



renováveis

Resultados 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@edpr.com
Site: www.edpr.com

Conference call & webcast

Data: Quarta-feira, 29 de Fevereiro de 2012, 14:00 GMT | 15:00 CET

Webcast: www.edpr.com

Número de telefone: +44 (0)20 7162 0177 | +1 334 323 6203

Número de telefone para repetição: +44 (0)20 7031 4064 | Código acesso: 912469 (até 5 de Março de 2012)

29 de Fevereiro de 2012

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



Destaques de 2011	- 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 -
Brasil	- 15 -
Dados Trimestrais	- 16 -
Demonstrações Financeiras	- 18 -
Anexo	- 21 -

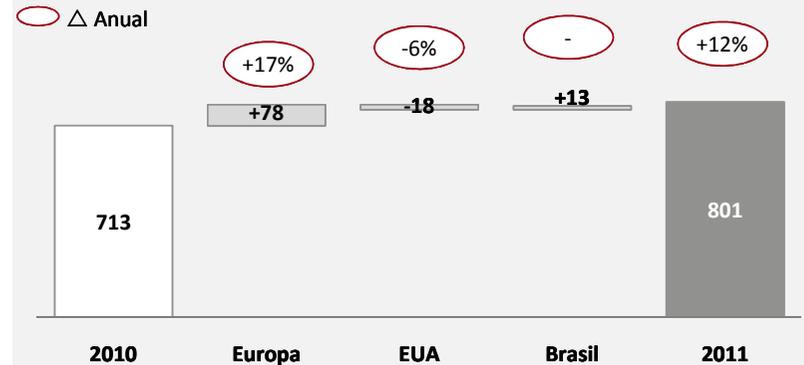
Sumário Resultados Financeiros

Dados Operacionais	2011	2010	Δ 11/10
Capacidade instalada (MW EBITDA + ENEOP)	7.483	6.676	+806
Factor de utilização (%)	29%	29%	-
Produção (GWh)	16.800	14.352	+17%
Preço médio venda electricidade (€/MWh)	57,7	58,4	(1%)
DR (€M)	2011	2010	Δ 11/10
Receitas	1.069	948	+13%
Custos Operacionais	268	235	+14%
EBITDA	801	713	+12%
EBITDA / Receitas	75%	75%	(0 pp)
Resultado Líquido (Accionistas EDPR)	89	80	+10%
Fluxo de Caixa (€M)	2011	2010	Δ 11/10
Fluxo de caixa operacional	643	567	+13%
Capex	829	1.401	(41%)
Balanço (€M)	2011	2010	Δ €
Dívida líquida	3.387	2.772	+616
Passivos c/ investidores institucionais (EUA)	1.024	1.009	+15

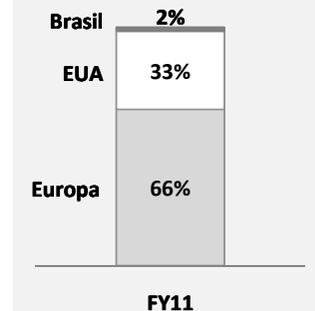
Principais Acontecimentos

- EDPR reforça posição em Espanha e aumenta para 100% a sua participação na Genesa (1,7 GW em Espanha).
- EDPR vende participação financeira de 16,67% na SEASA (12 MW líquidos).
- EDPR garante contratos de longo-prazo para 146 MW nos EUA.
- EDPR estabelece parceria com a Repsol para desenvolvimento conjunto de 2.4 GW de capacidade eólica *offshore* no Reino Unido.
- EDPR estabelece *project finance* para 298 MW na Roménia, Brasil e igualmente para 376 MW em Portugal através do consórcio ENEOP.
- EDPR estabelece novos acordos "tax equity" nos EUA para 198 MW.
- EDPR garante contratos de longo prazo para 120 MW num leilão de energia no Brasil

Crescimento do EBITDA (€M)



EBITDA por Plataforma



• Em 2011, a EDPR aumentou a sua produção de electricidade em 17% YoY para 16,8 TWh, dado o crescimento da capacidade instalada ao longo dos últimos 12 meses (+806 MW) conjugado um factor de utilização estável em 29% (com os EUA e o Brasil a compensar o menor recurso eólico na Europa em 2011).

• O preço médio de venda caiu 1% face ao período homólogo, devido à desvalorização do Dólar e ao maior peso relativo da produção dos EUA vendida a preços abaixo do preço médio da carteira de activos. A Europa e o Brasil obtiveram ambos um crescimento sustentado dos seus preços de venda em 2011.

• As Receitas aumentaram 13% enquanto que o EBITDA cresceu 12% em 2011, na sequência do crescimento operacional, embora influenciado pela desvalorização do Dólar e do Zloty (-€16M na linha de EBITDA).

• Em 2011, diversos acontecimentos não-recorrentes tiveram impacto no lucro antes de imposto da empresa (-€16M): i) +€11M em resultado da reavaliação de alguns dos Activos e Passivos da EDPR na Europa (+€52M no EBITDA; -€41M em Amortizações); ii) -€15M de abates na racionalização da carteira de projectos (impacto no EBITDA); iii) -€22M de diferenças cambiais negativas (impacto em Despesas Financeiras); e iv) +€10M de ganhos na alienação de activos financeiros.

• Foram introduzidas duas actualizações contabilísticas em 2011 com impacto na DR da EDPR: i) a extensão da vida útil dos activos em operação da EDPR para 25 anos, introduzida no 2T11, teve um impacto líquido acumulado de c€55M no Resultado Líquido de 2011; e ii) no 4T11, a EDPR introduziu a contabilidade de impostos diferidos nos EUA, passando a reconhecer passivos líquidos (sobre o resultado antes de impostos), em detrimento de anteriormente contabilizar impostos nulos (dada inexistência de pagamento de impostos correntes devido ao enquadramento de incentivos fiscais em vigor) – teve um impacto de -€6M em 2011.

• O Resultado Líquido cresceu 10% em 2011. O Conselho de Administração irá propor na AG que os resultados de 2011 sejam integrados em reservas de modo a reforçar o balanço da empresa.

• A Dívida Líquida a Dez-11 cresceu €0,6 MM vs. 2010 para €3,4 MM, dado o investimento operacional (€0,8 MM) e os investimentos financeiros líquidos (€0,3 MM) realizados em 2011. Para 2012, a EDPR prevê a redução do nível do seu investimento operacional e o aumento de capacidade em 500 MW.

