9M no 1T11).

• Na sequência de maiores proveitos unitários (+8% por MW) e de custos operacionais controlados (-1% por MW), o EBITDA unitário por MW médio em operação aumentou 6% vs. 1T11, evidenciando uma melhoria das métricas económicas da carteira da EDPR para o período. Em resultado, o EBITDA da EDPR no 1T12 aumentou 20% para €263M, superando o crescimento de capacidade e de produção de electricidade.

• A queda das amortizações, dada a extensão da vida útil dos activos para 25 anos, em conjunto com o crescimento de 20% do EBITDA, conduziu ao aumento de 47% do EBIT.

• Quanto aos resultados financeiros, os juros financeiros líquidos antes de capitalizações cresceram 5% no 1T12 para €47M, a um ritmo inferior ao da evolução da dívida financeira média (+8% vs. 1T11) uma vez que o custo médio da dívida caiu ligeiramente para 5,3% a Mar-12. Os custos capitalizados diminuíram para €5M (vs. €15M no 1T11) dado o menor investimento no período. As diferenças cambiais tiveram um impacto positivo de €8M no 1T12 dada a desvalorização do Dólar e da apreciação do Zloty. No geral, os Resultados Financeiros atingiram €58M (+51% vs. 1T11).

• O Resultado Antes de Impostos cresceu 41% no 1T12. Os impostos sobre lucros totalizaram €27M no 1T12, na sequência do aumento da taxa efectiva de imposto para 30% (vs. 22% no 1T11). No 4T11, a EDPR passou a reconhecer passivos com impostos diferidos sobre resultados antes de imposto. Importa salientar que a EDPR não é actualmente pagadora de impostos, nem é esperado que o venha a ser no futuro próximo. Esta alteração levou ao reconhecimento de €14M (não-caixa) de impostos diferidos no 1T12 (vs. zero no 1T11).

• O Resultado Líquido subiu 26% no 1T12 (+23% numa base comparável), dado o crescimento de capacidade, melhores factores de utilização, preços de venda mais elevados, maior eficiência operacional, maior longevidade da vida dos activos e menor custo de dívida.

Capacidade Instalada (MW)	1T12	Δ 1T12	Δ 12/11	Em Constr.
Espanha	2.201	-	+43	111
Portugal	613	-	+14	2
França	306	-	+22	-
Bélgica	57	-	-	-
Polónia	190	-	+60	80
Roménia	285	-	+126	-
Itália	-	-	-	40
<b>Europa</b>	<b>3.652</b>	-	<b>+264</b>	<b>232</b>
<b>EUA</b>	<b>3.422</b>	-	<b>+198</b>	<b>215</b>
<b>Brasil</b>	<b>84</b>	-	<b>+70</b>	-
<b>MW EBITDA</b>	<b>7.157</b>	-	<b>+532</b>	<b>448</b>
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	326	-	+87	52
<b>MW EBITDA + Eólicas de Portugal</b>	<b>7.483</b>	-	<b>+619</b>	<b>500</b>

Capex (€M) <sup>(1)</sup>	1T12	1T11	Δ %	Δ €
Espanha	4	30	(87%)	(26)
Portugal	4	0,2	-	+4
Resto da Europa (RdE)	32	71	(55%)	(39)
<b>Europa</b>	<b>40</b>	<b>100</b>	<b>(60%)</b>	<b>(60)</b>
<b>EUA</b>	<b>14</b>	<b>27</b>	<b>(46%)</b>	<b>(12)</b>
<b>Brasil</b>	<b>1</b>	<b>62</b>	<b>(99%)</b>	<b>(61)</b>
Outros	0,1	2	(95%)	(2)
<b>Capex Total</b>	<b>55</b>	<b>191</b>	<b>(71%)</b>	<b>(136)</b>

Activos fixos tangíveis (€M)	1T12	2011	Δ %
<b>Activos fixos tangíveis (líquido)</b>	<b>10.251</b>	<b>10.455</b>	<b>(203)</b>
(+) Amortizações acumuladas	1.855	1.764	+92
(=) Activos fixos tangíveis (brutos)	12.107	12.218	(111)
(-) Activos fixos tangíveis em fase de construção	1.161	1.206	(44)
(=) Activos fixos tangíveis existentes (brutos)	10.946	11.013	(67)
(-) Cash grants nos EUA	361	368	(7)
<b>(=) Capital investido em activos existentes</b>	<b>10.585</b>	<b>10.645</b>	<b>(60)</b>

- A Mar-12, a EDPR detinha 7,5 GW de capacidade eólica *onshore* repartidos por 8 países, dos quais 7,2 GW de capacidade consolidada integralmente e 326 MW através do consórcio Eólicas de Portugal (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

- Nos últimos 12 meses, a EDPR adicionou 532 MW à sua capacidade consolidada e 87 MW (atribuíveis à EDPR) através do consórcio Eólicas de Portugal. Dos 619 MW instalados nos últimos 12 meses, 351 MW foram na Europa, 198 MW nos EUA e 70 MW no Brasil. Na Europa, foram instalados 126 MW na Roménia, 60 MW na Polónia, 43 MW em Espanha, 22 MW em França e 101 MW em Portugal (dois quais 87 MW atribuíveis à EDPR no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal).

- No final do 1T12, a EDPR tinha 500 MW em fase de construção dando total visibilidade ao objectivo de capacidade a ser instalada durante 2012 (500 MW). Na Europa, encontravam-se em fase de construção 284 MW (111 MW em Espanha, 80 MW na Polónia, 54 MW em Portugal e 40 MW em Itália) e nos EUA encontra-se em construção o parque eólico Marble River, no Estado de Nova Iorque, com uma capacidade de 215 MW.

- Para 2012, a EDPR irá manter o enfoque em projectos de elevada qualidade operacional, com preços acima da média e com elevado recurso eólico associado, de modo a melhorar as métricas económicas da carteira. A entrada em operação dos novos projectos deverá ocorrer na sua maioria no final do ano, sendo expectável que os seus benefícios económicos apenas se reflectam a partir de 2013.

- O investimento operacional no 1T12 foi apenas de €55M, reflectindo os trabalhos efectuados no período para os 500 MW em fase de construção (dado a expectativa de início de operação para os últimos meses de 2012). O investimento operacional do 1T12 diminuiu 71% face ao 1T11, sendo esperado que se mantenha menor que o do ano passado em resultado de menores adições de capacidade esperadas para 2012. Do total de €55M de investimento operacional no 1T12, €40M foram na Europa (€4M em Espanha, €4M em Portugal e €32M no Resto da Europa relacionados com projectos em fase de construção na Polónia e Itália), enquanto que €14M foram nos EUA.

- Os activos fixos tangíveis (líquido) no 1T12 diminuíram €0,2MM face a Dez-11 em resultado da desvalorização do Dólar e do nível de investimento operacional (€55M) abaixo do nível de amortizações (€92M) no período. Os activos fixos tangíveis incluem o total de investimentos, incluindo investimento operacional (antes de *Cash Grant*) e *Price Purchase Allocation* (em resultado de transacções de *M&A*), incorridos com os activos existentes, activos em construção e activos em desenvolvimento. Se excluídos os activos fixos tangíveis para activos em construção e se ajustados pelo total de *cash grant* recebidos nos EUA, o capital bruto investido em activos existentes soma €10,6MM a Mar-12.

