



edp renováveis

Resultados 1T 2011

Direcção de Relações com Investidores

Rui Antunes, Director
Francisco Beirão
Diogo Cabral

Telefone: +34 902 830 700
Fax: +34 914 238 429
Email: ir@edprenovaveis.com
Site: www.edprenovaveis.com

Conference call & webcast

Data: Quarta-feira, 4 de Maio de 2011, 14:00 GMT | 15:00 CET
Webcast: www.edprenovaveis.com
Número de telefone: +44 (0)20 7162 0177 | +34 917 889 897 | +351 800 782 052
Número de telefone para repetição: +44 (0)20 7031 4064 Código Acesso: 894064 (até 10 de Maio de 2011)

4 de Maio de 2011

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





Destaques do 1T11	- 2 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas	- 3 -
Principais Dados Operacionais	- 4 -
Dados Operacionais de Capacidade e <i>Capex</i>	- 5 -
<i>Cash-Flow</i>	- 6 -
Dívida Líquida e Resultados Financeiros	- 7 -
Plataformas de Actividade	- 8 -
Europa	- 9 -
EUA	- 13 -
Dados Trimestrais	- 15 -
Demonstrações Financeiras	- 17 -
Anexo	- 20 -

Destaques do 1T11



Sumário Resultados Financeiros

Dados Operacionais	1T11	1T10	Δ 10/09
Capacidade instalada (MW EBITDA + ENEOP)	6.864	5.668	+1.196
Factor de utilização (%)	33%	33%	-
Produção (GWh)	4.421	3.639	+21%
Preço médio venda electricidade (€/MWh)	57,9	59,9	(3%)

DR (€M)	1T11	1T10	Δ 10/09
Receitas	284	242	+17%
Custos Operacionais	64	58	+11%
EBITDA	220	185	+19%
EBITDA / Receitas	77%	76%	+1 pp
Resultado Líquido (Accionistas EDPR)	49	43	+16%

Fluxo de Caixa (€M)	1T11	1T10	Δ 10/09
Fluxo de caixa operacional	173	147	+18%
Capex	191	382	(50%)

Balanco (€M)	1T11	FY10	Δ €
Dívida Líquida	3.076	2.848	+228
Passivo líq. com investidores instit. (EUA)	887	934	(48)

Principais Acontecimentos do Período

- Março: EDPR reforça posição em Espanha e aumenta para 100% a sua participação na Genesa. A EDPR pagou €231M pela participação remanescente a 1 de Abril (com impacto apenas no 2T11).
- Abril: EDPR vende participação financeira de 16,6% (12 MW líquidos) num parque eólico em Espanha à Enel Green Power. O valor total da transação foi de €10,7M (ou €24,5M de EV) que resulta numa mais-valia após impostos de €6,6M (com impacto apenas no 2T11).
- Abril: EDPR vê aprovadas todas as deliberações na sua assembleia geral anual.

Crescimento do EBITDA (€M)



EBITDA por Plataforma



• **A EDP Renováveis ("EDPR") instalou 1,2 GW nos últimos 12 meses**, adicionando 1,1 GW à capacidade consolidada e 138 MW (atribuíveis à EDPR) através do consórcio Eólicas de Portugal ("ENEOP").

• **A EDPR atingiu um factor de utilização de 33% no 1T11**, um dos mais elevados do sector eólico, evidenciando a elevada qualidade dos seus activos. A estabilidade do factor de utilização resulta de uma carteira de activos equilibrada, de uma criteriosa selecção geográfica e de um forte conhecimento na maximização da produção eólica.

• **A produção de electricidade no 1T11 aumentou 21% para 4.421 GWh**, em linha com o crescimento da capacidade instalada e na sequência de um factor de utilização médio estável. A produção de electricidade nos EUA cresceu 37% em resultado das adições de capacidade e de uma forte recuperação do factor de utilização no 1T11.

• **O preço médio de venda caiu ligeiramente (3%) face ao período homólogo** dado maior peso relativo da produção dis EUA vendida a preços abaixo do preço médio da carteira de activos. Os preços na Europa compensaram parcialmente os dos EUA, com recuperação de preços em todas as geografias europeias.

• **As Receitas e o EBITDA aumentaram 17% e 19% face ao 1T10, respectivamente**. A evolução notável ao nível do EBITDA reflecte o forte crescimento operacional e uma melhor margem EBITDA (77% no 1T11).

• **O Resultado Líquido no 1T11 aumentou 16% face ao mesmo período do ano passado para €49M**, reflectindo o crescimento do negócio no período.

• **O Fluxo de Caixa Operacional cresceu 18% vs. o 1T10 para €173M**, demonstrando uma maior capacidade de geração de fluxo de caixa proveniente dos activos em operação. O Fluxo de Caixa Operacional cobriu 90% do investimento operacional do 1T11.

• **A Dívida Líquida aumentou €0,2 mil milhões (vs. Dez-10) para €3,1 mil milhões, embora a Dívida Bruta tenha sido reduzida em €0,2 mil milhões para €3,4 mil milhões** dado que todas as necessidades de financiamento foram cobertas pelo Fluxo de Caixa Operacional e por caixa e equivalentes.

Demonstrações Financeiras Consolidadas



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

Demonstração de Resultados (€M)	1T11	1T10	Δ 11/10
Receitas	284,3	242,5	+17%
Fornecimentos e serviços externos	55,1	42,5	+29%
Custos com pessoal	12,1	13,3	(9%)
Outros custos / (proveitos) operacionais	(3,0)	2,1	-
Custos Operacionais	64,2	57,9	+11%
EBITDA	220,1	184,5	+19%
EBITDA/Receitas	77,4%	76,1%	+1,3 pp
Provisões para riscos e encargos	(0,3)	(0,0)	-
Amortizações	123,7	96,2	+29%
Compensação amortizações de activo subsidiado	(4,5)	(2,2)	-
EBIT	101,3	90,6	+12%
Ganhos/(perdas) na alienação de activos financeiros	-	-	-
Resultados financeiros	(38,4)	(29,9)	(28%)
Ganhos/(perdas) em associadas	3,0	2,0	+49%
Resultados Antes de Impostos	65,9	62,7	+5%
IRC e impostos diferidos	(14,7)	(17,5)	+16%
Ganhos / (perdas) na alienação de actividades descontinuada	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	51,1	45,2	+13%
Accionistas EDPR	49,2	42,6	+16%
Interesses minoritários	2,0	2,6	(25%)

Receitas: Inclui maioritariamente vendas com electricidade, proveitos relacionados com parcerias com investidores institucionais nos EUA e custos com electricidade consumida.

Activos (€M)	1T11	2010
Activos fixos tangíveis (líquido)	9.768	9.982
Activos intangíveis (líquido)	1.327	1.367
Investimentos financeiros (líquido)	68	64
Impostos diferidos activos	40	39
Inventários	29	24
Clientes (líquido)	141	144
Outros devedores (líquido)	525	757
Activos financeiros detidos para negociação	36	36
Caixa e equivalentes	255	424
Total Activo	12.188	12.835
Capital Próprio (€M)	1T11	2010
Capital + prémios de emissão	4.914	4.914
Resultados e outros reservas	356	274
Resultado líquido atribuível aos accionistas EDPR	49	80
Interesses minoritários	128	126
Total do Capital Próprio	5.447	5.394
Passivo (€M)	1T11	2010
Dívida financeira	3.363	3.534
Passivo com investidores institucionais	896	1.009
Provisões para riscos e encargos	54	54
Impostos diferidos passivos	367	372
Proveitos diferidos de investidores institucionais	632	635
Credores e outros passivos (líquido)	1.428	1.839
Total do Passivo	6.741	7.442
Total do Capital Próprio e Passivo	12.188	12.835

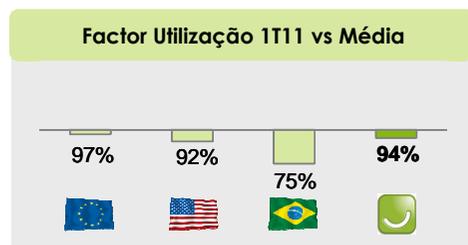
Principais Dados Operacionais



MW EBITDA	1T11	1T10	Δ 11/10
Europa	3.388	2.930	+458
EUA	3.224	2.624	+600
Brasil	14	14	-
Total	6.625	5.567	+1.058