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

Demonstração de Resultados (€M)	2011	2010	Δ 11/10
Receitas	1.068,8	947,6	+13%
Fornecimentos e serviços externos	225,1	196,2	+15%
Custos com pessoal	60,8	54,8	+11%
Outros custos / (proveitos) operacionais	(17,8)	(16,2)	(10%)
Custos Operacionais	268,1	234,9	+14%
EBITDA	800,7	712,7	+12%
EBITDA/Receitas	74,9%	75,2%	(0,3 pp)
Provisões	(0,3)	(0,2)	(71%)
Amortizações	468,5	434,4	+8%
Compensação amortizações de activo subsidiado	(15,0)	(11,4)	(31%)
EBIT	347,5	289,9	+20%
Ganhos/(perdas) na alienação de activos financeiros	10,5	0,0	-
Resultados financeiros	(244,1)	(174,1)	(40%)
Ganhos/(perdas) em associadas	4,8	5,0	(5%)
Resultados Antes de Impostos	118,7	120,8	(2%)
IRC e impostos diferidos	(28,0)	(37,8)	+26%
Ganhos / (perdas) na alienação de actividades descontinuadas	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	90,6	83,0	+9%
Accionistas EDPR	88,6	80,2	+10%
Interesses minoritários	2,0	2,8	(29%)

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

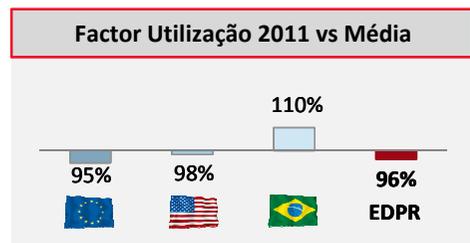
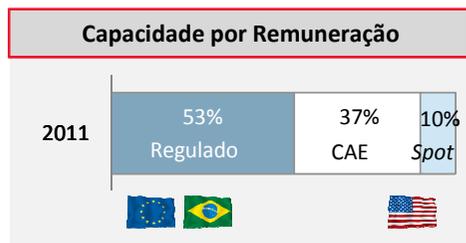
Activos (€M)	2011	2010
Activos fixos tangíveis (líquido)	10.455	9.982
Activos intangíveis & goodwill (líquido)	1.334	1.367
Investimentos financeiros (líquido)	61	64
Impostos diferidos activos	56	39
Inventários	24	24
Clientes (líquido)	146	144
Outros devedores (líquido)	763	680
Activos financeiros detidos para negociação	0	36
Caixa e equivalentes	220	501
Total Activo	13.058	12.835
Capital Próprio (€M)	2011	2010
Capital + prémios de emissão	4.914	4.914
Resultados e outros reservas	325	274
Resultado líquido atribuível aos accionistas EDPR	89	80
Interesses minoritários	127	126
Total do Capital Próprio	5.454	5.394
Passivo (€M)	2011	2010
Dívida financeira	3.826	3.534
Passivo com investidores institucionais	1.024	1.009
Provisões para riscos e encargos	58	54
Impostos diferidos passivos	381	372
Proveitos diferidos de investidores institucionais	773	635
Credores e outros passivos (líquido)	1.542	1.839
Total do Passivo	7.604	7.442
Total do Capital Próprio e Passivo	13.058	12.835

Nota: Em 2011, a Empresa procedeu a uma alteração na apresentação relacionada com caução de depósitos (€25M em 2011 e €77M em 2010) re-classificada como "caixa e equivalentes" (anteriormente incluído em "Outros devedores (líquido)"). Os dados de 2010 foram re-classificados em conformidade.

MW EBITDA	2011	2010	Δ 11/10
Europa	3.652	3.200	+452
EUA	3.422	3.224	+198
Brasil	84	14	+70
Total	7.157	6.437	+720

Factor Utiliz.	2011	2010	Δ 11/10
Europa	25%	27%	(2 pp)
EUA	33%	32%	+1 pp
Brasil	35%	26%	+9 pp
Total	29%	29%	-

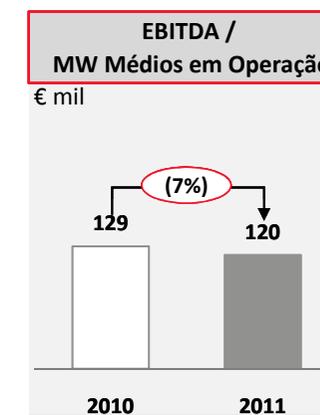
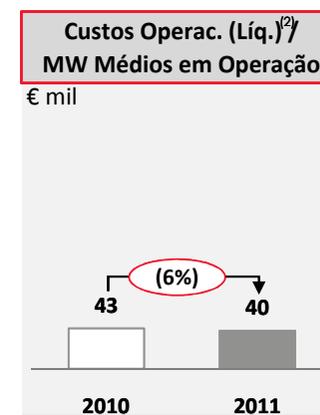
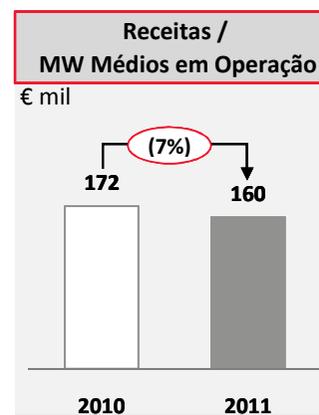
Sumário DR (€M)	2011	2010	Δ 11/10
Receitas	1.069	948	+13%
Custos Operacionais	268	235	+14%
EBITDA	801	713	+12%
EBITDA / Receitas	75%	75%	(0 pp)



Trabalhadores	2011	2010	Δ 11/10
Total	796	833	(4%)

GWh	2011	2010	Δ 11/10
Europa	7.301	6.632	+10%
EUA	9.330	7.689	+21%
Brasil	170	31	+451%
Total	16.800	14.352	+17%

Preço ⁽¹⁾ Por MWh	2011	2010	Δ 11/10
Europa	€88,0	€84,2	+5%
EUA	\$45,7	\$47,7	(4%)
Brasil	R\$278,4	R\$254,4	+9%
Total	€57,7	€58,4	(1%)



• Em 2011, a EDPR adicionou 720 MW à sua capacidade instalada EBITDA, dos quais 452 MW na Europa, 198 MW nos EUA e 70 MW no Brasil. A Dez-11, a EDPR tinha 90% da sua carteira de activos associada a contratos de longo prazo e a enquadramentos regulatórios estáveis, estando apenas 10% expostos ao mercado (apesar de estarem parcialmente sob contratos de cobertura de curto-prazo).

• O factor de utilização médio de 2011 manteve-se estável em 29% vs. 2010, tendo estado entre os mais elevados do sector eólico. Na Europa, o factor de utilização caiu para 25% em 2011, dado o menor recurso eólico no período, particularmente no 4T (27%, -3pp vs. 2010). Nos EUA, o factor de utilização de 2011 aumentou 1pp face ao período homólogo para 33%. No Brasil, o factor de utilização cresceu 9pp vs. 2010 para 35% no seguimento do comissionamento de 70 MW com um factor de utilização superior.

• A produção de electricidade aumentou 17% em 2011 para 16,8 TWh, superando o crescimento da capacidade instalada. A produção nos EUA representou a principal fonte de crescimento (+21%), enquanto que na Europa a produção subiu 10% vs. 2010, suportada pelo crescimento nos mercados da Europa Central e de Leste.

• Do total de electricidade produzida em 2011, 84% foi vendida sob enquadramentos regulatórios de longo prazo, enquanto que 16% esteve exposta aos preços de electricidade spot nos EUA (a exposição aos preços de electricidade spot irá diminuir no momento em que todos os contratos CAE assinados nos EUA iniciem a sua contribuição em 2012).

• O preço médio de venda, excluindo receitas associadas com PTCs nos EUA, caiu vs. 2010 para €57,7/MWh devido: i) à desvalorização do Dólar (impacto de -€0,9/MWh); ii) ao maior peso relativo dos EUA na carteira de activos de produção (impacto de -€0,8/MWh), embora parcialmente compensado pela maior produção do Brasil; iii) à queda do preço médio nos EUA (-4% vs. 2010), na sequência do baixo preço spot de electricidade e de diferentes estruturas de preços em alguns dos novos contratos CAE/cobertura (impacto de -€0,8/MWh); no entanto mitigado iv) pelas contribuições positivas (+€1,7/MWh) por parte dos mercados Europeus (+5% vs. 2010) e Brasil (+9% vs. 2010).

• As Receitas aumentaram 13% no ano e o EBITDA cresceu 12% vs. 2010, em resultado do crescimento operacional e de componentes não-recorrentes com impacto positivo na linha de custos operacionais.