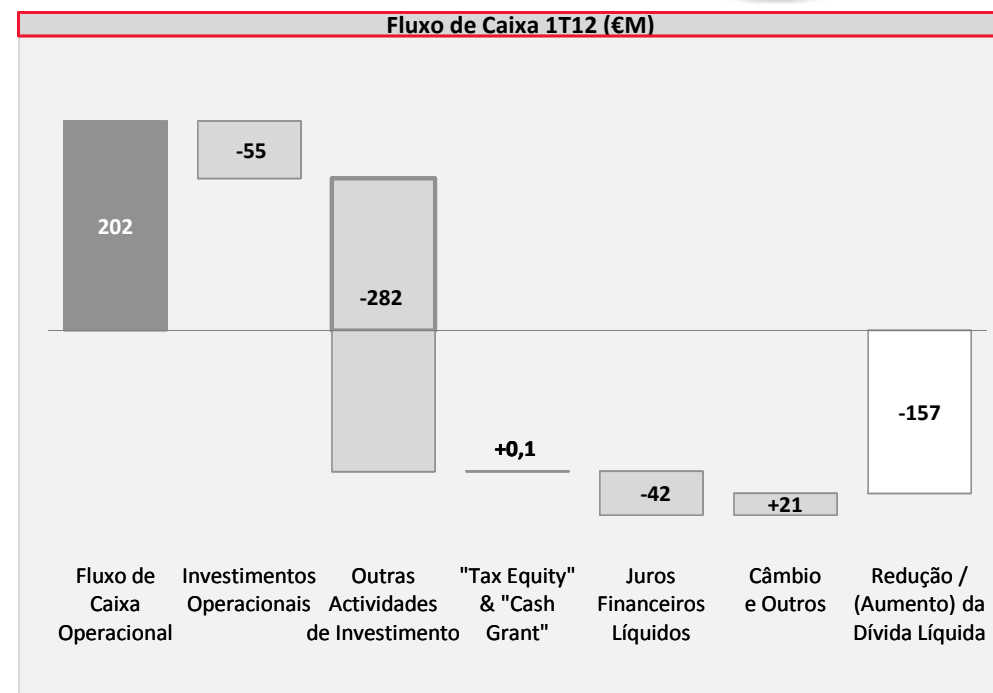
<sup>(1)</sup> Despesas com Investimento Operacional excluem "Cash Grant" nos EUA

Fluxo de Caixa (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>EBITDA</b>	<b>263</b>	<b>220</b>	<b>+20%</b>
Imposto corrente	(19)	(23)	(16%)
Juros financeiros líquidos	(47)	(45)	+5%
Ganhos em associadas	2	3	(48%)
<b>FFO (Funds from operations)</b>	<b>199</b>	<b>156</b>	<b>+28%</b>
Juros financeiros líquidos	47	45	+5%
Ganhos em associadas	(2)	(3)	(48%)
Outros ajustamentos e variações não financeiras	(33)	(29)	+13%
Variações de fundo de maneo	(10)	5	-
<b>Fluxo de caixa operacional</b>	<b>202</b>	<b>173</b>	<b>+17%</b>
Investimentos operacionais	(55)	(191)	(71%)
Investimentos (financeiros)/desinvestimentos	(2)	59	-
Variação de fundo de maneo de fornecedores de imobilizado "Cash Grant"	(280)	(301)	(7%)
	3	2	+97%
<b>Fluxo de caixa operacional líquido</b>	<b>(133)</b>	<b>(258)</b>	<b>(49%)</b>
Recebimentos (pagamentos) com parcerias com invest. instit.	(3)	(4)	(21%)
Juros financeiros líquidos pagos	(42)	(45)	(6%)
Diferenças cambiais e outros	21	79	(74%)
<b>Redução / (Aumento) de dívida líquida</b>	<b>(157)</b>	<b>(228)</b>	<b>(31%)</b>

No 1T12, a EDPR gerou um Fluxo de Caixa Operacional de €202M, representando um crescimento de 17% vs. 1T11, e demonstrando claramente a capacidade de geração de caixa por parte dos seus activos em operação.

Os principais movimentos de fluxo de caixa do 1T12 são os seguintes:

- Os Fundos Gerados pelas Operações (FFO) aumentaram 28% face ao período homólogo, resultando do EBITDA após juros da dívida, ganhos em associadas e impostos. O imposto corrente caiu 16% face ao aumento de 1,9x na linha de impostos sobre lucros da DR, dado que os impostos diferidos incorridos no período, nomeadamente a contabilização de impostos diferidos nos EUA, são não-caixa;
- O Fluxo de Caixa Operacional, ajustado por juros financeiros líquidos, componentes não-caixa (nomeadamente receitas de parcerias institucionais nos EUA) e líquido de variações de fundo de maneo, totalizou €202M (+17% face ao período homólogo);



- O Investimento Operacional com projectos em fase de construção somou €55M. Outras actividades de investimento atingiram um total de €282M, que contempla maioritariamente o pagamento de facturas a fornecedores de equipamento relacionado com alguns dos investimentos efectuados no ano anterior (no montante de €280M);
- O financiamento das actividades de investimento foi efectuado através de: i) Fluxo de Caixa Operacional, que cobriu o investimento operacional do 1T12 (€55M) dado a previsão de início de operação para o final do ano das adições de capacidade; enquanto que ii) as despesas de investimento remanescentes foram cobertas por nova dívida;
- A linha de "diferenças cambiais e outros" (€21M) reflecte o efeito de tradução cambial positivo (+€41M), maioritariamente relacionado com a dívida da EDPR em Dólares, e outros ajustamentos.



Dívida Líquida (€M)	1T12	2011	Δ €
Empréstimos bancários e outros	1.034	837	+197
Dívida com empresas do Grupo EDP	3.042	2.989	+53
<b>Dívida financeira</b>	<b>4.076</b>	<b>3.826</b>	<b>+250</b>
Caixa e equivalentes	267	220	+47
Empréstimos a empresas associadas e <i>cash pooling</i>	264	219	+46
Activos financeiros detidos para negociação	0,2	0,2	-
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>531</b>	<b>439</b>	<b>+93</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.544</b>	<b>3.387</b>	<b>+157</b>

Divisão da Dívida Líquida por Activos (€M)	1T12	2011	Δ €
Dívida líquida relativa a activos em operação	3.037	3.169	(132)
Dívida líquida relativa a activos em construção e desenv.	507	218	+289

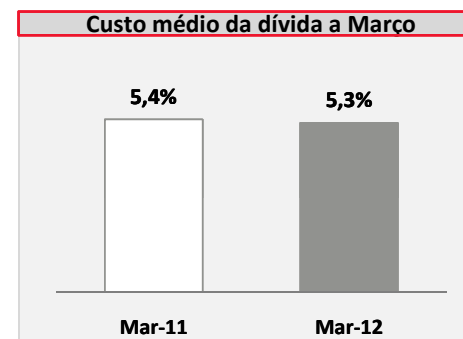
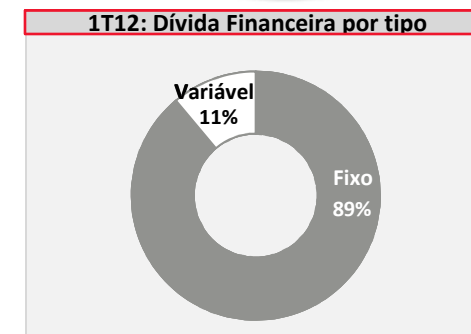
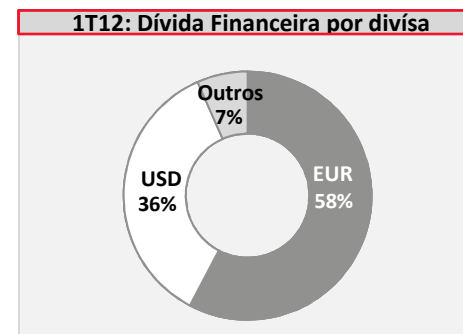
Dívida Média (€M)	1T12	1T11	Δ %
Dívida financeira média	3.710	3.438	+8%
Dívida líquida média	3.461	3.086	+12%

Parcerias com Investidores Institucionais (€M) <sup>(1)</sup>	1T12	2011	Δ €
Passivo com Parcerias com Investidores Institucionais	963	1.011	(48)

• A Dívida Financeira Bruta da EDPR aumentou para €4,1MM (+€0,2MM vs. Dez-11), enquanto que a Dívida Líquida foi de €3,5MM (+0,2MM vs. Dez-11) dada a variação de fundo de maneo de fornecedores de imobilizado. A Dívida Bruta Média aumentou 8% nos últimos 12 meses (€3,7MM no 1T12 vs. €3,4MM no 1T11), enquanto que a Dívida Líquida média aumentou 12% face ao período homólogo.

• Em percentagem do total da dívida financeira da EDPR, a dívida correspondente a empréstimos junto do Grupo EDP diminuiu de 78% a Dec-11 para 75% a Mar-12, dado o compromisso da empresa em diversificar as suas fontes de financiamento e de executar projectos de qualidade superior, permitindo à EDPR ter acesso a *project finance* local a custos competitivos. No 1T12, a EDPR executou €177M através *project finance* para 125 MW em Espanha.

• O passivo com investidores institucionais nos EUA diminuiu ligeiramente para €963M (vs. €1,0 MM em Dez-11) maioritariamente devido i) a um menor passivo dada a geração de benefícios fiscais para o parceiro institucional; e ii) a efeitos cambiais em resultado da desvalorização do Dólar face a Dez-11.