Factor Utiliz.	1T11	1T10	Δ 11/10
Europa	29%	34%	(5 pp)
EUA	35%	31%	+4 pp
Brasil	19%	22%	(2 pp)
Total	33%	33%	-

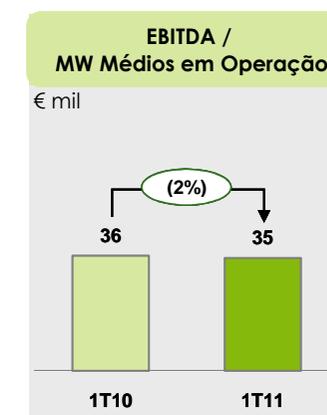
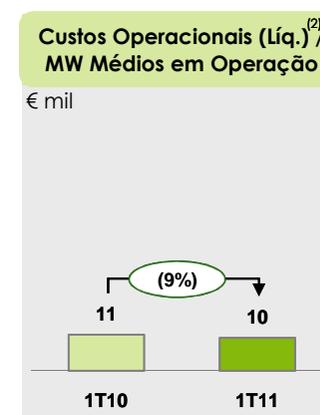
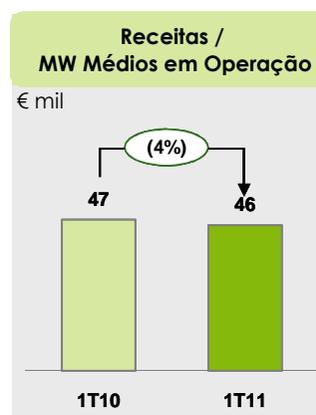
Sumário DR (€M)	1T11	1T10	Δ 11/10
Receitas	284	242	+17%
Custos Operacionais	64	58	+11%
EBITDA	220	185	+19%
EBITDA / Receitas	77%	76%	+1 pp



GWh	1T11	1T10	Δ 11/10
Europa	1.985	1.856	+7%
EUA	2.430	1.777	+37%
Brasil	6	6	(10%)
Total	4.421	3.639	+21%

Preço ⁽¹⁾	1T11	1T10	Δ 11/10
Europa	€87,5	€83,0	+5%
EUA	\$45,9	\$49,2	(7%)
Brasil	R\$ 263,5	R\$ 234,9	+12%
Total	€57,9	€59,9	(3%)

Empregados	1T11	1T10	Δ 11/10
Total	852	760	+12%



- A EDPR adicionou 1.058 MW nos últimos 12 meses à sua capacidade instalada consolidada, dos quais 458 MW na Europa e 600 MW nos EUA. A Mar-11, a EDPR tinha 88% da sua carteira de activos associada a contratos de longo prazo e a enquadramentos regulatórios estáveis, enquanto que apenas 12% estavam expostos integralmente ao mercado.

- Durante o primeiro trimestre de 2011, o factor de utilização médio permaneceu estável em 33%, tendo estado entre os mais elevados do sector eólico, em resultado de uma carteira de activos equilibrada e de vantagens competitivas que permitem a maximização da produção eólica. Nos EUA, o recurso eólico obteve uma forte recuperação em comparação com o 1T10. Na Europa, o factor de utilização caiu para 29%, dado o extraordinário recurso eólico na Península Ibérica no 1T10.

- No seguimento da estabilidade do factor de utilização médio no 1T11, a produção de electricidade aumentou 21% face ao 1T10, em linha com o crescimento da capacidade instalada. A produção nos EUA apresentou um crescimento notável (+37% vs. o período homólogo), enquanto que na Europa a produção de electricidade evoluiu 7% vs. 1T10, aquém do crescimento da capacidade devido ao menor recurso eólico.

- Do total de electricidade produzida no 1T11, 83% foi vendido sob enquadramentos regulatórios de longo prazo, enquanto que 17% estiveram expostos aos preços de electricidade *spot* nos EUA (a divergência entre a exposição de MW e GWh é explicada por alguns contratos CAE nos EUA não terem ainda iniciado o período contratual).

- O preço médio de venda, excluindo receitas associadas com PTCs nos EUA, caiu ligeiramente para €57,9/MWh devido a um maior peso relativo dos EUA na carteira de activos de produção. Os preços nos EUA caíram 7% na sequência dos baixos preços de electricidade *spot* e de diferentes estruturas de preços em alguns dos novos contratos CAE/cobertura (com um menor preço inicial mas maiores taxas de actualização anual). Na Europa, o preço médio aumentou 5% face ao 1T10, dadas as contribuições positivas por parte de todas as geografias. Os contribuidores mais importantes foram Espanha, dada a recuperação do preço da *pool*, e o Resto da Europa, no seguimento do forte crescimento da produção vendida a preços acima da média da carteira de activos.

- As Receitas aumentaram 17% face ao 1T10, e o EBITDA subiu 19% em resultado de um forte crescimento operacional e de uma melhoria na margem EBITDA.

⁽¹⁾ Exclui proveitos relacionados com investidores institucionais

⁽²⁾ Inclui outros proveitos

Dados Operacionais de Capacidade e Capex



Capacidade Instalada (MW)	1T11	1T10	Δ 11/10
Espanha	2.158	1.923	+235
Portugal	599	595	+4
França	284	235	+49
Bélgica	57	57	-
Polónia	130	120	+10
Roménia	159	-	+159
Europa	3.388	2.930	+458
EUA	3.224	2.624	+600
Brasil	14	14	-
MW EBITDA	6.625	5.567	+1.058
Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	239	101	+138
MW EBITDA + Eólicas de Portugal	6.864	5.668	+1.196

Em Construção (MW)	1T11
Espanha	92
Bélgica	13
Polónia	60
Roménia	69
Europa	233
EUA	99
Brasil	70
MW EBITDA	402
Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	58
MW EBITDA + Eólicas de Portugal	461

Capex (€M) ⁽¹⁾	1T11	1T10	Δ %	Δ €
Europa	100	166	(40%)	(66)
EUA	27	199	(86%)	(172)
Brasil	62	13	+389%	+49
Outros	2	4	(44%)	(2)
Capex Total	191	382	(50%)	(191)

⁽¹⁾ Despesas com Investimento Operacional excluem "Cash Grant" nos EUA

Pipeline (MW)	Tier 1	Tier 2	Tier 3	Sub-Total	Prospects	Total
Europa	596	1.155	4.872	6.623	3.845	10.468
América Norte	1.074	6.508	7.445	15.026	4.087	19.113
Brasil	81	153	560	794	700	1.494
Total	1.750	7.815	12.877	22.443	8.632	31.075

- A Mar-11, a EDPR geria uma carteira de activos em operação de 6.864 MW repartidos por 8 países (incluindo a participação no consórcio Eólicas de Portugal, consolidado através do método de equivalência patrimonial).

- Durante os últimos 12 meses foram adicionados 1,2 GW à capacidade instalada, dos quais 596 MW na Europa e 600 MW nos EUA. No 1T11, a EDPR instalou 188 MW (~22% do total previsto para 2011), integralmente adicionados na Europa: 109 MW em Espanha, 69 MW na Roménia e 10 MW na Polónia.

- A Mar-11, a EDPR tinha 461 MW em construção, dos quais 292 MW na Europa, 99 MW nos EUA e 70 MW no Brasil. Na Europa, 92 MW estavam em construção em Espanha, 69 MW na Roménia, 60 MW na Polónia, 58 MW em Portugal (atribuíveis à EDPR através do consórcio Eólicas de Portugal) e 13 MW na Bélgica. Nos EUA, a EDPR tem em construção 99 MW do parque eólico Timber Road II em Ohio (no PJM), o qual já tem um CAE a 20 anos. No Brasil, a EDPR está a concluir a construção do parque eólico de 70 MW.