⁽¹⁾ Exclui proveitos relacionados com investidores institucionais

⁽²⁾ Inclui outros proveitos

Capacidade Instalada (MW)	2011	2010	Δ 4T11	Δ 11/10
Espanha	2.201	2.050	+7	+151
Portugal	613	599	+14	+14
França	306	284	+22	+22
Bélgica	57	57	-	-
Polónia	190	120	-	+70
Roménia	285	90	+57	+195
Europa	3.652	3.200	+99	+452
EUA	3.422	3.224	+99	+198
Brasil	84	14	-	+70
MW EBITDA	7.157	6.437	+198	+720
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por <i>equity</i>)	326	239	+5	+87
MW EBITDA + Eólicas de Portugal	7.483	6.676	+203	+806

Em Construção (MW)	2011
Espanha	58
Portugal	2
Polónia	80
Itália	20
Europa	160
EUA	215
MW EBITDA	375
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por <i>equity</i>)	-
MW EBITDA + Eólicas de Portugal	375

Capex (€M) ⁽¹⁾	2011	2010	Δ %	Δ €
Europa	368	539	(32%)	(171)
EUA	405	783	(48%)	(378)
Brasil	62	72	(13%)	(10)
Outros	(6)	7	(180%)	(13)
Capex Total	829	1.401	(41%)	(572)

Pipeline (MW)	Tier 1	Tier 2	Tier 3	Sub-Total	Prospects	Total
Europa	369	917	4.458	5.745	3.377	9.121
América Norte	775	4.038	3.285	8.098	2.195	10.293
Brasil	120	153	641	914	700	1.614
Total	1.264	5.107	8.384	14.756	6.272	21.028

• A Dez-11, a EDPR detinha 7.483 MW repartidos por 8 países (incluindo a participação no consórcio Eólicas de Portugal, consolidado através do método de equivalência patrimonial). Durante 2011, foram adicionados à capacidade instalada 720 MW EBITDA e 87 MW através da Eólicas de Portugal (consolidado através do método de equivalência patrimonial), dos quais 538 MW na Europa, 198 MW nos EUA e 70 MW no Brasil. No 4T11, a EDPR instalou 203 MW dos quais 104 MW na Europa e 99 MW nos EUA.

• A Dez-11, a EDPR tinha 375 MW em construção, dos quais 160 MW na Europa e 215 MW nos EUA. Na Europa, 80 MW estavam em construção na Polónia, 58 MW em Espanha e 2 MW em Portugal, enquanto na Itália a EDPR tinha em construção os seus primeiros 20 MW. Nos EUA, a EDPR tinha 215 MW em construção correspondente ao parque eólico Marble River no Estado de Nova Iorque.

• O investimento operacional em 2011 foi de €829M, reflectindo o actual plano de expansão de capacidade. O investimento operacional em 2011 diminuiu 41% face a igual período do ano anterior devido a menores adições de capacidade no período e a menores custos unitários de investimento. Do total de €829M de investimento operacional para 2011, €364M estiveram relacionados com a conclusão dos novos MWs e €466M foram destinados à capacidade em construção e em desenvolvimento.

• A EDPR tem actualmente uma carteira de projectos em desenvolvimento superior a 21 GW distribuída entre 11 países, permitindo a captação das melhores opções de crescimento através da execução de projectos de elevada qualidade presentes nos mercados de maior rentabilidade. Durante o 4T11, a EDPR executou uma racionalização da carteira de projectos de longo prazo nos EUA, conduzindo a uma redução no volume de capacidade em desenvolvimento no país.

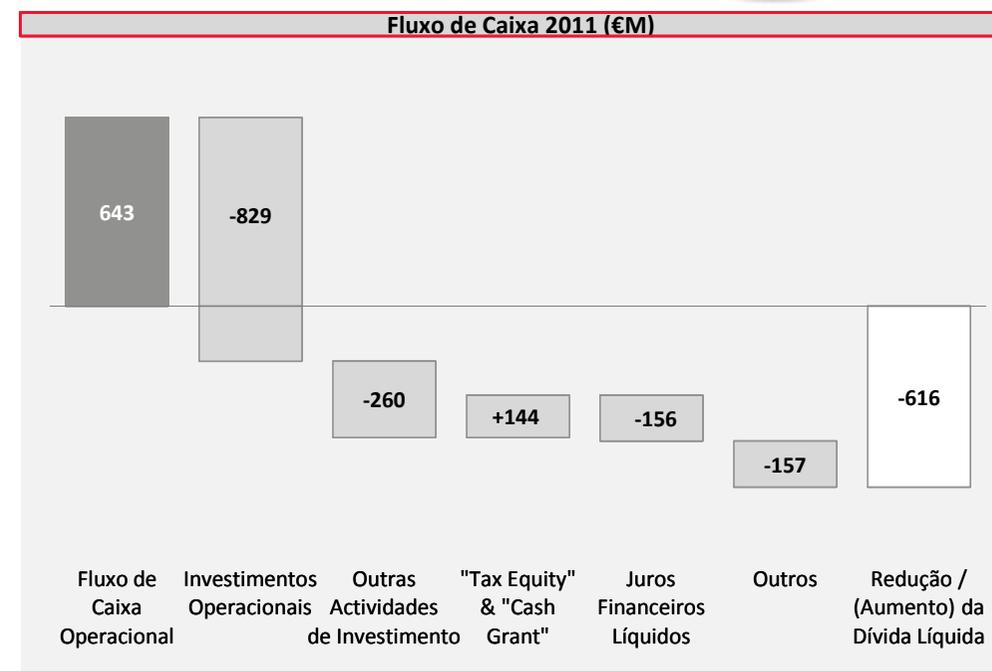
⁽¹⁾ Despesas com Investimento Operacional excluem "Cash Grant" nos EUA

Fluxo de Caixa (€M)	2011	2010	Δ 11/10
EBITDA	801	713	+12%
Imposto corrente	(29)	(29)	+1%
Juros financeiros líquidos	(189)	(167)	+14%
Ganhos em associadas	5	5	+8%
FFO (Funds from operations)	588	522	+13%
Juros financeiros líquidos	189	167	+14%
Ganhos em associadas	(5)	(5)	+8%
Outros ajustamentos e variações não financeiras	(158)	(143)	(11%)
Variações de fundo de maneió	29	26	+9%
Fluxo de caixa operacional	643	567	+13%
Investimentos operacionais	(829)	(1.401)	(41%)
Investimentos financeiros / (desinvestimentos)	(237)	(79)	+199%
Variação de fundo de maneió de fornecedores de imobilizado "Cash Grant"	(23)	(20)	(12%)
	3	169	(98%)
Fluxo de caixa operacional líquido	(444)	(764)	+42%
Recebimentos (pagamentos) com parcerias institucionais	141	228	(38%)
Juros financeiros líquidos pagos	(156)	(167)	+7%
Diferenças cambiais e outros	(157)	(35)	(352%)
Redução / (Aumento) de dívida líquida	(616)	(737)	+16%

Em 2011, a EDPR gerou um Fluxo de Caixa Operacional de €643M, representando um crescimento de 13% vs. 2010, e demonstrando claramente a capacidade de geração de caixa por parte dos seus activos em operação.