**Enterprise Value (31 de Março 2012)**

	€MM	%
Cap. Bolsista	3,3	41%
Minoritários	0,1	2%
TEI	1,0	12%
Dívida Líquida	3,5	45%
<b>EV</b>	<b>7,9</b>	<b>100%</b>

• A Mar-12, 58% da dívida financeira da EDPR estava denominada em Euros, enquanto que 36% estava em Dólar Norte-Americano. Os restantes 7% estão relacionados com dívida em Zloty e em Real Brasileiro.

• 89% da dívida financeira da EDPR está sob taxa fixa, sendo que a grande parte tem uma maturidade posterior a 2018. A EDPR continua a seguir uma estratégia de financiamento a taxa fixa de longo prazo procurando igualar o perfil da dívida e dos seus Fluxos de Caixa Operacionais.

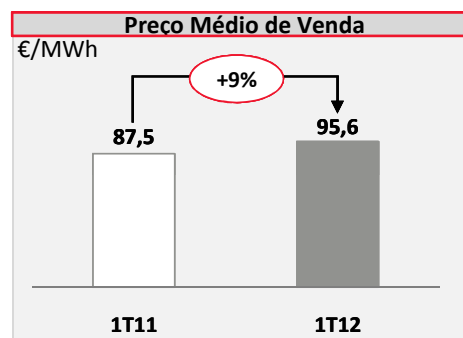
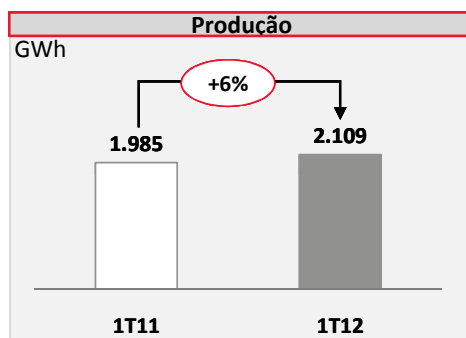
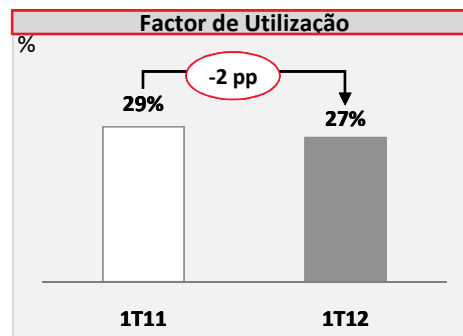
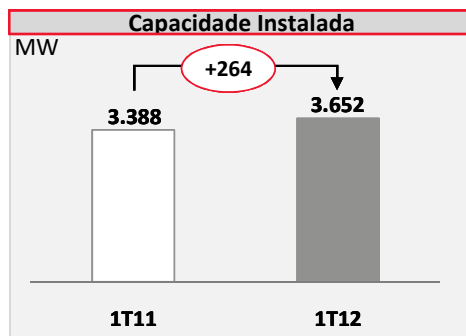
• A Mar-12, o custo médio da dívida foi de 5,3%, um decréscimo de 10bps em comparação com Dec-11 e Mar-11, reflectindo as taxas atractivas contratadas nos *project finance*.

<sup>(1)</sup> Líquido de benefícios fiscais já atribuídos aos investidores e a serem reconhecidos na DR no futuro



renováveis

Plataformas de Actividade



- Nos últimos 12 meses, a EDPR aumentou a sua capacidade instalada na Europa em 264 MW para um total de 3,7 GW. A Europa Central e de Leste desempenharam um papel importante no crescimento dos últimos 12 meses ao instalar 186 MW: 126 MW na Roménia e 60 MW na Polónia – dois dos mercados Europeus com maior potencial de crescimento e os quais têm sido essenciais para o crescimento da empresa nos últimos períodos. Em Espanha, França e Portugal a EDPR instalou 43 MW, 22 MW e 14 MW nos últimos 12 meses, respectivamente. Adicionalmente, foram instalados 87 MW atribuíveis à EDPR no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal (consolidado por equivalência patrimonial).

- O factor de utilização caiu para 27% no 1T12, em resultado dos menores factores de utilização na Península Ibérica e especialmente em Portugal (caindo de 31% para 24% no 1T12). No Resto da Europa, o factor de utilização médio permaneceu estável em 28%.

- A electricidade produzida no 1T12 aumentou 6% face ao 1T11 para 2,1 TWh, em função da nova capacidade instalada, embora mitigado pelos menores factores de utilização.

- O preço médio de venda na Europa no 1T12 subiu 9%, ou €8/MWh, para €96/MWh, com a maioria dos países a registarem evoluções positivas. A Polónia foi a única excepção principalmente devido à desvalorização do Zloty. A performance positiva dos preços foi

Demonstração de Resultados (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>200,6</b>	<b>172,9</b>	<b>+16%</b>
Outros proveitos operacionais	3,0	3,5	(15%)
Fornecimentos e serviços externos	(28,4)	(24,6)	+16%
Custos com pessoal	(6,2)	(5,5)	+12%
Outros custos operacionais	(10,5)	(5,7)	+84%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(42,1)</b>	<b>(32,3)</b>	<b>+30%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>158,5</b>	<b>140,6</b>	<b>+13%</b>
EBITDA/Receitas	79,0%	81,3%	(2 pp)
Provisões	(0,0)	0,3	-
Amortizações	(61,6)	(59,8)	+3%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	0,3	0,4	(25%)
<b>EBIT</b>	<b>97,2</b>	<b>81,5</b>	<b>+19%</b>

Rácios eficiência - excluindo outros proveitos oper.	1T12	1T11	Δ 12/11
Opex/MW médio em operação (€ mil)	12,8	11,8	+8%
Opex/MWh (€)	21,4	18,0	+19%

Trabalhadores	1T12	1T11	Δ 12/11
Total Europa	406	408	(0%)

resultado de: i) preços mais elevados no Resto da Europa (+15% vs. 1T11) combinados com o aumento do seu peso relativo na produção (23% no 1T12 vs. 16% no 1T11); ii) preços mais altos em Espanha (+9% vs. 1T11) devido a preços de contratos de cobertura mais elevados e à opção estratégica de escolher a tarifa fixa (para a capacidade sob o RD 661/2007); e ii) actualização dos preços em Portugal (+4% vs. 1T11) em função da inflação.

- As Receitas na Europa aumentaram 16% vs. 1T11 para €201M. Este desempenho positivo é resultado da: i) nova capacidade colocada em operação nos últimos 12 meses (+€29M); ii) evolução favorável do preço (+€12M), que mais do que compensou iii) o menor recurso eólico (-€13M). Os fornecimentos e serviços externos aumentaram em linha com o crescimento do negócio, enquanto que a evolução dos custos com pessoal foi maioritariamente influenciada por menores capitalizações em resultado do menor número de trabalhadores alocados a actividades de construção e de desenvolvimento. Os outros custos operacionais aumentaram 84% vs. 1T11, ou €5M, em resultado i) do aumento de impostos e rendas/locações, reflectindo o crescimento operacional, e ii) de, entre outros, ajustamentos com imposto IVA, outros ajustamentos contabilísticos relacionados com custos e proveitos de períodos anteriores, e o pagamento de €0,5/MWh de taxa à rede de transmissão em Espanha, introduzida no 1Q12 (€0,6M). Assim, o EBITDA no 1T12 atingiu €159M, crescendo 13% face ao 1T11, com uma margem EBITDA de 79%.