- Os 461 MW em construção estão abrangidos por enquadramentos remuneratórios ou contratos de longo prazo. Para 2011, a EDPR prevê instalar 800-900 MW, com a Europa como principal motor de crescimento.

- O investimento operacional no 1T11 foi de €191M, reflectindo a capacidade adicionada no período e a capacidade em construção. O investimento operacional no 1T11 diminuiu 50% face a igual período do ano anterior maioritariamente devido à desaceleração do crescimento de capacidade planeada para 2011. Do total de €191M de investimento operacional no 1T11, €34M estiveram relacionados com a conclusão dos novos MWs e €134M foram destinados à capacidade em construção e em desenvolvimento.

- A EDPR tem actualmente uma carteira de projectos em desenvolvimento de 31 GW distribuída entre 11 países. Além dos 8 países onde tem activos em operação, a EDPR encontra-se a desenvolver um projecto eólico *offshore* de 1,3 GW no Reino Unido, detém já 991 MW em fase de desenvolvimento em Itália (prevendo instalar o primeiro projecto a finais de 2011), e iniciou o desenvolvimento dos seus primeiros 100 MW no Canadá.

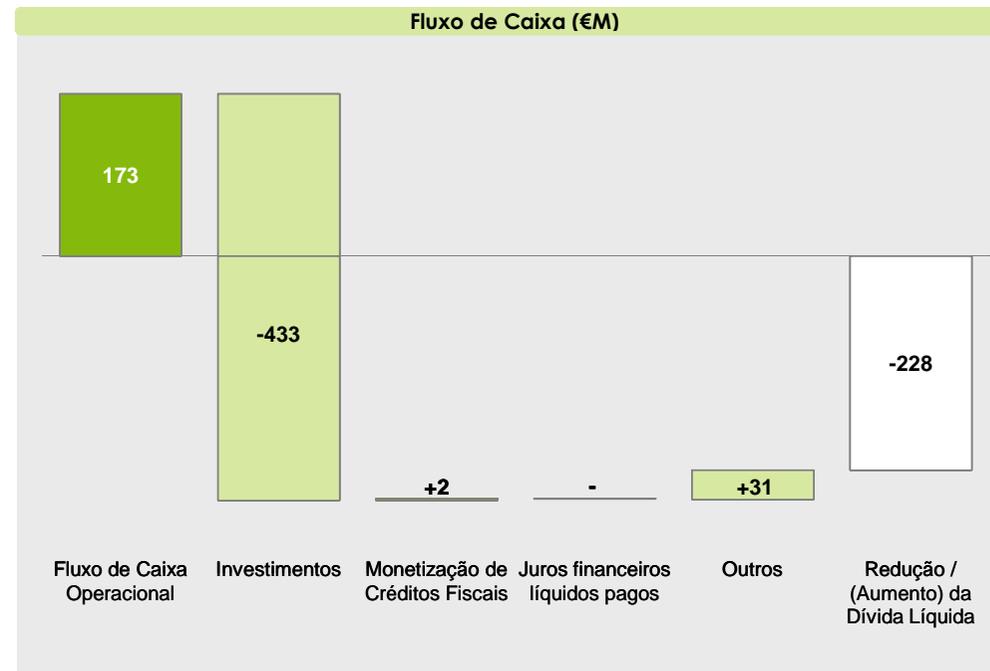


Fluxo de Caixa (€M)	1T11	1T10	Δ 11/10
EBITDA	220	185	+19%
Imposto corrente	(23)	(15)	+49%
Juros financeiros líquidos	(45)	(31)	+42%
Ganhos em associadas	3	2	+49%
FFO (Funds from operations)	156	140	+11%
Juros financeiros líquidos	45	31	+42%
Ganhos em associadas	(3)	(2)	+49%
Outros ajustamentos e variações não financeiras	(29)	(13)	(121%)
Variações de fundo de manei	5	(9)	-
Fluxo de caixa operacional	173	147	+18%
Investimentos operacionais e financeiros (desinvest.)	(132)	(381)	(65%)
Variação de fundo de manei de fornecedores de imobilizado "Cash Grant"	(301)	(140)	(115%)
	2	-	-
Fluxo de caixa operacional líquido	(258)	(374)	+31%
Recebimentos (pagamentos) com parcerias institucionais	(4)	(3)	(49%)
Juros financeiros líquidos pagos	(0)	-	-
Outros	35	(68)	-
Redução / (Aumento) de dívida líquida	(228)	(445)	+49%

No 1T11, o desempenho operacional da EDPR gerou um fluxo de caixa de €173M, representando um crescimento de 18% vs. o 1T10 e demonstrando claramente a capacidade de geração de caixa por parte dos seus activos em operação. Dado o ciclo de crescimento da Empresa, os níveis de investimento operacional mantiveram-se acima do da geração de fluxo de caixa, conduzindo a um aumento de Dívida Líquida em €228M para o período.

De seguida enumeram-se os principais movimentos de fluxo de caixa do 1T11:

- Os Fundos Gerados pelas Operações (FFO), resultando do EBITDA após juros da dívida, ganhos em associadas e impostos, aumentaram 11% face ao período homólogo. O crescimento dos juros da dívida foi superior ao crescimento do EBITDA dado o ciclo de crescimento da EDPR;
- O Fluxo de Caixa Operacional, ajustado por custos financeiros líquidos, componentes não-caixa (nomeadamente receitas com parcerias institucionais nos EUA) e líquido de variações de fundo de manei, totalizou €173M (+18% face ao período homólogo);



• As actividades de investimento totalizaram €433M, em resultado dos investimentos operacionais e investimentos/desinvestimentos financeiros (no 1T11 houve uma redução de caução de depósitos de €65M relacionada com parcerias institucionais) ajustados de fundo de manei com fornecedores de equipamento (€301M no 1T11 relacionado com pagamentos de investimento operacional efectuado em 2010 já contabilizado como activo fixo);

• Financiamento de actividades de investimento: i) Fluxo de Caixa Operacional cobriu 90% do investimento operacional do 1T11 (€191M); enquanto que ii) as despesas de investimento remanescentes foram cobertas na íntegra por caixa e equivalentes.

• O efeito cambial contribuiu para uma redução de €74M na dívida líquida, em consequência da desvalorização do Dólar Norte-Americano entre Dez-10 e Mar-11;

Dívida Líquida e Resultados Financeiros



Dívida Líquida (€M) | 1T11 | 2010 | Δ €

Empréstimos bancários e outros	758	733	+24
Dívida com empresas do Grupo EDP	2.606	2.800	(195)
Dívida financeira	3.363	3.534	(170)

Caixa e equivalentes	255	424	(169)
Empréstimos a empresas associadas e cash pooling	-3	226	(229)
Activos financeiros devidos para negociação	36	36	(0)
Caixa e Equivalentes	287	685	(398)

Dívida Líquida	3.076	2.848	+228
-----------------------	--------------	--------------	-------------

Divisão da Dívida Líquida por Activos | 1T11 | 2010 | Δ €

Dívida líquida relativa a activos em operação	2.457	2.435	+21
Dívida líquida relativa a activos em construção e desenv.	620	413	+206

Passivo: Parcerias com investidores institucionais (€M) ⁽¹⁾ | 1T11 | 2010 | Δ €

Passivo líquido com parcerias com investidores institucionais	887	934	(48)
--	------------	------------	-------------

Resultados Financeiros Líquidos (€M) | 1T11 | 1T10 | Δ %

Juros financeiros líquidos	(44,5)	(31,3)	(42%)
Custos com parcerias com investidores institucionais	(15,5)	(15,9)	+2%
Custos capitalizados	14,8	14,8	(0%)
Diferenças cambiais	9,0	5,9	+54%
Outros	(2,2)	(3,4)	+34%
Resultados Financeiros Líquidos	(38,4)	(29,9)	(28%)

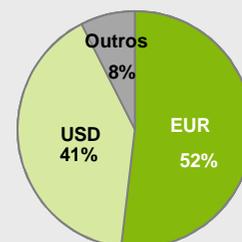
• A Dívida Financeira Bruta da EDPR diminuiu em €0,2 mil milhões para €3,4 mil milhões no período. 77% da dívida da EDPR correspondem a empréstimos junto do Grupo EDP, enquanto que a dívida com instituições financeiras reflecte maioritariamente dívida em *project finance* com um perfil de longo prazo.