Os principais movimentos de fluxo de caixa de 2011 são os seguintes:

- Os Fundos Gerados pelas Operações (FFO), resultando do EBITDA após juros da dívida, ganhos em associadas e impostos, aumentaram 13% face ao período homólogo;
- 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 maneió, totalizou €643M (+13% face ao período homólogo);
- Os Investimentos Operacionais com capacidade instalada e com projectos em construção somaram €829M;



- Outras actividades de investimento atingiram um total de €260M, que contempla i) investimentos/desinvestimentos financeiros (€237M), onde está incluída a aquisição da participação adicional de 20% na Genesa por €231M (2T11) e o desinvestimento de participações financeiras em dois parques eólicos, do qual a EDPR encaixou um total de €26M (2T11); e ii) outros pagamentos no total de €23M;
- A monetização de créditos fiscais (€144M) inclui dois acordos com Parcerias Institucionais executados para 198 MW correspondentes à capacidade adicionada nos EUA em 2011;
- O financiamento das actividades de investimento foi efectuado através de: i) Fluxo de Caixa Operacional, que cobriu 77% do montante do investimento operacional de 2011 (€829m); enquanto que ii) as despesas de investimento remanescentes foram cobertas por caixa e equivalentes e por nova dívida;
- A linha de "diferenças cambiais e outros" (-€157M) inclui o financiamento das adições de capacidade no consórcio ENEOP através de empréstimos accionistas e o efeito de tradução cambial (-€52M) maioritariamente relacionado com a dívida da EDPR em Dólares.

Dívida Líquida (€M)	2011	2010	Δ €
Empréstimos bancários e outros	837	733	+104
Dívida com empresas do Grupo EDP	2.989	2.800	+188
Dívida financeira	3.826	3.534	+293
Caixa e equivalentes	220	501	(281)
Empréstimos a empresas associadas e <i>cash pooling</i>	219	226	(7)
Activos financeiros detidos para negociação	0	36	(36)
Caixa e Equivalentes	439	762	(323)
Dívida Líquida	3.387	2.772	+616

Divisão da Dívida Líquida por Activos	2011	2010	Δ €
Dívida líquida relativa a activos em operação	3.169	2.358	+811
Dívida líquida relativa a activos em construção e desenv.	218	413	(195)

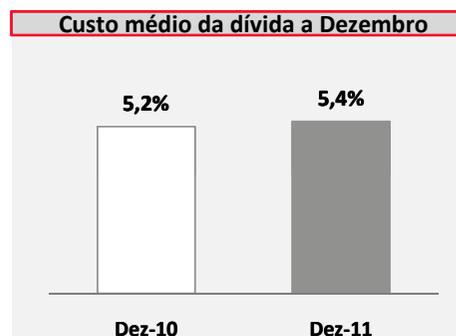
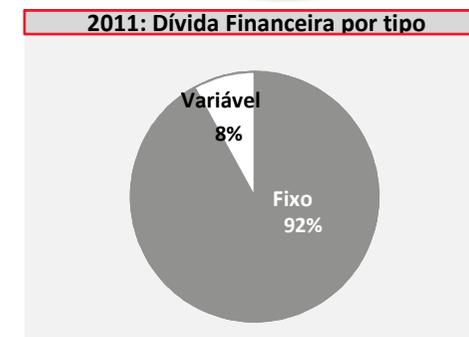
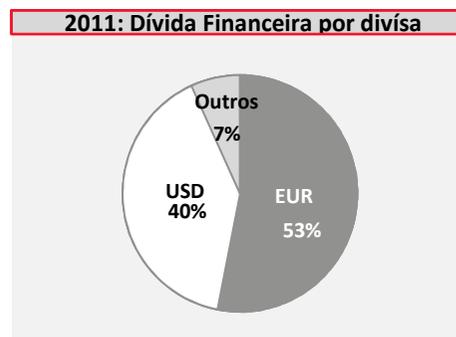
Passivo: Parcerias com investidores institucionais (€M) ⁽¹⁾	2011	2010	Δ €
Passivo com parcerias com investidores institucionais	1.024	1.009	+15

Resultados Financeiros Líquidos (€M)	2011	2010	Δ %
Juros financeiros líquidos	(189,5)	(166,9)	(14%)
Custos com parcerias com investidores institucionais	(62,4)	(64,8)	+4%
Custos capitalizados	33,9	68,4	(50%)
Diferenças cambiais	(21,7)	(1,4)	-
Outros	(4,5)	(9,5)	+53%
Resultados Financeiros Líquidos	(244,1)	(174,1)	(40%)

• A Dívida Financeira Bruta da EDPR aumentou para €3,8MM (+€0,3MM vs. Dez-10), enquanto que a Dívida Líquida foi de €3,4MM (+0,6MM vs. Dez-10) dado o nível de investimento do período, cujo impacto foi atenuado pela geração de fluxo de caixa. A Dívida Bruta Média aumentou 15% no período (€3,5MM em 2011 vs. €3,1MM em 2010). 78% da dívida da EDPR correspondem a empréstimos junto do Grupo EDP, enquanto que a dívida com instituições financeiras reflecte maioritariamente dívida em *project finance*. Em 2011, EDPR executou €290M em *project finance* na Roménia e no Brasil. Adicionalmente o consórcio ENEOP – Eólicas de Portugal executou um *project finance* de €260M para o segundo grupo de activos desenvolvido em Portugal, com encaixe previsto para 2012.

• O passivo com investidores institucionais nos EUA manteve-se estável nos €1,0MM. Em 2011, foram estabelecidos novos acordos “tax equity” relativos ao parque eólico Timber Road II (\$116M) e ao parque eólico Blue Canyon VI (\$124M, dos quais \$97M relativos ao encaixe inicial).

• Os juros financeiros líquidos aumentaram a um ritmo inferior ao da evolução da dívida financeira média (14% vs. 15%) embora o total de despesas financeiras líquidas tenham crescido 40% para €244M, impactado por diferenças cambiais negativas em €22M ,



Enterprise Value (31 de Dezembro 2011)

	€MM	%
Cap. Bolsista	4,1	48%
Minoritários	0,1	1%
TEI	1,0	12%
Dívida Líquida	3,4	39%
EV	8,7	100%

(não-caixa) referente a activos e passivos em países fora da Zona Euro, particularmente na Polónia, Roménia e EUA. Na Polónia, o Zloty recuou 12,2% face ao Euro em 2011, na Roménia, o Leu caiu 1,4%, enquanto que o Dólar apreciou 3,3%.

• A Dez-11, 53% da dívida financeira da EDPR estava denominada em Euros, enquanto que 40% estava em Dólares Norte-Americanos. Os restantes 7% estão relacionados com o *project finance* em Zloty para 120 MW na Polónia e com um *project finance* no Brasil em Reais Brasileiros executado em Julho para 70 MW (R\$228M).

• 92% da dívida financeira da EDPR estava sob taxa fixa, sendo que a sua maioria 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.