Capacidade Instalada (MW)	1T12	1T11	Δ 12/11
MW - Regime Transitório	1.153	1.153	-
MW - RD 661/2007	1.048	1.005	+43MW
<b>Total MW</b>	<b>2.201</b>	<b>2.158</b>	<b>+43MW</b>

Factor Médio de Utilização (%)	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>28%</b>	<b>30%</b>	<b>(2 pp)</b>

Electricidade Produzida (GWh)	1T12	1T11	Δ 12/11
Regime Transitório	679	740	(8%)
RD 661/2007	639	532	+20%
<b>Total GWh</b>	<b>1.317</b>	<b>1.272</b>	<b>+4%</b>

Preço Média (€/MWh)	1T12	1T11	Δ 12/11
Regime Transitório	92,4	85,9	+8%
RD 661/2007	83,7	75,7	+11%
<b>Preço Médio Final (Inclui Cobertura de Preços)</b>	<b>88,7</b>	<b>81,6</b>	<b>+9%</b>

Preço médio de venda à pool	48,4	43,2	+12%
-----------------------------	------	------	------

Sumário DR - incluindo cobertura de preços (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>116,0</b>	<b>103,0</b>	<b>+13%</b>
Custos operacionais (líquido)	(23,4)	(19,9)	+18%
<b>EBITDA</b>	<b>92,7</b>	<b>83,2</b>	<b>+11%</b>
EBITDA/Receitas	79,8%	80,7%	(1 pp)

- Em Espanha, a EDPR instalou 43 MW nos últimos 12 meses, alcançando uma capacidade instalada de 2,2 GW. A Mar-12, a EDPR tinha 111 MW em construção em Espanha incluídos no pré-registo e a serem instalados em 2012. Em Jan-12, o Governo Espanhol introduziu uma moratória ao pagamento de todos os prémios aos projectos de energia renovável que não tenham obtido o pré-registo, mantendo inalterado o enquadramento regulatório de longo prazo para os projectos operativos ou incluídos no pré-registo.

- No 1T12, a EDPR apresentou uma vez mais um factor de utilização superior à média do mercado, reforçando a qualidade superior dos seus activos no trimestre. A EDPR alcançou um factor de utilização de 28%, c200pb acima da média do mercado. Apesar do menor factor de utilização, a electricidade produzida aumentou 4% vs. o 1T11 para 1.317 GWh suportada pelo aumento de capacidade média em operação.

- A EDPR continuou a executar a estratégia anunciada de redução da exposição à volatilidade de preços de mercado. Deste modo, no 1T12, 436 GWh – referentes à produção do Regime Transitório – foram vendidos *forward* e a Mar-12 960 MW estavam já abrangidos pela opção da tarifa fixa enquadrada no RD661/2007. Do total de 1,3 TWh

## Enquadramento Regulatório

### Activos sob Regime Transitório

**Aplicação:** Aplicável a parques eólicos que iniciaram a sua actividade antes de 2008. Até 2009, os parques eólicos têm que optar entre a manutenção do actual modelo ou mudar para o novo. Os que escolherem a opção de mercado beneficiam de um período transitório até Dezembro de 2012.

Tarifa variável - receitas indexadas ao mercado obtidas pelo preço da pool afectada de um prémio e um incentivo sem um preço máximo ou mínimo explícito (prémio+incentivo fixados em €38,3/MWh).

### Actualização Regulatória RD 1614/2010:

- Sem Impacto.

### Activos sob o Regime RD 661/2007

**Aplicação:** Obrigatória para parques eólicos a iniciar operações após 2008.

#### Duas opções:

1. Tarifa fixa (€81,3/MWh) com actualização anual a IPC-X.
2. Tarifa Variável - preços da pool afectada de um prémio com um preço máximo e mínimo. Em 2012, o prémio foi fixado em €20,1/MWh, e o preço máximo e mínimo em €94,3/MWh e €79,1/MWh, respectivamente. À excepção do preço da pool, todos os valores são fixados para 20 anos e indexados a IPC-X.

#### Actualização Regulatória RD 1614/2010:

- Redução temporária do prémio em 35% até 31/12/2012.
- Revisões futuras ao prémio poderão apenas ser aplicadas à capacidade a instalar após 2012.
- Máx. de 2.589 horas anuais equivalentes para receber o prémio, caso a média do sector eólico Espanhol ultrapasse 2.350 horas anuais

produzidos, 82% (1,1 TWh) foram vendidos através de coberturas de preços (436 GWh), tarifas fixas (595 GWh) ou protegidos por um preço mínimo regulado (43 GWh), enquanto apenas 18% (243 GWh) foram vendidos na opção de preço de mercado mais prémio de €38,3/MWh. Para 2012, a EDPR já executou contratos *forward* para a capacidade abrangida pelo Regime Transitório num total 1,8 TWh ao preço médio de €52/MWh, o que perfaz um total expectável de 84% de produção a ser vendida através de tarifa fixa, preço mínimo regulado e coberturas financeiras.

- O preço médio de venda subiu 9% vs. 1T11 para €89/MWh, dado o preço superior dos contratos *forward* (€52/MWh vs. €44/MWh no 1T11, +18%), o aumento da capacidade abrangida pela tarifa fixa do RD661/200 (+518 MW), o ajuste à inflação dos preços regulados do RD661/2007 e à recuperação do preço de mercado (+12% vs. 1T11).

- As receitas no 1T12 cresceram 13% para €116M beneficiando: i) da maior capacidade média em operação (+€10M), e; ii) do aumento do preço médio de venda (+€9M), que mais do que compensaram, iii) o menor recurso eólico (-€6M). Assim, o EBITDA do 1T12 aumentou 11% vs. 1T11 para €93M, com uma margem EBITDA de 80%.

Capacidade Instalada (MW)	1T12	1T11	Δ 12/11
MW EBITDA	613	599	+14MW
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	326	239	+87MW
Factor Médio de Utilização (%)	1T12	1T11	Δ 12/11
Factor Médio de Utilização	24%	31%	(7 pp)
Electricidade Produzida (GWh)	1T12	1T11	Δ 12/11
GWh	314	395	(21%)
Preço Médio (€/MWh)	1T12	1T11	Δ 12/11
Preço Médio Final	105,8	101,8	+4%
Sumário DR (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
Receitas	33,7	40,5	(17%)
Custos operacionais (líquido)	(7,1)	(6,8)	+4%
EBITDA	26,6	33,6	(21%)
EBITDA/Receitas	79,0%	83,1%	(4 pp)

• Em Portugal, a capacidade instalada da EDPR a Mar-12 era de 613 MW (+14 MW vs. Mar-11), acrescida de 326 MW de capacidade consolidada pelo método de equivalência patrimonial através da sua participação no consórcio Eólicas de Portugal (+87 MW face ao 1T11). A totalidade dos 613 MW é remunerada de acordo com o antigo regime tarifário, enquanto a remuneração para a capacidade atribuível à EDPR no consórcio Eólicas de Portugal foi definida através de um processo competitivo.

• O factor de utilização no 1T12 foi de 24%, dado o menor recurso eólico no período (-7pp vs. 1T11), tendo contribuído para gerar 314 GWh de electricidade no trimestre (-21% vs. 1T11).

## Enquadramento Regulatório

Portugal tem um sistema único, baseado em dois parâmetros aplicáveis consoante a data de entrada em funcionamento do parque eólico: Componentes da fórmula de remuneração: i) investimentos evitados em sistemas de produção alternativos; ii) custos de O&M de sistemas de produção alternativos; iii) valorização das emissões de CO2 evitadas; e, iv) indexação ao IPC.

### Antes DL 33A/2005

**Aplicação:** Parques eólicos licenciados até Fevereiro de 2006 (antes do concurso competitivo de 2006).

**Evolução:** IPC; a remuneração é actualizada desde a publicação da lei.

**Duração:** 15 anos desde a publicação do DL 33A/2005. Após, preço pool + certificados verdes, se aplicável.

**Indexação às horas de operação:** sim.

### Depois DL 33A/2005

**Aplicação:** Parques eólicos licenciados depois de Fevereiro de 2006 (aplica-se apenas ao concurso competitivo de 2006)

**Evolução:** IPC; a remuneração é constante, em termos nominais, até ao 1º ano de operação.

**Duração:** 33 GWh de produção até um limite de 15 anos. Após, pool + certificados verdes, se aplicável.

**Todos os parques eólicos que contribuem para o EBITDA de Portugal são remunerados sob o antigo modelo de remuneração**

**Capacidade Eólicas de Portugal remunerada sob o novo modelo de remuneração**

• O preço médio de venda em Portugal subiu 4% vs. 1T11 para €106/MWh, reflectindo a actualização de preços de acordo com a inflação.

• As receitas no 1T12 caíram 17% para €34M (vs. 40M no 1T11), reflectindo a queda de 21% na produção de electricidade, que foi em parte mitigada pela evolução positiva de 4% vs. 1T11 no preço de venda. No 1T12, o EBITDA em Portugal caiu para €27M com uma margem EBITDA de 79%, maioritariamente afectada pelo fraco factor de utilização.

• A actividade da EDPR em Portugal representa 13% do total da capacidade consolidada a nível mundial e 10% do EBITDA consolidado no 1T12.