• A Dívida Líquida a Mar-11 cresceu para €3,1 mil milhões, acima dos €2,8 mil milhões a finais de 2010, reflectindo principalmente as despesas de investimento do período pagas através de fluxo de caixa e de caixa e equivalentes (a Dívida Líquida não reflecte ainda o pagamento de €231M referente à compra de 20% de participação na Genesa à Caja Madrid). A dívida líquida relacionada com activos em operação totalizou €2.457M, enquanto que a dívida líquida relacionada com activos em construção e desenvolvimento somou €620M.

• O passivo com investidores institucionais nos EUA caiu de €934M no final de 2010 para €887M no 1T11, devido i) a um menor passivo dada a geração de benefícios fiscais para o parceiro institucional; e ii) a efeitos cambiais; compensado por iii) uma redução na caução de depósitos exigida pela condições contratuais durante os primeiros períodos de parceria.

• Os custos financeiros foram de €38M no 1T11, 28% acima dos €30M registados no 1T10. Este facto é explicado pelo aumento dos encargos com juros líquidos em resultado

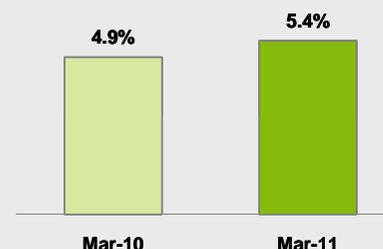
1T11: Dívida Financeira por divisa



1T11: Dívida Financeira por tipo



Custo médio da dívida a Março



1T11: Enterprise Value

	€MM	%
Equity ⁽²⁾	4,4	51%
Minoritários	0,1	1%
Opção Put ⁽³⁾	0,2	3%
TEI	0,9	10%
Dívida Líquida	3,1	35%
EV	8,7	100%

i) do crescimento da dívida, em linha com o actual programa de investimento em curso (Dívida Bruta média de €3,4 mil milhões no 1T11 vs. €2,8 mil milhões no 1T10); e ii) do aumento das taxas de juro, em consequência do alargamento dos *spreads* na dívida contratada durante 2009 e 2010.

• A Mar-11, 52% da dívida financeira da EDPR estava denominada em Euros, enquanto que 41% estava em Dólares Norte-Americanos (dado os investimentos nos EUA). Os restantes 8% estão relacionados com 70 MW em construção no Brasil (financiamento em Reais) e com o *project finance* em Zloty para os 120 MW em operação na Polónia.

• 91% da dívida financeira da EDPR estava sob taxa fixa, reflectindo os acordos de financiamento com a EDP e as coberturas de taxa de juro na dívida externa. 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, reduzindo assim a sua exposição à volatilidade da taxa de juro e risco de refinanciamento.

• A Mar-11, o custo médio da dívida foi de 5,4%, um aumento de 50pb em comparação com Mar-10, reflectindo o perfil de duração de longo prazo da dívida e o alargamento dos *spreads* na nova dívida em linha com os actuais preços de mercado.

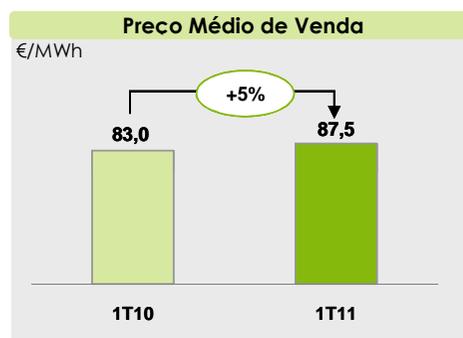
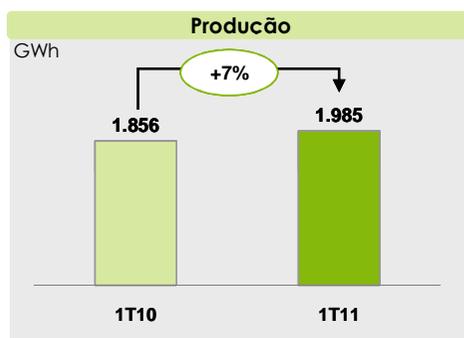
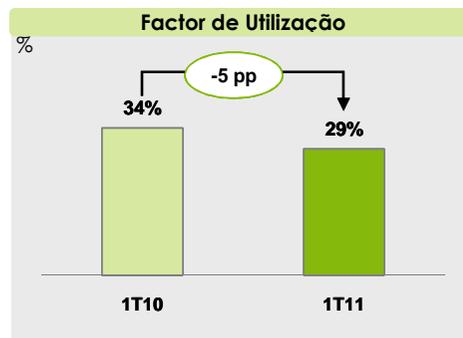
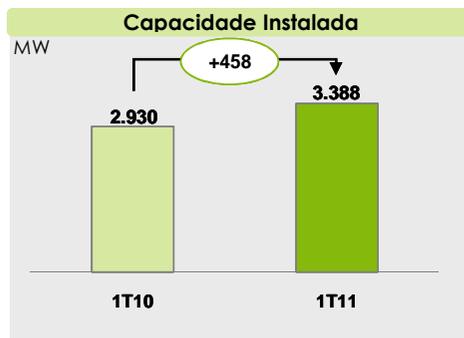
⁽¹⁾ Líquido de: i) benefícios fiscais já atribuídos aos investidores e a serem reconhecidos na DR no futuro; e ii) caução de depósitos

⁽²⁾ Capitalização bolsista a 31 Mar-2011

⁽³⁾ Já exercida. A EDPR pagou €231M à Caja Madrid a 1 de Abril, por 20% de participação na Genesa



edp renováveis
Plataformas de Actividade



- A capacidade instalada da EDPR na Europa atingiu 3.388 MW a Mar-11, crescendo 458 MW nos últimos 12 meses. Foram adicionados 235 MW em Espanha, 4 MW em Portugal e 218 MW no Resto da Europa. Em Portugal, foram ainda instalados 138 MW associados à capacidade atribuível no consórcio Eólicas de Portugal (consolidados através do método de equivalência patrimonial).

- Durante o período, o factor de utilização médio aumentou para 29%, dado o menor recurso eólico na Península Ibérica no 1T11 vs. um extraordinário recurso eólico no 1T10. Apesar do menor recurso eólico verificado neste trimestre, o factor de utilização médio da EDPR na Europa continua a demonstrar uma clara vantagem competitiva, permitindo à Empresa alcançar rentabilidades superiores para os seus activos.

- A produção de electricidade na Europa cresceu 7% face ao 1T10 para 1.985 GWh dado o aumento da capacidade em operação durante 2010 e no 1T11, que mais do que compensaram o menor recurso eólico no período.

- No 1T11, o preço médio de venda de electricidade da EDPR na Europa subiu 5% para €87,5/MWh na sequência do aumento dos preços de venda de electricidade em todas as geografias onde a EDPR está presente: i) preços mais elevados em Espanha (+7% vs.

Demonstração de Resultados (€M)	1T11	1T10	Δ 11/10
Receitas	172,9	155,0	+12%
Fornecimentos e serviços externos	24,6	19,6	+26%
Custos com pessoal	5,5	5,3	+5%
Outros custos / (proveitos) operacionais	2,2	0,5	-
Custos Operacionais	32,3	25,4	+27%
EBITDA	140,6	129,6	+9%
EBITDA/Receitas	81,3%	83,6%	(2 pp)
Provisões para riscos e encargos	(0,3)	(0,0)	-
Amortizações	59,8	45,5	+31%
Compensação amort. activo subsidiado	(0,4)	(0,2)	(93%)
EBIT	81,5	84,3	(3%)

Rátios eficiência - excluindo outros proveitos	1T11	1T10	Δ 11/10
Opex / MW médio em operação (€ mil, anualizado)	47,1	46,2	+2%
Opex / MWh (€)	18,0	15,8	+14%

Trabalhadores	1T11	1T10	Δ 11/10
Trabalhadores	408	385	+6%

o 1T10) suportados pela recuperação do preço *spot* de electricidade; ii) maior produção no Resto da Europa (16% do total da Europa no 1T11 vs. 10% no 1T10) vendida a preços superiores (+4% vs. o 1T10); e ii) preços mais elevados em Portugal (+2% face ao período homólogo) reflectindo a actualização indexada à taxa de inflação.