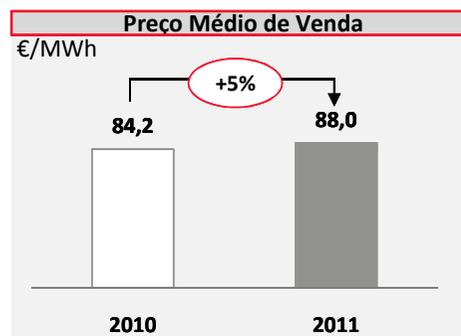
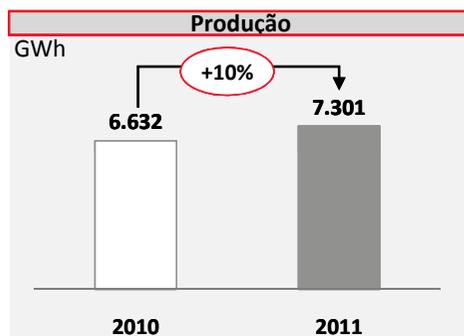
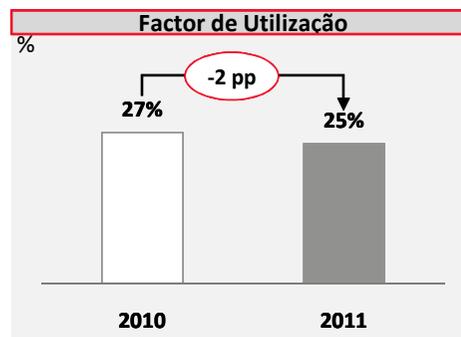
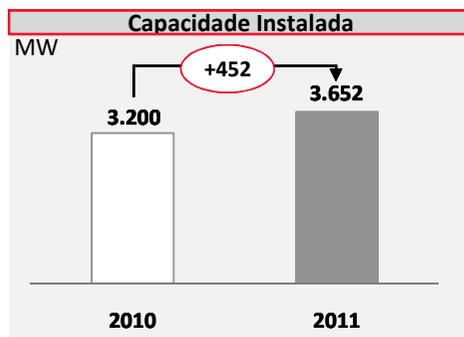
• A Dez-11, o custo médio da dívida foi de 5,4%, um aumento de 20pb em comparação com Dez-10, mas 20pb inferior ao de Jun-11, reflectindo as taxas atractivas contratadas nos últimos *project finance*.

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



renováveis

Plataformas de Actividade



- Em 2011, a EDPR aumentou a sua capacidade instalada em 452 MW para um total de 3,7 GW. A Europa Central e de Leste desempenharam um papel importante no crescimento do ano ao instalar 265 MW: 195 MW na Roménia e 70 MW na Polónia. Em Espanha, França e Portugal a EDPR instalou 151 MW, 22 MW e 14 MW, respectivamente. Adicionalmente, foram instalados 87 MW atribuíveis à EDPR no âmbito do consórcio eólicas de Portugal (consolidado por equivalência patrimonial).

- No período, a EDPR obteve uma vez mais factores de utilização superiores à média do mercado, reforçando a qualidade dos seus activos. O menor recurso eólico na Península Ibérica ao longo do ano e o início das operações na Roménia, explicam o menor factor de utilização em 2011 (25% em 2011 vs. 27% em 2010).

- A electricidade produzida em 2011 aumentou 10% face a 2010 para 7,3 TWh, em função da nova capacidade instalada e da evolução dos factores de utilização.

- O preço médio de venda na Europa em 2011 subiu 5% face a 2010 para €88/MWh, com todos os países a registarem evoluções positivas. A Polónia foi a única excepção em Euros devido à desvalorização do Zloty. A performance do preço da EDPR Europa seguiu: i) preços mais altos em Espanha (+4% vs. 2010) devido à opção estratégica de escolher a tarifa fixa (para a capacidade sob o RD 661/2007) e preços *spot* de electricidade mais

Demonstração de Resultados (€M)	2011	2010	Δ 11/10
Receitas	634,9	562,2	+13%
Fornecimentos e serviços externos	106,7	87,4	+22%
Custos com pessoal	22,8	20,1	+13%
Outros custos / (proveitos) operacionais	(33,9)	(7,0)	(387%)
Custos Operacionais	95,6	100,6	(5%)
EBITDA	539,3	461,7	+17%
EBITDA/Receitas	84,9%	82,1%	+3 pp
Provisões	(0,3)	(0,2)	(71%)
Amortizações	252,2	209,2	+21%
Compensação amort. activo subsidiado	(1,3)	(1,5)	+16%
EBIT	288,6	254,2	+14%

Rátios eficiência - excluindo outros proveitos	2011	2010	Δ 11/10
Opex / MW médio em operação (€ mil)	46,4	45,6	+2%
Opex / MWh (€)	21,2	19,2	+11%

Trabalhadores	2011	2010	Δ 11/10
Total Europa	393	398	(1%)

elevados (+36% vs. 2010); ii) actualização dos preços em Portugal (+5% vs. 2010) em função da inflação, e positivamente influenciados por preços mais baixos em 2010 (devido à sua indexação às horas de produção); e iii) preços mais elevados no Resto da Europa (+2% vs. 2010) combinados com o aumento do seu peso relativo na produção (18% em 2011 vs. 12% em 2010), com forte destaque para a Polónia e a Roménia.

- As receitas na Europa aumentaram 13% vs. 2010 para €635M, devido: i) à nova capacidade colocada em operação (+€93M); ii) à evolução favorável do preço (+€23M), que mais do que compensou iii) o menor recurso eólico (-€31M). O total de custos operacionais caiu 5% vs. 2010, beneficiando da reavaliação dos activos e passivos da EDPR Itália, que resultaram no registo de um ganho de €52M relativo à redução da estimativa do valor a pagar ao accionista minoritário na EDPR (opção de venda e *success fees*).

- Excluindo este efeito, os custos operacionais unitários continuam a apresentar bons rácios de eficiência: +2% vs. 2010 por MW médio (o crescimento de 11% por MWh vs. 2010 é distorcido pelo menor recurso eólico em 2011 vs. 2010).

- Assim, o EBITDA em 2011 atingiu €539M, crescendo 17% face a 2010, com uma margem EBITDA de 85%.

Capacidade Instalada (MW)	2011	2010	Δ 11/10
MW - Regime Transitório	1.153	1.153	-
MW - RD 661/2007	1.048	897	+151MW
Total MW	2.201	2.050	+151MW
Factor Médio de Utilização (%)	2011	2010	Δ 11/10
Factor Médio de Utilização	25%	27%	(2 pp)
Electricidade Produzida (GWh)	2011	2010	Δ 11/10
GWh Totais	4.584	4.355	+5%
Preço Média (€/MWh)	2011	2010	Δ 11/10
Preço médio de venda à pool	46,8	34,5	+36%
Preço Médio Final (Inclui Cobertura de Preços)	82,5	79,1	+4%
Sumário DR - incluindo cobertura de preços (€M)	2011	2010	Δ 11/10
Receitas	370,3	342,9	+8%
Custos operacionais	84,4	69,0	+22%
EBITDA	285,8	273,9	+4%
EBITDA/Receitas	77,2%	79,9%	(3 pp)

• Em Espanha, a EDPR instalou 151 MW durante 2011, alcançando uma capacidade instalada de 2,2 GW. A Dez-11, a EDPR tinha 58 MW em construção em Espanha e 52 MW incluídos no pré-registo prontos a começar construção e estarem 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 e os projectos incluídos no pré-registo.

• Em 2011, a EDPR apresentou uma vez mais um factor de utilização superior à média do mercado, reforçando a superior qualidade dos seus activos, apesar do menor recurso eólico registado. A EDPR alcançou um factor de utilização de 25%, c200pb acima da média do mercado, mas inferior à média registada pela EDPR de 27% nos últimos 10 anos. Assim, a electricidade produzida aumentou 5% vs. 2010 para 4.584 GWh.

• A EDPR continuou a executar a estratégia anunciada de redução da exposição à volatilidade de preços de mercado. Deste modo, em 2011 1,6 TWh – referentes à produção do Regime Transitório – foram vendidos *forward* e a Dez-11 960 MW estavam já

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

abrangidos pela opção da tarifa fixa enquadrada no RD661/2007. Do total de 4,6 TWh produzidos, 82% (3,7 TWh) foram vendidos através de coberturas de preços (1.599 MWh), tarifas fixas (1.499 GWh) ou protegidos por um preço mínimo regulado (642 MWh), enquanto apenas 18% (844 MWh) 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 82% de produção a ser vendida através de tarifa fixa, preço mínimo regulado e coberturas financeiras.