Capacidade Instalada (MW)	1T12	1T11	Δ 12/11
França	306	284	+22MW
Bélgica	57	57	-
Polónia	190	130	+60MW
Roménia	285	159	+126MW
<b>Total MW</b>	<b>838</b>	<b>630</b>	<b>+208MW</b>

Factor Médio de Utilização (%)	1T12	1T11	Δ 12/11
França	24%	29%	(4 pp)
Bélgica	25%	25%	(0 pp)
Polónia	35%	29%	+5 pp
Roménia	28%	23%	+5 pp
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>28%</b>	<b>28%</b>	<b>(0 pp)</b>

Electricidade Produzida (GWh)	1T12	1T11	Δ 12/11
França	164	176	(7%)
Bélgica	31	30	+1%
Polónia	143	76	+89%
Roménia	139	35	+298%
<b>GWh</b>	<b>477</b>	<b>317</b>	<b>+50%</b>

Sumário DR (€M)	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>51,0</b>	<b>29,6</b>	<b>+72%</b>
Custos operacionais (líquido)	(7,7)	(6,5)	+18%
<b>EBITDA</b>	<b>43,3</b>	<b>23,1</b>	<b>+87%</b>
EBITDA/Receitas	84,9%	78,0%	+7 pp

• No 1T12, no Resto da Europa, a EDPR registou um notável crescimento de 33% na capacidade ao instalar 208 MW, alcançando um total de 838 MW (11% do total da capacidade instalada da empresa). Nos últimos 12 meses, 126 MW foram instalados na Roménia, 60 MW na Polónia e 22 MW em França. A capacidade do Resto da Europa está agora dispersa do seguinte modo: França 306 MW, Roménia 285 MW, Polónia 190 MW e Bélgica 57 MW. Actualmente a EDPR tem 120 MW em construção: 80 MW na Polónia, e 40 MW em Itália.

• As adições de capacidade e a estabilidade do factor de utilização em 28% no 1T12 conduziram a um crescimento de 50% na electricidade produzida alcançando 477 GWh. A Polónia e a Roménia aumentaram consideravelmente o seu peso relativo na produção do Resto da Europa de c35% para c60% em resultado capacidade recentemente adicionada e de um notável factor de utilização em ambos os países.

• O forte crescimento do preço médio na Roménia e o aumento do peso relativo do Resto da Europa na produção de electricidade do 1T12 levou à subida do preço médio para €108/MWh (+15% vs. 1T11).

## Enquadramento Regulatório

### França

**Sistema:** Tarifa fixa, estável durante 15 anos. Primeiros 10 anos: parques eólicos recebem €82/MWh; indexados à inflação e sujeitos a um factor X até ao início da operação. Anos 11 a 15: dependendo do load factor os parques eólicos recebem €82/MWh às 2.400 horas, decrescendo para €28/MWh às 3.600 horas.

### Bélgica

**Sistema:** Preço de mercado + certificados verdes (CV). Preços de CV com limites máximos e mínimos para Wallonia (€65/MWh - €100/MWh) e Flandres (€80/MWh - €125/MWh). Opção para negociar CAE de longo prazo.

### Polónia

**Sistema:** Preço de mercado + CV. Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN198,9/MWh em 2012) a cada 12 meses. As Distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de CV (PLN286,7/MWh em 2012). Opção para negociar CAE de longo prazo.

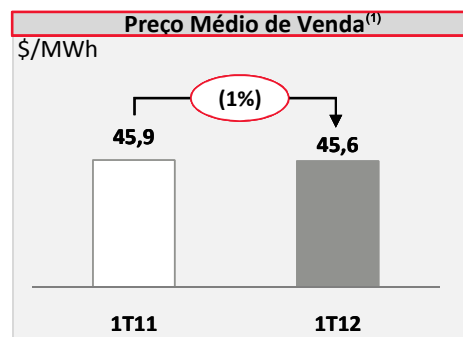
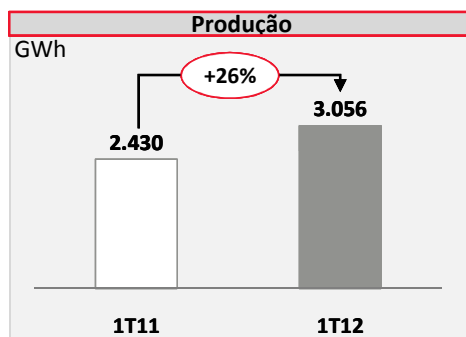
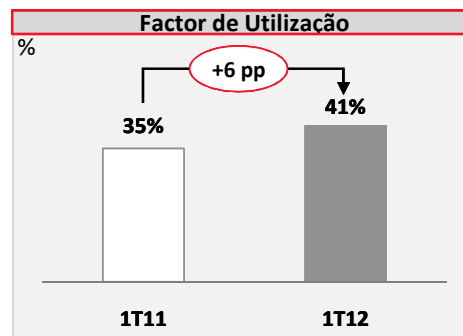
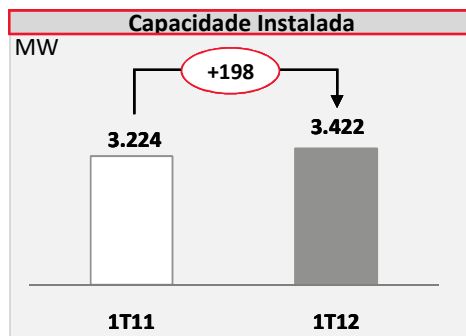
### Roménia

**Sistema:** Preço de mercado + CV. Produtores de energia eólica recebem 2 CV por cada MWh gerado até 2017. O valor de mercados dos certificados verdes é fixado em euros, tendo em 2012 o valor mínimo de €28,2 e o valor máximo de €57,4. Opção para negociar CAE de longo prazo.

Preço Médio (€/MWh)	1T12	1T11	Δ 12/11
França	87,4	85,9	+2%
Bélgica	112,0	112,0	-
Polónia	100,3	112,0	(10%)
Roménia	138,3	76,9	+80%
<b>Preço Médio Final</b>	<b>107,7</b>	<b>93,6</b>	<b>+15%</b>

Em França, a tarifa subiu 2% vs. 1T11 para €87/MWh, enquanto que na Bélgica manteve-se estável em €112/MWh em virtude dos contratos de longo prazo em vigor. Os activos da EDPR na Polónia receberam um preço médio de €100/MWh através de contratos de longo prazo atractivos (a evolução anual é resultado da desvalorização do Zloty e de diferentes estruturas contratuais para um parque eólico de 70 MW instalado em 2011, que compara com os 120 MW instalados no ano anterior). Na Roménia o preço de €138/MWh (+80% vs. 1T11) reflecte a implementação integral do enquadramento regulatório que contempla dois certificados verdes por cada MWh produzido, tornando a Roménia num dos países mais atractivos para o desenvolvimento de capacidade eólica e onde a EDPR detém uma posição de liderança.

• No 1T12, as receitas aumentaram 72% vs. 1T11 para €51M, em resultado do forte crescimento da electricidade produzida conjugado com o aumento de 15% no preço médio de venda. A evolução dos custos operacionais manteve-se muito abaixo do crescimento do negócio, tendo crescido apenas 18% vs. 1T11. O EBITDA do Resto da Europa cresceu 87% vs. 1T11 para €43M, com uma margem EBITDA de 85%.



• Nos EUA, a capacidade instalada da EDPR a Mar-12 somava 3,4 GW, o que representa um aumento de 198 MW face ao 1T11. Foram instalados 99 MW no Estado de Ohio e 99 MW no Estado de Oklahoma.

• O factor de utilização médio no 1T12 foi de 41%, tendo melhorado 6 pp vs. 1T11, dada a evolução notável do recurso eólico em todas as regiões onde a EDPR opera e a maior disponibilidade técnica dos parques em operação.

• Na sequência da contribuição integral por parte da capacidade instalada nos últimos 12 meses e do desempenho do factor de utilização, a produção de electricidade cresceu 26% no 1T12, atingindo um total de 3.056 GWh.

• O preço médio de venda no 1T12, excluindo as receitas associadas a créditos fiscais de produção (PTC), foi de \$45,6/MWh vs. \$45,9/MWh no 1T11. Esta queda reflecte recuperação em 2% dos preços finais na produção sob contratos CAE/cobertura em vigor e os baixos preços *spot* de electricidade que afectaram as receitas associadas à produção vendida a preços de mercado.