- A EDPR atingiu um total de €173M de Receitas na Europa no 1T11, o que representa um aumento anual de 12%, em resultado: i) de +€30M provenientes da nova capacidade colocada em operação no período; ii) do efeito positivo da evolução favorável nos preços de electricidade (+€9M); que mais do que compensou iii) a evolução desfavorável das Receitas proveniente da evolução do factor de utilização (-€19M). O aumento dos custos operacionais reflecte principalmente o programa de expansão actual e o crescimento de receitas.

- No geral, o EBITDA atingiu €141M, crescendo 9% face ao 1T10, e com a margem EBITDA no 1T11 a registar 81% (prejudicada por um menor factor de utilização).



Capacidade Instalada (MW) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

MW - Regime Transitório	1.153	1.153	-
MW - RD 661/2007	1.005	770	+235MW
Total MW	2.158	1.923	+235MW

Factor Médio de Utilização (%) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

Factor Médio de Utilização	30%	34%	(4 pp)
-----------------------------------	------------	------------	---------------

Electricidade Produzida (GWh) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

GWh Totais	1.272	1.219	+4%
-------------------	--------------	--------------	------------

Preço Média (€/MWh) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

Preço médio de venda à pool	43,2	23,2	+86%
Preço Médio Final (Inclui Cobertura de Preços)	81,6	76,4	+7%

Sumário DR - incluindo cobertura de preços (€M) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

Receitas	103,0	93,0	+11%
Custos operacionais	19,9	13,6	+46%
EBITDA	83,2	79,3	+5%
EBITDA/Receitas	80,7%	85,3%	(5 pp)

• Em Espanha, a capacidade instalada da EDPR a Mar-11 era de 2.158 MW tendo aumentado em 235 MW face ao 1T10 e 109 MW nos primeiros 3 meses de 2011. Do total da capacidade instalada, 1.005 MW (ou 47%) estão abrangidos pelo regime RD 661/2007, que difere do regime transitório principalmente no valor do prémio e pela aplicação de um mínimo e máximo ao preço final pago ao parque eólico quando escolhida a opção de mercado (ver tabela).

• Apesar do menor recurso eólico verificado no 1T11, a EDPR continua a conseguir obter um factor de utilização acima da média do mercado no período. No 1T11, o factor de utilização caiu para 30%, face ao extraordinário recurso eólico no 1T10. Em resultado, a produção da EDPR em Espanha aumentou 4% vs. o 1T10, aquém da taxa de crescimento da capacidade.

• O preço médio de venda da EDPR subiu 7% face ao 1T10 para €81,6/MWh, dada a forte recuperação do preço *spot* de electricidade durante os últimos 12 meses (+86% face ao período homólogo para €43,2/MWh) e a actualização indexada à inflação da tarifa fixa e do preço mínimo abrangidos pelo regime RD 661/2007.

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 (€79,1/MWh) com actualização anual a IPC-X.
2. Tarifa Variável - preços da pool afectada de um prémio com um preço máximo e mínimo. Em 2011, o prémio foi fixado em €20,1/MWh, e o preço máximo e mínimo em €91,7/MWh e €76,9/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

• A EDPR continuou a sua estratégia de cobertura de preços para a capacidade abrangida pelo regime transitório no qual foram vendidos 484 GWh sob contratos *forward* a €45/MWh para o 1T11 (sobre o qual recebeu mais €38,3/MWh de prémio). Do total de 1.272 GWh produzidos em Espanha no 1T11, 80% foi vendido através de cobertura de preços, tarifas fixas ou protegidos por um nível mínimo à tarifa recebida (484 GWh cobertos + 532 GWh com tarifas fixas e preço mínimo), enquanto que apenas 20% foram vendidos a preços de mercado acrescido do prémio (256 GWh). Para o ano de 2011, a EDPR executou contratos *forward* para 1,6 TWh e tem adicionalmente um *collar* para 0,4 TWh para a produção abrangida pelo regime transitório. Os projectos abrangidos pelo regime RD 661/2007 estão a optar progressivamente pela remuneração sob a tarifa fixa (€79,1/MWh vs. €76,9/MWh para o preço mínimo sob o regime variável).

• As Receitas no 1T11 cresceram 11% para €103M, beneficiando i) das adições de capacidade (+€18M); e ii) do aumento do preço médio de venda (+€6M). Estes efeitos positivos mais do que compensaram o efeito da diminuição do factor de utilização (-€14M). O EBITDA do 1T11 aumentou 5% para €83M, e a margem EBITDA atingiu 81%.



Capacidade Instalada (MW) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

MW EBITDA	599	595	+4MW
Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	239	101	+138MW

Factor Médio de Utilização (%) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

Factor Médio de Utilização	31%	36%	(6 pp)
-----------------------------------	------------	------------	---------------

Electricidade Produzida (GWh) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

GWh	395	448	(12%)
------------	------------	------------	--------------

Preço Médio (€/MWh) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

Preço Médio Final	101,8	99,4	+2%
--------------------------	--------------	-------------	------------

Sumário DR (€M) | 1T11 | 1T10 | Δ 11/10

Receitas	40,5	45,0	(10%)
Custos operacionais	6,8	6,3	+8%
EBITDA	33,6	38,7	(13%)
EBITDA/Receitas	83,1%	86,0%	(3 pp)

• Em Portugal, a capacidade instalada da EDPR a Mar-11 era de 599 MW (EBITDA) sendo acrescida de 239 MW de capacidade consolidada através do método de equivalência patrimonial, através da sua participação no consórcio Eólicas de Portugal. A totalidade dos 599 MW estão abrangidos pelo antigo regime tarifário, enquanto que a nova tarifa será aplicada apenas à capacidade atribuível à EDPR no consórcio Eólicas de Portugal.

• O factor de utilização da EDPR em Portugal no 1T11 foi de 31%, -6pp vs. o 1T10, dado o menor recurso eólico no 1T11, que compara com um extraordinário recurso eólico no 1T10. Este efeito levou a um total de 395 GWh de electricidade produzida (-12% vs. o 1T10).

• Os preços médios de electricidade subiram ligeiramente no 1T11, atingindo €101,8/MWh (+2% face ao mesmo período do ano anterior), reflectindo a actualização de preços indexada à inflação. Portugal é um mercado regulado que oferece uma tarifa fixa estável reflectida em contratos de longo prazo com as empresas distribuidoras, que permitem a obtenção de níveis de remuneração sustentáveis e consistentes.

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

• As Receitas alcançaram €41M no 1T11, tendo diminuído 10% dada a queda na produção de electricidade (-12%) integralmente prejudicada por um menor recurso eólico.

• No 1T11, o EBITDA diminuiu 13% face ao 1T10 para €34M, no seguimento da evolução das Receitas. A margem EBITDA foi de 83%.

• No geral, e apesar da queda anual da produção de electricidade no período, Portugal continua a destacar-se entre as diversas geografias onde a EDPR está presente, dada a sua estrutura regulatória.