• O preço médio de venda subiu 4% vs. 2010 para €83/MWh, dado o aumento da capacidade abrangida pela tarifa fixa do RD661/200 (+774 MW), o ajuste à inflação dos preços regulados do RD661/2007 e à recuperação do preço de mercado (+36% vs. 2010).

• As receitas em 2011 cresceram 8% para €370M beneficiando: i) das adições de capacidade (+€48M), e; ii) do aumento do preço médio de venda (+€14M), que mais do que compensaram, iii) o menor recurso eólico (-€29M). Assim, o EBITDA de 2011 aumentou 4% vs. 2010 para €286M, com uma margem EBITDA de 77%.

Capacidade Instalada (MW)	2011	2010	Δ 11/10
MW EBITDA	613	599	+14MW
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	326	239	+87MW

Factor Médio de Utilização (%)	2011	2010	Δ 11/10
Factor Médio de Utilização	27%	29%	(2 pp)

Electricidade Produzida (GWh)	2011	2010	Δ 11/10
GWh	1.391	1.472	(6%)

Preço Médio (€/MWh)	2011	2010	Δ 11/10
Preço Médio Final	98,7	93,8	+5%

Sumário DR (€M)	2011	2010	Δ 11/10
Receitas	138,6	140,3	(1%)
Custos operacionais	27,8	24,6	+13%
EBITDA	110,7	115,7	(4%)
EBITDA/Receitas	79,9%	82,5%	(3 pp)

• Em Portugal, a capacidade instalada da EDPR a Dez-11 era de 613 MW (+14 MW vs Dez-10), acrescida de 326 MW de capacidade consolidada pelo método de equivalência patrimonial através da sua participação no consórcio Eólicas de Portugal. A totalidade dos 613 MW é remunerada de acordo com o antigo regime tarifário, enquanto a capacidade atribuível à EDPR no consórcio Eólicas de Portugal é remunerada de acordo com uma nova tarifa que foi definida através de um processo competitivo.

• O factor de utilização em 2011 esteve em linha com a média de longo prazo esperada alcançando 27% (-2pp vs. 2010). No período, a produção de electricidade alcançou 1,4 TWh (-6% vs. 2010), em virtude do recurso eólico superior à média em 2010.

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 5% vs. 2010 para €99/MWh, reflectindo a actualização de preços de acordo com a inflação, enquanto que a análise face a 2010 é positivamente influenciada pelo menor preço alcançado em 2010 devido ao factor de ajustamento em função da indexação às horas de produção (dada a produção superior à média em 2010).

• As receitas em 2011 foram de €139M (vs. 140M em 2010), evidenciando a sustentabilidade e estabilidade do esquema remuneratório em curso: produção decresceu 6%, preços subiram 5%. Em 2011, o EBITDA totalizou €111M com uma margem EBITDA de 80%.

• A actividade da EDPR em Portugal representa 13% do total da capacidade consolidada a nível mundial e 14% do EBITDA consolidado.

Capacidade Instalada (MW)	2011	2010	Δ 11/10
França	306	284	+22MW
Bélgica	57	57	-
Polónia	190	120	+70MW
Roménia	285	90	+195MW
Total MW	838	551	+287MW

Factor Médio de Utilização (%)	2011	2010	Δ 11/10
França	23%	24%	(0 pp)
Bélgica	23%	21%	+2 pp
Polónia	27%	28%	(0 pp)
Roménia	16%	-	-
Factor Médio de Utilização	23%	24%	(1 pp)

Electricidade Produzida (GWh)	2011	2010	Δ 11/10
França	589	489	+20%
Bélgica	117	107	+9%
Polónia	376	194	+94%
Roménia	245	15,0	-
GWh	1.326	804	+65%

Sumário DR (€M)	2011	2010	Δ 11/10
Receitas	126,2	78,5	+61%
Custos operacionais	32,1	7,1	+353%
EBITDA	94,1	71,4	+32%
EBITDA/Receitas	74,6%	91,0%	(16 pp)

• Em 2011, no Resto da Europa, a EDPR registou um notável crescimento de 52% na capacidade ao instalar 287 MW, alcançando um total de 838 MW (11% do total da capacidade instalada da empresa). No ano, 195 MW foram instalados na Roménia, 70 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 122 MW em construção: 80 MW na Polónia, 22 MW em França e 20 MW em Itália.

• As adições de capacidade e o factor de utilização de 23% em 2011 conduziram a um crescimento anual de 65% na electricidade produzida alcançando 1.326 GWh. A Polónia e a Roménia aumentaram consideravelmente o seu peso relativo na produção do Resto da Europa de c25% para c50% em resultado capacidade recentemente adicionada.

• O aumento do peso relativo da Polónia e da Roménia na geração de 2011 do Resto da Europa levou a um aumento do preço médio para €96/MWh (+2% vs. 2010). Em França, a tarifa subiu 3% vs. 2010 para €87/MWh, enquanto que os activos na Polónia receberam

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 (PLN195,3/MWh em 2011) a cada 12 meses. As Distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de CV (PLN274,9/MWh em 2011). Opção para negociar CAE de longo prazo.

Roménia

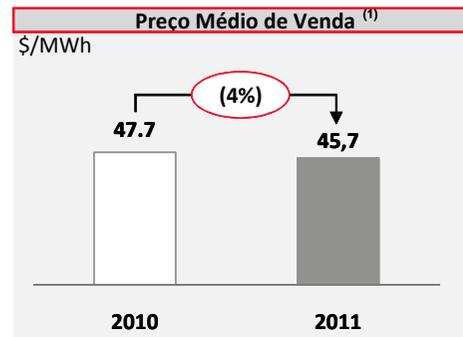
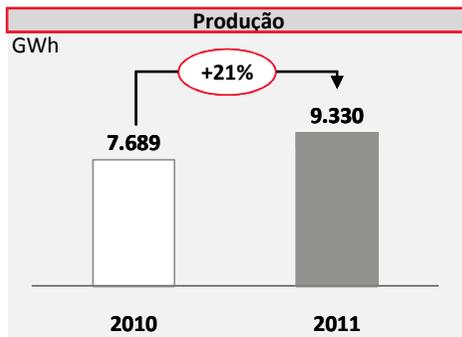
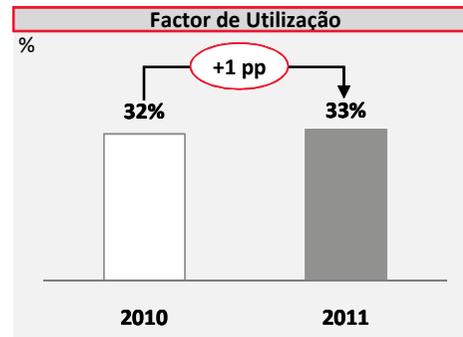
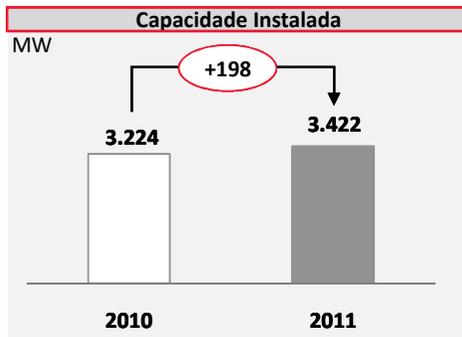
Sistema: Preço de mercado + CV. Produtores de energia eólica recebem 2 CV por cada MWh gerado até 2017 (ainda sem vínculo regulatório). O valor de mercados dos certificados verdes é fixado em euros, tendo o valor mínimo de €27,6 e o valor máximo de €56,2. Opção para negociar CAE de longo prazo.