Demonstração de Resultados (US\$M)	1T12	1T11	Δ 12/11
Vendas com electricidade e outros	136,5	110,3	+24%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	47,9	41,3	+16%
<b>Receitas</b>	<b>184,4</b>	<b>151,5</b>	<b>+22%</b>
Outros proveitos operacionais	5,1	8,7	(41%)
Fornecimentos e serviços externos	(32,0)	(35,5)	(10%)
Custos com pessoal	(8,2)	(6,9)	+19%
Outros custos operacionais	(9,2)	(8,5)	+9%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(44,3)</b>	<b>(42,2)</b>	<b>+5%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>140,1</b>	<b>109,4</b>	<b>+28%</b>
EBITDA/Receitas	76,0%	72,2%	+4 pp
Provisões	-	-	-
Amortizações	(71,2)	(86,1)	(17%)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	4,5	5,6	(20%)
<b>EBIT</b>	<b>73,4</b>	<b>28,9</b>	<b>+154%</b>

Rátios eficiência - excluindo outros proveitos oper.	1T12	1T11	Δ 12/11
Opex/MW médio em operação (mil \$)	14,4	15,9	(9%)
Opex/MWh (\$)	16,2	20,9	(23%)

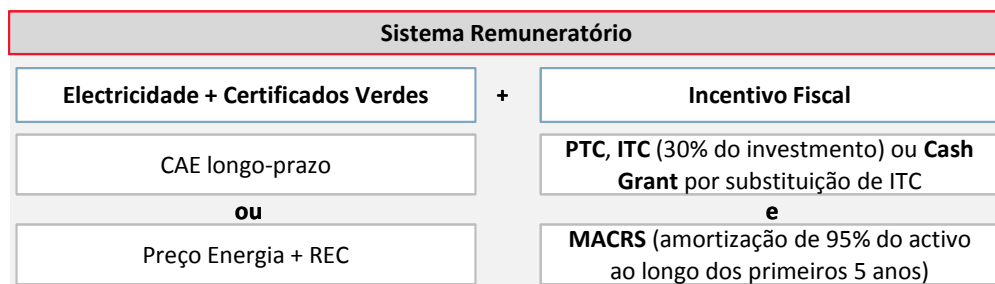
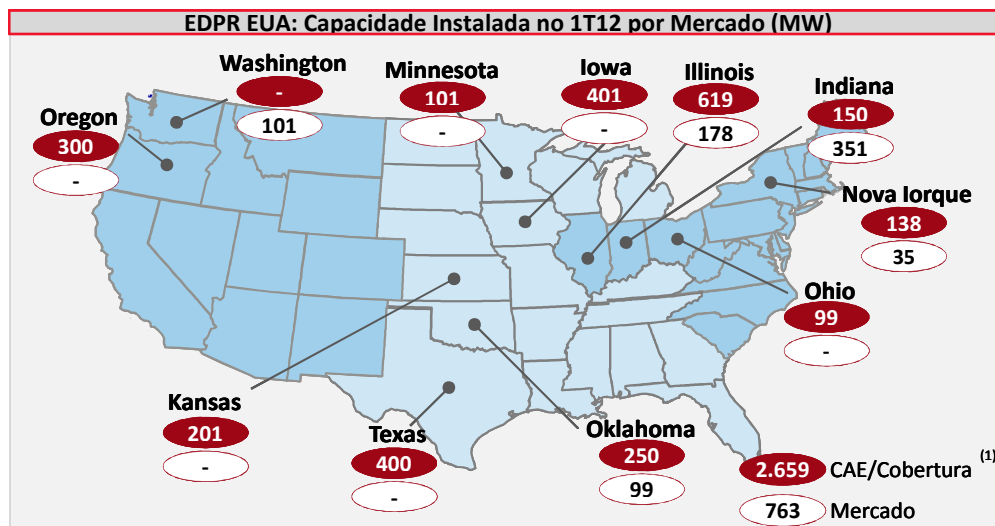
Trabalhadores	1T12	1T11	Δ 12/11
Total EUA	259	328	(21%)

• As Receitas cresceram 22% face ao período homólogo para \$184M no 1T12, beneficiando da capacidade instalada nos últimos 12 meses, do notável factor de utilização no período, da recuperação dos preços CAE e da contínua monetização de créditos fiscais através de parcerias institucionais; embora penalizadas pela queda nos preços *spot* de electricidade.

• Os custos operacionais cresceram 5% vs. 1T11, claramente abaixo do ritmo de crescimento de negócio. Os fornecimentos e serviços externos caíram 10%, dado o compromisso da EDPR em controlar os custos de O&M e serviços externos, enquanto que os custos com pessoal subiram 19% (ou \$1M) dada a menor capitalização, resultante do menor número de trabalhadores alocados a actividades de construção e desenvolvimento. Os custos operacionais por MW caíram 9%, representando assim um bom indicador dos elevados níveis de eficiência na região.

• O EBITDA do 1T12 nos EUA cresceu 28% para \$140M, dado o aumento de capacidade em operação conjugado com o notável factor de utilização e com os elevados níveis de eficiência atingidos. A margem EBITDA subiu 4pp para 76%.

<sup>(1)</sup> Excluindo proveitos relacionados com investidores institucionais.  
Nota: Taxa cambial média no 1T12 foi de 1,31 \$/€. Taxa cambial a Mar-12 foi de 1,34 \$/€.



• A Mar-12, a EDPR tinha 3,4 GW nos EUA, num total de onze Estados. Actualmente, a EDPR tem 215 MW em construção referentes ao parque eólico Marble River no Estado de Nova Iorque que tem já associado um contrato de longo-prazo para a venda dos RECs.

• No que respeita ao desempenho operacional da base de activos em operação no 1T12, a EDPR obteve uma evolução notável do factor de utilização face ao período homólogo em todas as regiões onde opera. Os elevados factores de utilização, conjugados com o crescimento da capacidade instalada conduziram a um crescimento de dois dígitos da produção de electricidade em todas as regiões.

• No 1T12, a produção coberta por CAE aumentou 35% para 2.295 GWh (reflectindo os CAE assinados nos últimos períodos), enquanto a produção exposta a preços de mercado foi de 761 GWh (25% do total vs. 30% no 1T11, devendo ainda diminuir mais durante 2012 assim que 175 MW associados a CAE já assinados iniciem a sua vigência em Jun-12).

Factor de Utilização (%)	1T12	1T11	Δ 12/11
Oeste	29%	24%	+4 pp
Centro	43%	38%	+6 pp
Este	42%	35%	+6 pp
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>41%</b>	<b>35%</b>	<b>+6 pp</b>

Electricidade Produzida (GWh)	1T12	1T11	Δ 12/11
Oeste	250	212	+18%
Centro	1.379	1.100	+25%
Este	1.426	1.118	+28%
<b>Total GWh</b>	<b>3.056</b>	<b>2.430</b>	<b>+26%</b>

Electricidade Produzida por Tipo de Contrato (GWh)	1T12	1T11	Δ 12/11
CAE/Cobertura de preço	2.295	1.695	+35%
Mercado	761	735	+3%
<b>Total GWh</b>	<b>3.056</b>	<b>2.430</b>	<b>+26%</b>

Preço Médio por Tipo de Contrato (\$/MWh)	1T12	1T11	Δ 12/11
Preço médio CAE/Cobertura de preço	51,3	50,4	+2%
Preço médio de mercado	25,7	32,6	(21%)
<b>Preço Médio Final</b>	<b>45,6</b>	<b>45,9</b>	<b>(1%)</b>