Europa: Resto da Europa



Capacidade Instalada (MW)	1T11	1T10	Δ 11/10
França	284	235	+49MW
Bélgica	57	57	-
Polónia	130	120	+10MW
Roménia	159	-	+159MW
Total MW	630	412	+218MW

Factor Médio de Utilização (%)	1T11	1T10	Δ 11/10
França	29%	31%	(3 pp)
Bélgica	25%	27%	(3 pp)
Polónia	29%	-	-
Roménia	23%	-	-
Factor Médio de Utilização	28%	30%	(2 pp)

Electricidade Produzida (GWh)	1T11	1T10	Δ 11/10
França	176	142	+24%
Bélgica	30	34	(9%)
Polónia	76	14	-
Roménia	35	-	-
GWh	317	190	+67%

Sumário DR (€M)	1T11	1T10	Δ 11/10
Receitas	29,6	16,6	+78%
Custos operacionais	6,5	4,1	+58%
EBITDA	23,1	12,5	+85%
EBITDA/Receitas	78,0%	75,2%	+3 pp

• No Resto da Europa, a capacidade instalada da EDPR a Mar-11 totalizava 630 MW, dos quais 284 MW em França, 159 MW na Roménia, 130 MW na Polónia, e 57 MW na Bélgica, o que representa 218 MW de crescimento face ao 1T10. No 1T11, a EDPR instalou 69 MW na Roménia e 10 MW na Polónia. A Mar-11, um total de 142 MW estava em construção no Resto da Europa: 69 MW na Roménia, 60 MW na Polónia e 13 MW na Bélgica.

• O aumento na capacidade instalada, conjugado com um factor de utilização médio de 28% levou a um acentuado crescimento de 67% na produção de electricidade no 1T11 para os 317 GWh.

• O preço médio de venda aumentou 4% face ao período homólogo para €93,6/MWh no 1T11, maioritariamente em resultado de uma acrescida contribuição dos activos da Polónia que têm vindo a atingir preços atractivos de €112,0/MWh sob contratos de longo prazo a preços estáveis para a venda de certificados verdes. França, beneficiou de uma tarifa estável (crescente a uma taxa comparável com a da inflação) atingindo os

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. Preços de certificados verdes 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 + certificados verdes. Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN195,3/MWh em 2011) a cada 12 meses. As Distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de certificados verdes (PLN274,9/MWh em 2011). Opção para negociar CAE de longo prazo.

Roménia

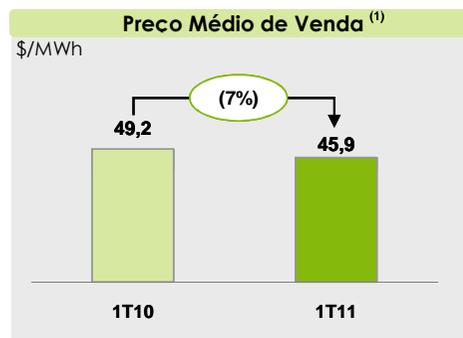
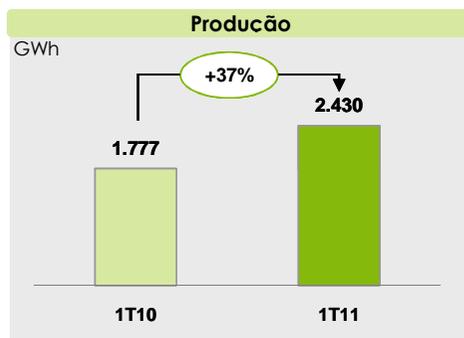
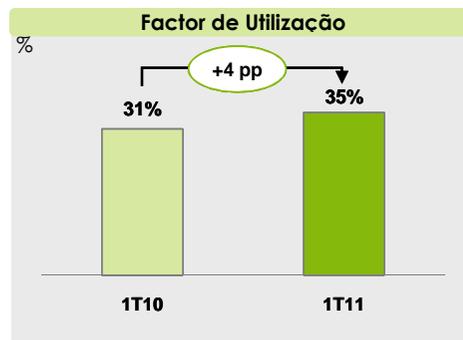
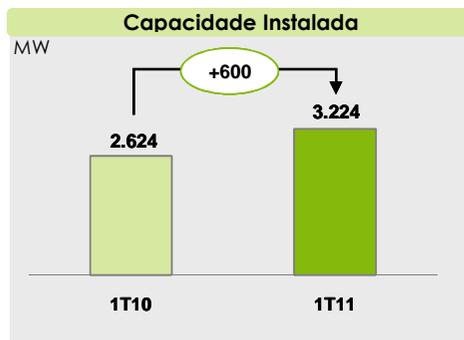
Sistema: Preço de mercado + certificados verdes (CV). Produtores de energia eólica recebem 2 CV por cada MWh gerado até 2017 (ainda sem vínculo regulatório). O valor de mercados dos certificados verdes é fixado em euros, tendo o valor mínimo de €27,6 e o valor máximo de €56,2. Opção para negociar CAE de longo prazo.

Preço Médio (€/MWh)	1T11	1T10	Δ 11/10
França	85,9	85,3	+1%
Bélgica	112,0	112,1	(0%)
Polónia	112,0	-	-
Roménia	76,9	-	-
Preço Médio Final	93,6	90,4	+4%

€85,9/MWh no 1T11. Na Bélgica, o preço médio foi de €112,0/MWh, beneficiando de um CAE de longo prazo. A Roménia alcançou preços de €76,9/MWh, reflectindo o período de provas para a capacidade instalada recentemente e o recebimento de um certificado verde por MWh. O enquadramento regulatório de dois certificados verdes, aprovado por lei em 2010 deverá ser introduzido durante o ano de 2011.

• As Receitas aumentaram no 1T11 uns notáveis 78% face ao 1T10 para €30M, em resultado de um forte aumento na produção de electricidade (beneficiando do crescimento da capacidade instalada), conjugado com o aumento de 4% no preço médio final. O EBITDA do Resto da Europa cresceu 85% no ano para €23M, sendo a região com maior crescimento de EBITDA na carteira de activos da EDPR.

• A EDPR mantém o seu compromisso de alargar as suas oportunidades de crescimento para outras geografias e de fomentar a diversificação da sua carteira de activos. Durante os próximos anos, os mercados da Europa Central e de Leste serão importantes contribuidores para o crescimento da EDPR, dada a sua atractividade remuneratória.



• Nos EUA, a capacidade instalada da EDPR a Mar-11 somava 3.224 MW, o que representa um aumento de 600 MW face ao 1T10. Foram instalados 499 MW no mercado PJM e 101 MW no WECC. A Mar-11, a EDPR tinha 99 MW em construção no Ohio (PJM) já com contrato CAE a 20 anos.

• O factor de utilização médio no período foi de 35%, tendo melhorado significativamente vs. o 1T10 (+4pp), dada a forte evolução anual registada em todos os Estados onde a EDPR está presente.

• Na sequência do aumento da capacidade instalada e do forte desempenho do factor de utilização, a produção de electricidade cresceu 37%, atingindo um total de 2.430 GWh.

• O preço médio de venda no 1T11, excluindo as receitas associadas a créditos fiscais de produção (PTC), caiu 7% no ano. Esta queda reflecte: i) os baixos preços *spot* de electricidade que vieram afectar as receitas associadas à produção vendida a preços de mercado; e ii) menores preços finais na produção sob contratos CAE/cobertura em resultado de diferentes estruturas de preço em alguns dos novos contratos (com um menor preço inicial mas com maiores taxas de actualização anual) e menores receitas provenientes das empresas distribuidoras de electricidade para compensar cortes na transmissão (curtailment).