Preço Médio (€/MWh)	2011	2010	Δ 11/10
França	86,8	83,9	+3%
Bélgica	112,0	112,0	+0%
Polónia	108,8	111,5	(2%)
Roménia	89,1	59,3	-
Preço Médio Final	95,7	93,8	+2%

um preço médio de €109/MWh através de contratos de longo prazo atractivos (a evolução anual é resultado da desvalorização do Zloty). O preço de venda obtido na Bélgica manteve-se estável em €112/MWh em virtude do contrato de longo prazo em vigor e na Roménia o preço de €89/MWh, reflecte por um lado o período de provas dos novos parques eólicos e por outro recebimento de apenas um certificado verde por MWh (a implementação do enquadramento regulatório do segundo certificado verde, aprovado por lei em Jul-2011, apenas aconteceu no final de 2011).

• Em 2011, as receitas aumentaram 61% vs. 2010 para €126M, em resultado do forte crescimento da electricidade produzida conjugado com o aumento de 2% no preço médio final.

• O EBITDA do Resto da Europa cresceu 32% vs. 2010 para €94M, com uma margem EBITDA de 75%.



• Nos EUA, a capacidade instalada da EDPR a Dez-11 somava 3,4 GW, o que representa um aumento de 198 MW face a 2010. Foram instalados 99 MW no PJM e 99 MW no SPP.

• O factor de utilização médio em 2011 foi de 33%, tendo melhorado 1 pp vs. 2010, dada a evolução positiva do recurso eólico na maioria dos mercados onde a EDPR opera.

• Na sequência da contribuição integral por parte da capacidade instalada em 2010, do aumento da capacidade instalada em 2011 e do desempenho do factor de utilização, a produção de electricidade cresceu 21% em 2011, atingindo um total de 9.330 GWh.

• O preço médio de venda em 2011, excluindo as receitas associadas a créditos fiscais de produção (PTC), caiu 4% no ano. Esta queda reflecte: i) os menores preços *spot* de electricidade na produção vendida a mercado; e ii) menores preços 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 de interruptibilidade, em resultado de menores cortes de transmissão mas compensado por maior produção.

Demonstração de Resultados (US\$M)	2011	2010	Δ 11/10
Receitas	577,0	506,4	+14%
Fornecimentos e serviços externos	141,0	123,3	+14%
Custos com pessoal	36,1	32,3	+12%
Outros custos / (proveitos) operacionais	23,8	(31,4)	-
Custos Operacionais	200,9	124,1	+62%
EBITDA	376,1	382,2	(2%)
EBITDA/Receitas	65,2%	75,5%	(10 pp)
Provisões	-	-	-
Amortizações	291,8	294,7	(1%)
Compensações de amortização dos activo subsidiados	(19,1)	(13,1)	(46%)
EBIT	103,3	100,7	+3%

Rádios eficiência - excluindo outros proveitos ⁽²⁾	2011	2010	Δ 11/10
Opex / MW médio em operação (mil \$)	58,2	61,9	(6%)
Opex / MWh (\$)	22,1	21,9	+1%

Trabalhadores	2011	2010	Δ 11/10
Total EUA	260	332	(22%)

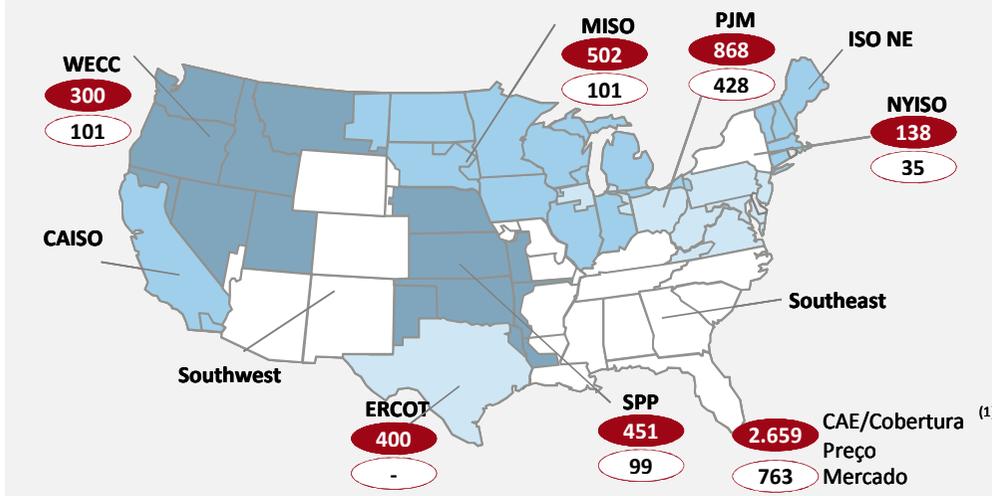
• As Receitas cresceram 14% face ao período homólogo para \$577M em 2011, beneficiando i) da capacidade instalada nos últimos 12 meses, da melhoria do factor de utilização e da contínua monetização de créditos fiscais através de parcerias institucionais; embora penalizadas ii) pelos preços *spot* de electricidade, em conjunto com uma diferente estrutura de preços para alguns contratos de longo-prazo.

• Os custos operacionais cresceram 62% vs. 2010, reflectindo principalmente a evolução de “outros custos operacionais / (proveitos)”, que foram impactados por dois elementos não-recorrentes: i) em 2011 em resultado de um abate relacionado com a racionalização da carteira de projectos (-\$16M); e ii) em 2010 na sequência de uma transacção concluída no 4T10 para encurtar a maturidade de um CAE (encaixe de \$21M). Importa salientar que o Opex/MW caiu 6% (excluindo outros proveitos e elementos não-recorrentes), dado o elevado controlo de custos e eficiência melhorada.

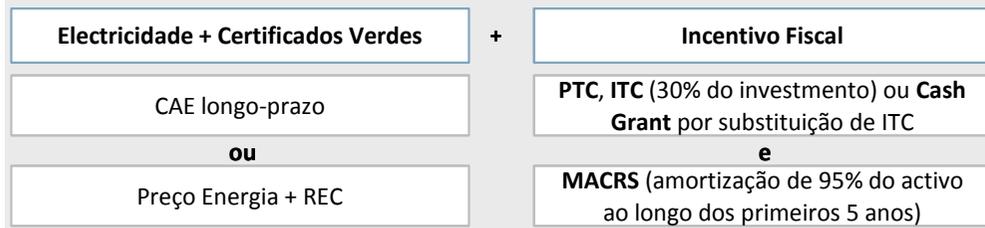
• No geral, o EBITDA caiu 2% para \$376M, dada a evolução dos custos operacionais (influenciados por maiores “outros custos operacionais/(proveitos)”, que vieram anular o efeito positivo do aumento de capacidade conjugado com um melhor factor de utilização.

⁽¹⁾ Excluindo proveitos relacionados com investidores institucionais. ⁽²⁾ Excluindo abates
Nota: Taxa cambial média em 2011 foi de 1,39 \$/€. Taxa cambial a Dez-2011 foi de 1,29 \$/€.