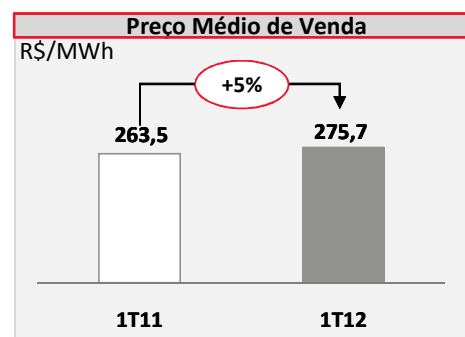
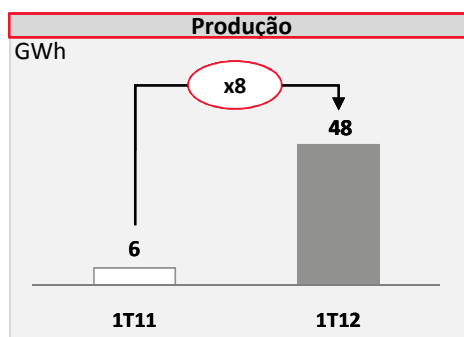
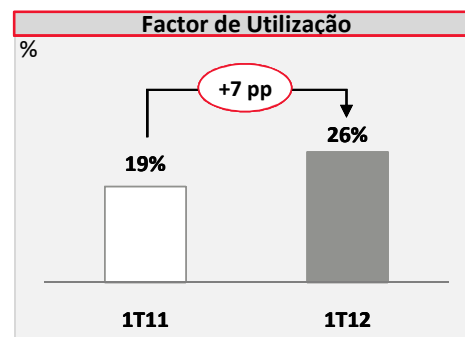
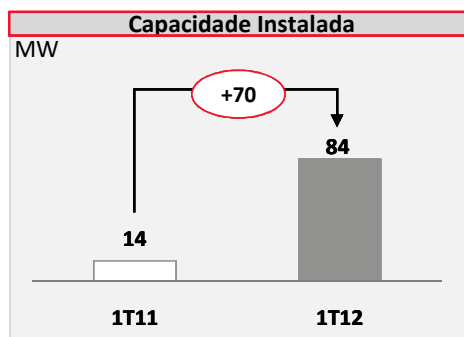
Incentivo Fiscal	1T12	1T11	Δ 12/11
MW sob PTC (Estrutura Tax Equity)	2.123	2.024	+99MW
MW sob Cash Grant Flip (Estrutura Tax Equity)	500	401	+99MW
MW sob Cash Grant	799	799	-
<b>Proveitos de Parcerias com Investidores Institucionais (US\$M)</b>	<b>47,9</b>	<b>41,3</b>	<b>+16%</b>

• O preço médio de venda de electricidade dos parques eólicos com CAE subiu 2% no 1T12, beneficiando da taxa de actualização anual dos preços, enquanto que os preços associados aos parques eólicos expostos ao mercado caíram 21% reflectindo os baixos preços de gás no 1T12 (os preços de gás caíram 31% vs. Dez-11 para \$2,06/MMBtu). Consequentemente, o preço de venda médio nos EUA manteve-se estável no 1T12 face ao período homólogo (\$45,6/MWh vs. 45,9/MWh) em resultado da subida dos preços CAE e da maior produção associada a CAE, compensando os baixos preços de electricidade spot.

• As receitas com parcerias institucionais aumentaram 16% no 1T12 para \$48M, explicado por i) factores de utilização superiores para projectos com incentivos fiscais PTC; e ii) acordos tax equity celebrados nos últimos 12 meses. Os projectos com Cash Grant beneficiam de Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais) (\$4M no 1T12).

<sup>(1)</sup> CAE e cobertura de longo prazo. Inclui CAE para 175 MW com início em Jun-2012.





- A capacidade instalada da EDPR no Brasil atingiu 84 MW a Mar-12, tendo aumentado 70 MW face ao 1T11. A EDPR concluiu a instalação do parque eólico Tramandaí de 70 MW no Estado do Rio Grande do Sul, em Maio de 2011, estando este localizado numa área de elevado recurso eólico. A capacidade instalada da empresa no Brasil está inteiramente ao abrigo do programa PROINFA, com contratos de longo prazo para a venda de electricidade ao longo de 20 anos, o que se traduz na geração de fluxos de caixa estáveis e com visibilidade durante a vida útil dos projectos.

- No 1T12, o factor de utilização médio da EDPR no Brasil melhorou 7pp para 26%, dada a contribuição positiva dos 70 MW adicionados em Maio.

- A produção de electricidade no Brasil aumentou por oito vezes face ao 1T11 para 48 GWh, na sequência do aumento de capacidade operativa ao longo dos últimos 12 meses.

Demonstração de Resultados (R\$M)	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>11,3</b>	<b>1,4</b>	<b>+694%</b>
Outros proveitos operacionais	-	-	-
Fornecimentos e serviços externos	(3,5)	(1,5)	+130%
Custos com pessoal	(0,6)	(0,6)	(12%)
Outros custos operacionais	(0,2)	(0,1)	+63%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(4,2)</b>	<b>(2,3)</b>	<b>+86%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>7,1</b>	<b>(0,8)</b>	-
EBITDA/Receitas	62,8%	n/a	-
Provisões	-	-	-
Amortizações	(3,9)	(0,8)	+397%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	-	-	-
<b>EBIT</b>	<b>3,2</b>	<b>(1,6)</b>	-

Rátios eficiência - excluindo outros proveitos	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Opex / MW médio em operação (mil R\$)</b>	<b>50,2</b>	<b>161,7</b>	<b>(69%)</b>
<b>Opex / MWh (R\$)</b>	<b>87,7</b>	<b>394,3</b>	<b>(78%)</b>

Trabalhadores	1T12	1T11	Δ 12/11
<b>Total Brasil</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	-

- No 1T12, o preço médio de venda de electricidade da EDPR no Brasil subiu 5% para \$R275,7/MWh na sequência da actualização anual indexada à taxa de inflação e do maior preço de venda associado aos 70 MW instalados em Maio de 2011.

- A EDPR somou R\$11M em Receitas no 1T12 no Brasil, representando um crescimento de oito vezes, na sequência do desempenho da produção de electricidade e da evolução positiva do preço de venda. O EBITDA do 1T12 no Brasil aumentou para R\$7M, enquanto a margem EBITDA atingiu 63%.

- Em Dezembro de 2011, foram adjudicados CAEs à EDPR para 120 MW no âmbito do leilão A-5 de energia, vindo claramente a reforçar a presença da empresa num mercado de perfil de baixo risco, com um recurso eólico atractivo e fortes perspectivas de crescimento. A EDPR irá continuar a reforçar a sua presença no Mercado Brasileiro através do desenvolvimento de projectos a estarem aptos a participar nos próximos leilões de energia.



renováveis

Dados trimestrais

# Dados Trimestrais

Dados Trimestrais	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	Δ Anual	Δ Trim.
<b>MW EBITDA</b>							
Europa	3.388	3.526	3.553	3.652	3.652	+8%	-
EUA	3.224	3.278	3.323	3.422	3.422	+6%	-
Brasil	14	84	84	84	84	-	-
<b>EDPR</b>	<b>6.625</b>	<b>6.887</b>	<b>6.959</b>	<b>7.157</b>	<b>7.157</b>	<b>+8%</b>	-
<b>Factor Médio de Utilização</b>							
Europa	29%	23%	21%	27%	27%	(2 pp)	+1 pp
EUA	35%	38%	21%	37%	41%	+6 pp	+4 pp
Brasil	19%	26%	40%	36%	26%	+7 pp	(10 pp)
<b>EDPR</b>	<b>33%</b>	<b>31%</b>	<b>21%</b>	<b>32%</b>	<b>34%</b>	<b>+1 pp</b>	<b>+2 pp</b>
<b>GWh</b>							
Europa	1.985	1.672	1.583	2.061	2.109	+6%	+2%
EUA	2.430	2.675	1.527	2.698	3.056	+26%	+13%
Brasil	6	23	75	66	48	+737%	(28%)
<b>EDPR</b>	<b>4.421</b>	<b>4.370</b>	<b>3.185</b>	<b>4.825</b>	<b>5.212</b>	<b>+18%</b>	<b>+8%</b>
<b>Tarifa/Preço de Venda</b>							
Europa (€/MWh)	88	89	90	86	96	+9%	+11%
EUA (\$/MWh) <sup>(1)</sup>	46	44	48	46	46	(1%)	(1%)
Brasil (R\$/MWh)	263	276	279	278	276	+5%	(1%)
<b>Preço Médio da Carteira (€/MWh)<sup>(1)</sup></b>	<b>58</b>	<b>53</b>	<b>64</b>	<b>57</b>	<b>60</b>	<b>+4%</b>	<b>+5%</b>
<b>Receitas (€M)</b>							
Europa	173	148	144	170	201	+16%	+18%
EUA	111	111	70	123	141	+27%	+15%
Brasil	1	3	9	8	5	+638%	(37%)
<b>EDPR</b>	<b>284</b>	<b>262</b>	<b>222</b>	<b>300</b>	<b>346</b>	<b>+22%</b>	<b>+15%</b>
<b>EBITDA (€M)</b>							
Europa	141	115	102	182	159	+13%	(13%)
EUA	80	80	38	73	107	+34%	+47%
Brasil	(0)	2	6	5	3	-	(43%)
<b>EDPR</b>	<b>220</b>	<b>189</b>	<b>139</b>	<b>252</b>	<b>263</b>	<b>+20%</b>	<b>+4%</b>
<b>EBITDA/Receitas</b>							
Europa	81%	78%	71%	107%	79%	(2 pp)	(28 pp)
EUA	72%	72%	54%	59%	76%	+4 pp	+16 pp
Brasil	-	64%	70%	69%	63%	-	(6 pp)
<b>EDPR</b>	<b>77%</b>	<b>72%</b>	<b>63%</b>	<b>84%</b>	<b>76%</b>	<b>(1 pp)</b>	<b>(8 pp)</b>
<b>Resultado Líquido EDPR (€M)</b>	<b>49</b>	<b>40</b>	<b>(27)</b>	<b>26</b>	<b>62</b>	<b>+26%</b>	<b>+139%</b>
<b>Capex (€M)</b>							
Europa	100	54	62	152	40	(60%)	(74%)
EUA	27	102	108	169	14	(46%)	(91%)
Brasil	62	(2)	1	2	1	(99%)	(74%)
<b>EDPR</b>	<b>191</b>	<b>155</b>	<b>171</b>	<b>313</b>	<b>55</b>	<b>(71%)</b>	<b>(82%)</b>
<b>Dívida Líquida (€M)</b>	<b>3.076</b>	<b>3.285</b>	<b>3.447</b>	<b>3.387</b>	<b>3.544</b>	<b>+15%</b>	<b>+5%</b>
<b>Passivo com Parcerias com Investidores Instit. (€M)</b>	<b>887</b>	<b>865</b>	<b>965</b>	<b>1.011</b>	<b>963</b>	<b>+9%</b>	<b>(5%)</b>