Demonstração de Resultados (US\$M)	1T11	1T10	Δ 11/10
Receitas	151,5	119,2	+27%
Fornecimentos e serviços externos	35,5	27,0	+31%
Custos com pessoal	6,9	8,0	(14%)
Outros custos / (proveitos) operacionais	(0,2)	2,6	-
Custos Operacionais	42,2	37,7	+12%
EBITDA	109,4	81,5	+34%
EBITDA/Receitas	72,2%	68,4%	+4 pp
Provisões para riscos e encargos	-	-	-
Amortizações	86,1	69,1	+25%
Compensação amort. activo subsidiado	(5,6)	(2,8)	(101%)
EBIT	28,9	15,1	+91%

Rádios eficiência - excluindo outros proveitos	1T11	1T10	Δ 11/10
Opex / MW médio em operação (mil \$)	55,7	62,7	(11%)
Opex / MWh (\$)	18,3	23,0	(20%)

Trabalhadores	1T11	1T10	Δ 11/10
Trabalhadores	328	316	+4%

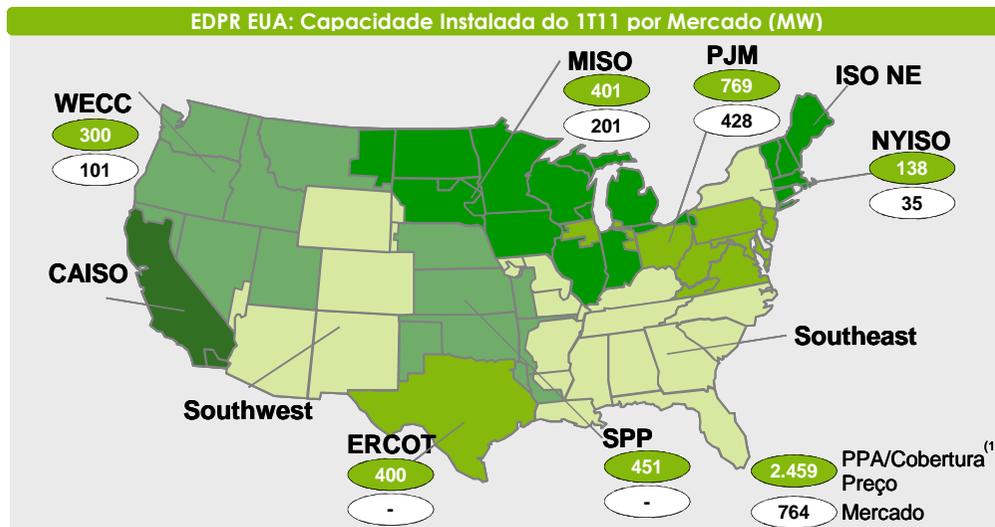
• As Receitas cresceram 27% face ao período homólogo para \$152M no 1T11, beneficiando i) da capacidade instalada em 2010 e da contínua monetização de créditos fiscais através de parcerias institucionais; embora penalizadas ii) pelos preços *spot* de electricidade, em conjunto com uma diferente estrutura de preços para alguns contratos de longo-prazo.

• Os custos operacionais cresceram 12% vs. o 1T10, reflectindo principalmente o forte crescimento operacional ao nível da linha de fornecimentos e serviços externos. O Opex/MWh caiu 20%, dada a melhoria do factor de utilização no período.

• No geral, o EBITDA do 1T11 nos EUA aumentou 34% para \$109M, maioritariamente motivado pelo aumento da capacidade em operação e pela forte recuperação do factor de utilização.

⁽¹⁾ Excluindo proveitos relacionados com investidores institucionais.

Nota: Taxa cambial média do 1T11 foi de 1,37 \$/€. Taxa cambial a Mar-2011 foi de 1,42 \$/€.



• A Mar-11, a EDPR tinha um *portfolio* de 3.224 MW nos EUA, num total de seis mercados e dez Estados. Através da sua presença em diversas regiões com diferentes dinâmicas de mercado e recurso eólico, a EDPR consegue garantir a rentabilidade exigida para cada projecto, e simultaneamente diminuir o risco através do efeito de diversificação da carteira. A Mar-11, do total de MWs instalados e com base nos CAE recentemente assinados (841 MW), 2.459 MW estavam abrangidos por CAE e 764 MW expostos a preços de mercado.

• A produção de electricidade cresceu uns notáveis 37% face ao 1T10, reflectindo o aumento de produção em todas as regiões, suportado pela recuperação do factor de utilização e das adições de capacidade (visível nos quadros supra à direita).

• Apesar do elevado número de CAEs assinados em 2010 (841 MW), a produção vendida a preços de mercado aumentou de 504 GWh (28%) no 1T10 para 735 GWh (30%) no 1T11, dado que 258 MW de CAEs assinados recentemente irão apenas ter efeito a partir de 2012. Uma vez iniciada a execução de todos os CAE, é espectável que o peso da produção vendida a preços de mercado decresça em linha com o peso da capacidade instalada associada a preços de mercado (actualmente representa 24%).

Factor Médio de Utilização (%)	1T11	1T10	Δ 11/10
PJM	36%	33%	+3 pp
MISO	37%	35%	+2 pp
SPP	40%	33%	+7 pp
ERCOT	36%	32%	+4 pp
NYISO	29%	24%	+5 pp
WECC	24%	21%	+4 pp

Factor Médio de Utilização	35%	31%	+4 pp
-----------------------------------	------------	------------	--------------

Electricidade Produzida (GWh)	1T11	1T10	Δ 11/10
PJM	927	494	+88%
MISO	483	460	+5%
SPP	392	324	+21%
ERCOT	309	273	+13%
NYISO	107	90	+19%
WECC	212	135	+57%

GWh	2.430	1.777	+37%
------------	--------------	--------------	-------------

Preço Médio (\$/MWh)	1T11	1T10	Δ 11/10
----------------------	------	------	---------

Preço médio CAE/Cobertura de preço	50,4	53,8	(6%)
Preço médio de mercado	32,6	38,0	(14%)
Preço Médio Final	45,9	49,2	(7%)

Incentivo Fiscal	1T11	1T10	Δ 11/10
------------------	------	------	---------

MW sob PTC	2.024	2.024	-
MW sob cash grant flip	401	202	+200MW
MW sob cash grant	799	398	+401MW

Proveitos com parcerias institucionais (US\$M)	41,3	32,2	+28%
---	-------------	-------------	-------------

• O preço médio de venda de electricidade dos parques eólicos com CAE caiu 6% no ano, justificado por: i) uma estrutura de preços distinta num CAE/cobertura a 5 anos para 200 MW assinado a finais de 2010, com um menor preço inicial (em comparação com a média da carteira de activos) mas com uma taxa de actualização anual de dois dígitos; e ii) menores cortes de transmissão em resultado de melhorias técnicas no sistema ERCOT, levando a menores compensações por cortes na transmissão (pagas pela empresa distribuidora de electricidade e incluído no preço final), apesar de resultar num volume de produção mais elevado (i.e., menor preço final mas volume de produção superior com impacto neutral nas receitas).

• No 1T11, os preços de venda de mercado estiveram 14% abaixo dos do 1T10, embora tenham recuperado 22% face ao 4T10 (de \$26,7/MWh para \$32,6/MWh).

• As receitas provenientes de parcerias institucionais aumentaram 28% 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 que optaram pelo "Cash Grant" beneficiam de menores amortizações, sendo contabilizados como compensações de amortização dos activos subsidiados (\$6M no 1T11).

⁽¹⁾ CAE e cobertura de longo prazo. Inclui CAE para 83 MW com início em Jan-2012 e 175 MW com início em Jun-2012.