<sup>(1)</sup> Exclui proveitos relacionados com parcerias com investidores institucionais



**renováveis**

## **Demonstrações Financeiras**

# EDPR: Demonstração de Resultados por Região



1T12 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Adj.	Consolidado
Vendas com electricidade e outros	200,6	104,1	4,9	0,0	309,6
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	36,5	-	-	36,5
<b>Receitas</b>	<b>200,6</b>	<b>140,7</b>	<b>4,9</b>	<b>0,0</b>	<b>346,2</b>
Outros proveitos operacionais	3,0	3,9	-	(0,6)	6,3
Fornecimentos e serviços externos	(28,4)	(24,4)	(1,5)	(2,9)	(57,3)
Custos com pessoal	(6,2)	(6,3)	(0,3)	(1,1)	(13,8)
Outros custos operacionais	(10,5)	(7,0)	(0,1)	(0,4)	(18,0)
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(42,1)</b>	<b>(33,8)</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(5,0)</b>	<b>(82,7)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>158,5</b>	<b>106,9</b>	<b>3,1</b>	<b>(5,0)</b>	<b>263,5</b>
EBITDA/Receitas	79,0%	76,0%	+62,8%	n.a.	76,1%
Provisões	(0,0)	-	-	-	(0,0)
Amortizações	(61,6)	(54,3)	(1,7)	(0,6)	(118,2)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	0,3	3,4	-	(0,0)	3,7
<b>EBIT</b>	<b>97,2</b>	<b>56,0</b>	<b>1,4</b>	<b>(5,6)</b>	<b>149,0</b>

1T11 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Adj.	Consolidado
Vendas com electricidade e outros	172,3	80,6	0,6	0,6	254,2
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	30,2	-	-	30,2
<b>Receitas</b>	<b>172,9</b>	<b>110,8</b>	<b>0,6</b>	<b>0,0</b>	<b>284,3</b>
Outros proveitos operacionais	3,5	6,4	-	5,9	15,8
Fornecimentos e serviços externos	(24,6)	(25,9)	(0,7)	(3,9)	(55,1)
Custos com pessoal	(5,5)	(5,0)	(0,3)	(1,2)	(12,1)
Outros custos operacionais	(5,7)	(6,2)	(0,0)	(0,9)	(12,8)
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(32,3)</b>	<b>(30,8)</b>	<b>(1,0)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(64,2)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>140,6</b>	<b>79,9</b>	<b>(0,4)</b>	<b>(0,1)</b>	<b>220,1</b>
EBITDA/Receitas	81,3%	72,2%	n/a	n.a.	77,4%
Provisões	0,3	-	-	-	0,3
Amortizações	(59,8)	(62,9)	(0,3)	(0,6)	(123,7)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	0,4	4,1	-	(0,0)	4,5
<b>EBIT</b>	<b>81,5</b>	<b>21,1</b>	<b>(0,7)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>101,3</b>

# EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País



1T12 (€M)	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal	Resto da Europa	Outros/Adj.	Europa
Receitas	115,3	33,7	51,0	0,6	200,6
Custos Operacionais (líquido)	(23,4)	(7,1)	(7,7)	(4,0)	(42,1)
<b>EBITDA</b>	<b>91,9</b>	<b>26,6</b>	<b>43,3</b>	<b>(3,4)</b>	<b>158,5</b>
EBITDA/Receitas	79,7%	79,0%	84,9%	n.a.	79,0%
Amortizações e Provisões	(41,8)	(6,9)	(11,6)	(1,0)	(61,3)
<b>EBIT</b>	<b>50,1</b>	<b>19,8</b>	<b>31,7</b>	<b>(4,4)</b>	<b>97,2</b>

1T11 (€M)	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal	Resto da Europa	Outros/Adj.	Europa
Receitas	103,0	40,5	29,6	(0,2)	172,9
Custos Operacionais (líquido)	(19,9)	(6,8)	(6,5)	0,9	(32,3)
<b>EBITDA</b>	<b>83,2</b>	<b>33,6</b>	<b>23,1</b>	<b>0,7</b>	<b>140,6</b>
EBITDA/Receitas	80,7%	83,1%	78,0%	n.a.	81,3%
Amortizações	(39,2)	(8,5)	(10,9)	(0,5)	(59,1)
<b>EBIT</b>	<b>44,0</b>	<b>25,2</b>	<b>12,2</b>	<b>0,2</b>	<b>81,5</b>

<sup>(1)</sup> **Nota importante para Espanha e Outros:** A EDPR tem procurado reduzir a sua exposição ao preço da *pool* espanhola. Apesar de inteiramente dedicado a activos localizados em Espanha, o ganho de cobertura de preços de €0.7M no 1T12 (sem ganhos no 1T11) está contabilizado ao nível da plataforma europeia (Out./Ajust.). Na página 11, o ganho de cobertura de preços foi incluído junto com a divisão Espanha apenas para propósito de análise.



Anexo

Pipeline (MW)	Tier 1	Tier 2	Tier 3	Subtotal	Prospects	Total
Espanha	81	233	1.956	2.270	1.527	3.797
Portugal <sup>(1)</sup>	108	17	13	138	200	338
<b>Resto de Europa</b>	<b>162</b>	<b>860</b>	<b>2.002</b>	<b>3.024</b>	<b>1.899</b>	<b>4.923</b>
- França	32	102	218	351	359	710
- Bélgica	-	13	30	43	-	43
- Polónia	76	300	219	595	770	1.365
- Roménia	54	264	30	348	200	548
- Itália	-	182	58	240	570	810
- UK	-	-	1.448	1.448	-	1.448
<b>Europa</b>	<b>351</b>	<b>1.110</b>	<b>3.971</b>	<b>5.432</b>	<b>3.626</b>	<b>9.058</b>
<b>EUA</b>	<b>775</b>	<b>3.968</b>	<b>3.135</b>	<b>7.878</b>	<b>2.295</b>	<b>10.173</b>
<b>Canadá</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>América do Norte</b>	<b>775</b>	<b>3.968</b>	<b>3.135</b>	<b>7.878</b>	<b>2.395</b>	<b>10.273</b>
<b>Brasil</b>	<b>146</b>	<b>153</b>	<b>615</b>	<b>914</b>	<b>700</b>	<b>1.614</b>
<b>EDPR</b>	<b>1.272</b>	<b>5.231</b>	<b>7.721</b>	<b>14.224</b>	<b>6.721</b>	<b>20.945</b>

<sup>(1)</sup> Inclui 102 MW de projectos em Tier 1 atribuíveis à EDPR no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal.





**renováveis**

powered by nature