edp renováveis
Dados trimestrais

Dados Trimestrais



Dados Trimestrais	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	Δ YoY	Δ QoQ
MW EBITDA							
Europa	2.930	2.936	3.066	3.200	3.388	+16%	+6%
EUA	2.624	2.715	3.101	3.224	3.224	+23%	-
Brasil	14	14	14	14	14	-	-
EDPR	5.567	5.665	6.181	6.437	6.625	+19%	+3%
Factor Médio de Utilização							
Europa	34%	23%	21%	30%	29%	(5 pp)	(1 pp)
EUA	31%	33%	24%	37%	35%	+4 pp	(2 pp)
Brasil	22%	25%	35%	21%	19%	(2 pp)	(2 pp)
EDPR	33%	29%	23%	34%	33%	(0 pp)	(1 pp)
GWh							
Europa	1.856	1.388	1.371	2.017	1.985	+7%	(2%)
EUA	1.777	1.906	1.496	2.511	2.430	+37%	(3%)
Brasil	6	7	11	6	6	(10%)	(9%)
EDPR	3.639	3.301	2.878	4.534	4.421	+21%	(3%)
Tarifa / Preço de Venda							
Europa (€/MWh)	83	86	85	83	88	+5%	+5%
EUA (\$/MWh) ⁽¹⁾	49	49	49	44	46	(7%)	+4%
Brasil (R\$/MWh)	235	265	254	263	263	+12%	+0%
Preço Médio da Carteira (€/MWh) ⁽¹⁾	60	59	61	55	58	(3%)	+5%
Receitas (€M)							
Europa	155	119	117	171	173	+12%	+1%
EUA	86	101	82	113	111	+29%	(2%)
Brasil	1	1	1	1	1	-	-
EDPR	242	220	200	285	284	+17%	(0%)
EBITDA (€M)							
Europa	130	91	86	155	141	+9%	(9%)
EUA	59	72	49	108	80	+36%	(26%)
Brasil	(0)	0	0	(1)	(0)	-	(64%)
EDPR	185	158	130	240	220	+19%	(8%)
EBITDA / Receitas							
Europa	84%	77%	74%	90%	81%	(2 pp)	(9 pp)
EUA	68%	72%	60%	95%	72%	+4 pp	(23 pp)
Brasil	-	21%	41%	-	-	-	-
EDPR	76%	72%	65%	84%	77%	+1 pp	(7 pp)
Resultado Líquido EDPR (€M)	43	0	(21)	58	49	+16%	(15%)
Capex (€M)							
Europa	166	119	105	149	100	(40%)	(33%)
EUA	199	328	171	85	27	(86%)	(68%)
Brasil	13	3	7	49	62	-	+25%
EDPR	382	452	285	281	191	(50%)	(32%)
Dívida Líquida (€M)	2.579	2.726	2.915	2.848	3.076	+19%	+8%
Passivo Líquido com Parcerias com Investidores Instit. (€M)	916	1.053	1.003	934	887	(3%)	(5%)

⁽¹⁾ Exclui proveitos relacionados com parcerias com investidores institucionais



edp renováveis
Demonstrações Financeiras

EDPR: Demonstração de Resultados por Região



1T11 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Adj.	Consolidado
Receitas	172,9	110,8	0,6	0,0	284,3
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 / (proveitos) operacionais	2,2	(0,2)	0,0	(5,0)	(3,0)
Custos Operacionais	32,3	30,8	1,0	0,1	64,2
EBITDA	140,6	79,9	(0,4)	(0,1)	220,1
EBITDA/Receitas	81,3%	72,2%	-	n.a.	77,4%
Provisões para riscos e encargos	(0,3)	-	-	-	(0,3)
Amortizações	59,8	62,9	0,3	0,6	123,7
Compensação de amortização dos activos subsidiados	(0,4)	(4,1)	-	0,0	(4,5)
EBIT	81,5	21,1	(0,7)	(0,7)	101,3

1T10 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Adj.	Consolidado
Receitas	155,0	86,2	0,6	0,7	242,5
Fornecimentos e serviços externos	19,6	19,6	0,6	2,9	42,5
Custos com pessoal	5,3	5,8	0,1	2,1	13,3
Outros custos / (proveitos) operacionais	0,5	1,9	0,1	(0,4)	2,1
Custos Operacionais	25,4	27,3	0,7	4,6	57,9
EBITDA	129,6	58,9	(0,1)	(3,9)	184,5
EBITDA/Receitas	83,6%	68,4%	-	n.a.	76,1%
Provisões para riscos e encargos	(0,0)	-	-	(0,0)	(0,0)
Amortizações	45,5	50,0	0,3	0,4	96,2
Compensação de amortização dos activos subsidiados	(0,2)	(2,0)	-	0,0	(2,2)
EBIT	84,3	10,9	(0,4)	(4,3)	90,6

EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País



1T11 (€M)	Espanha ⁽¹⁾	Portugal	Resto da Europa	Outros/Adj.	Europa
Receitas	103,0	40,5	29,6	(0,2)	172,9
Fornecimentos e serviços externos	15,8	4,8	4,0	0,0	24,6
Custos com pessoal	1,6	0,7	1,6	1,7	5,5
Outros custos / (proveitos) operacionais	2,5	1,3	0,9	(2,6)	2,2
Custos Operacionais	19,9	6,8	6,5	(0,9)	32,3
EBITDA	83,2	33,6	23,1	0,7	140,6
EBITDA/Receitas	80,7%	83,1%	78,0%	n.a.	81,3%
Provisões para riscos e encargos	(0,3)	-	-	-	(0,3)
Amortizações	39,5	8,7	11,0	0,5	59,8
Compensação de amortização dos activos subsidiados	(0,1)	(0,3)	(0,1)	(0,0)	(0,4)
EBIT	44,0	25,2	12,2	0,2	81,5

1T10 (€M)	Espanha ⁽¹⁾	Portugal	Resto da Europa	Outros/Adj.	Europa
Receitas	84,3	45,0	16,6	9,1	155,0
Fornecimentos e serviços externos	13,4	4,3	2,4	(0,5)	19,6
Custos com pessoal	1,7	0,8	0,9	1,9	5,3
Outros custos / (proveitos) operacionais	(1,4)	1,3	0,8	(0,1)	0,5
Custos Operacionais	13,6	6,3	4,1	1,3	25,4
EBITDA	70,6	38,7	12,5	7,8	129,6
EBITDA/Receitas	83,8%	86,0%	75,2%	n.a.	83,6%
Provisões para riscos e encargos	0,0	(0,0)	-	(0,0)	(0,0)
Amortizações	31,3	8,8	5,0	0,5	45,5
Compensação de amortização dos activos subsidiados	(0,1)	(0,2)	-	(0,0)	(0,2)
EBIT	39,4	30,1	7,5	7,3	84,3

⁽¹⁾ **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 €9M no 1T10 (não existiram ganhos de cobertura no 1T11) está contabilizado ao nível da plataforma europeia (Out./Ajust.). Na página 9, o ganho de cobertura de preços foi incluído junto com a divisão Espanha apenas para propósito de análise.



IT11 Capacidade Instalada e Em Construção



MW IT11	Capacidade Instalada	Em Construção
Espanha	2.158	92
Regime Transitório RD 661/2007	1.153 1.005	- 92
Portugal	599	-
Modelo de remuneração antigo	599	-
França	284	-
Modelo de remuneração antigo Modelo de remuneração novo	9 275	- -
Bélgica	57	13
CAE	57	13
Polónia	130	60
CAE/Contrato Longo Prazo de Certificados Verdes	130	60
Roménia	159	69
Certificados Verdes	159	69
Europa	3.388	233
EUA		
CAE ⁽¹⁾ Mercado	2.459 764	99 -
EUA	3.224	99
Brasil		
CAE	14	70
Brasil	14	70
EDP Renováveis	6.625	402
Portugal		
Eólicas de Portuaal (Consolidado por <i>Equity</i>) ⁽²⁾	239	58
EBITDA MW	6.864	461

⁽¹⁾ CAE e cobertura de longo prazo. Inclui CAE para 83 MW com início em Jan-2012 e 175 MW com início em Jun-2012.

⁽²⁾ Capacidade atribuível à EDPR no consórcio Eólicas de Portugal (sob novo regime de tarifa). Incluído na capacidade bruta e líquida, mas excluído da capacidade EBITDA até Dez-2012.



Pipeline (MW)	Tier 1	Tier 2	Tier 3	Subtotal	Prospects	Total
Espanha	249	420	2.024	2.693	1.994	4.687
Portugal ⁽¹⁾	199	13	84	297	200	497
Resto de Europa	148	722	2.764	3.633	1.651	5.284
- França	71	58	176	305	344	649
- Bélgica	-	-	-	-	-	-
- Polónia	-	478	665	1.142	590	1.732
- Roménia	57	-	556	613	-	613
- Itália	20	186	68	274	717	991
- UK	-	-	1.300	1.300	-	1.300
Europa	596	1.155	4.872	6.623	3.845	10.468
EUA	1.074	6.508	7.445	15.026	3.987	19.013
Canadá	-	-	-	-	100	100
América do Norte	1.074	6.508	7.445	15.026	4.087	19.113
Brasil	81	153	560	794	700	1.494
EDP Renováveis	1.750	7.815	12.877	22.443	8.632	31.075

⁽¹⁾ Inclui 183 MW de projectos em Tier 1 atribuíveis à EDPR no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal.



powered by nature