EDPR EUA: Capacidade Instalada em 2011 por Mercado (MW)



Sistema Remuneratório



• A Dez-11, a EDPR tinha 3,4 GW nos EUA, em seis mercados e doze Estados. Actualmente, a EDPR tem 215 MW em construção provenientes do parque eólico Marble River no Estado de Nova Iorque que tem já associado um contrato de longo-prazo para a venda de RECs.

• Os factores de utilização obtiveram uma performance anual positiva na generalidade dos mercados onde a EDPR está presente, com principal destaque para o ERCOT, que obteve uma evolução de 6 pp para 37% (devido à alteração na estrutura de mercado, reduzindo as interruptibilidades; visível nos quadros supra à direita). O maior factor de utilização, conjugado com o crescimento de capacidade levou a um aumento acentuado na produção de electricidade nos mercados PJM, WECC e ERCOT.

• Em 2011, a produção coberta por CAE totalizou 6.716 GWh (72% do total de produção vs. 70% em 2010), enquanto que a produção exposta a preços de mercado foi de 2.614 GWh (28% vs. 30% em 2010).

Factor Médio de Utilização (%)	2011	2010	Δ 11/10
PJM	30%	31%	(1 pp)
MISO	34%	33%	+0 pp
SPP	39%	36%	+2 pp
ERCOT	37%	30%	+6 pp
NYISO	26%	24%	+2 pp
WECC	29%	27%	+2 pp

Factor Médio de Utilização	2011	2010	Δ 11/10
	33%	32%	+1 pp

Electricidade Produzida (GWh)	2011	2010	Δ 11/10
PJM	3.320	2.352	+41%
MISO	1.778	1.754	+1%
SPP	1.549	1.439	+8%
ERCOT	1.282	1.057	+21%
NYISO	388	362	+7%
WECC	1.014	726	+40%

GWh	2011	2010	Δ 11/10
	9.330	7.689	+21%

Preço Médio (\$/MWh)	2011	2010	Δ 11/10
Preço médio CAE/Cobertura de preço	50,8	53,9	(6%)
Preço médio de mercado	30,1	31,1	(3%)
Preço Médio Final	45,7	47,7	(4%)

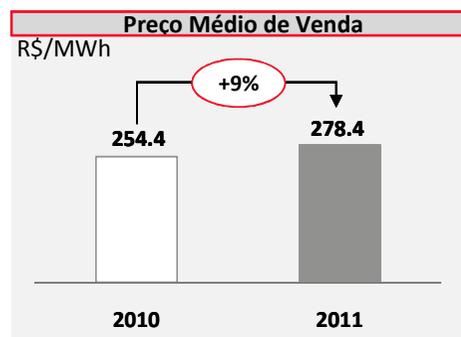
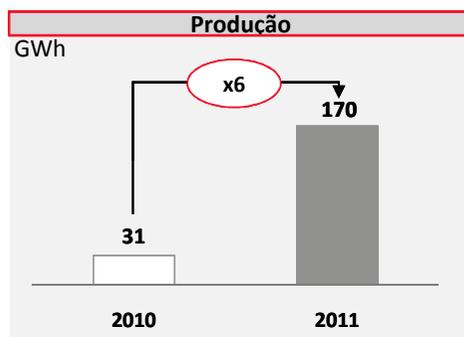
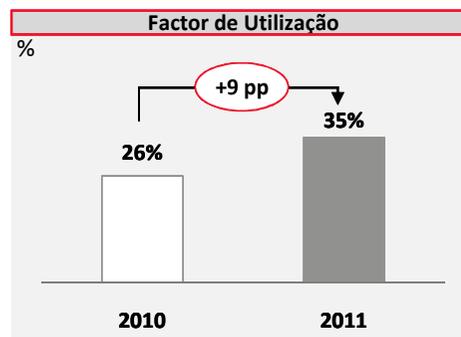
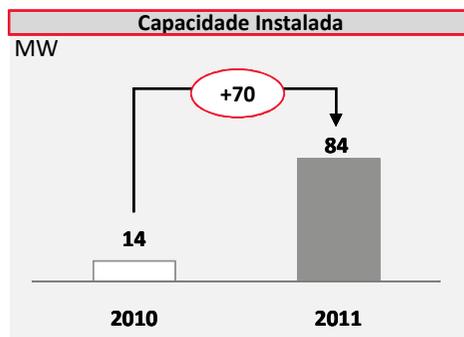
Incentivo Fiscal	2011	2010	Δ 11/10
MW sob PTC (Estrutura Tax Equity)	2.123	2.024	+99MW
MW sob cash grant flip (Estrutura Tax Equity)	500	401	+99MW
MW sob cash grant	799	799	-

Proveitos com parcerias institucionais (US\$M)	2011	2010	Δ 11/10
	155,4	141,9	+10%

• 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 a 5 anos para 200 MW assinado em finais de 2010, com um menor preço inicial (inferior à média da carteira de activos) mas com uma taxa de actualização anual de dois dígitos; e ii) menores cortes de transmissão, que conduziram a menores compensações de interruptibilidade (pagas pela empresa distribuidora de electricidade e cujo proveito está incluído no preço de venda final) mas a um maior volume de produção (i.e., menor preço final mas volume de produção superior com impacto neutral nas receitas). Os parques eólicos expostos ao mercado mantêm-se pressionados pelos baixos preços de gás e pela fraca procura de electricidade, e mais recentemente pelo Inverno ameno no 4T11.

• As receitas com parcerias institucionais aumentaram 10% em 2011 para \$155M, explicado por i) factores de utilização superiores para projectos com incentivos fiscais PTC; e ii) proveitos adicionais de acordos “tax equity” celebrados em 2010/11. Os projectos com “Cash Grant” beneficiam de compensações de amortização dos activos subsidiados (\$19M em 2011 vs. \$13M em 2010).

⁽¹⁾ CAE e cobertura de longo prazo. Inclui CAE para 184 MW com início em Jan-2012 e 175 MW com início em Jun-2012.



- A capacidade instalada da EDPR no Brasil atingiu 84 MW a Dez-11, tendo crescido em 70 MW face a 2010. A EDPR concluiu a instalação do parque eólico Tramandaí no Estado do Rio Grande do Sul, em Maio de 2011 (70 MW), estando localizado numa área de elevado recurso eólico. A capacidade instalada da empresa no Brasil está inteiramente ao abrigo do programa PROINFA, contemplando contratos de longo prazo para a venda de electricidade produzida ao longo de 20 anos, o que se traduz na geração de fluxos de caixa estáveis e com visibilidade para a vida dos projectos.

- Em 2011, o factor de utilização médio da EDPR no Brasil cresceu 9pp para 35%, dada a contribuição positiva dos 70 MW adicionados em Maio e o elevado recurso eólico ao longo de 2011.

- A produção de electricidade no Brasil aumentou seis vezes face a 2010 para 170 GWh, na sequência do aumento de capacidade operativa ao longo dos últimos 12 meses, e do elevado recurso eólico.

Demonstração de Resultados (R\$M)	2011	2010	Δ 11/10
Receitas	45,3	7,5	+501%
Fornecimentos e serviços externos	11,4	4,5	+152%
Custos com pessoal	2,9	2,0	+45%
Outros custos / (proveitos) operacionais	0,5	2,0	(75%)
Custos Operacionais	14,8	8,6	+73%
EBITDA	30,5	(1,0)	-
EBITDA/Receitas	67,3%	n/a	-
Provisões	-	-	-
Amortizações	10,6	3,1	+239%
Compensações de amortização dos activo subsidiados	-	-	-
EBIT	19,9	(4,2)	-

Rácios eficiência - excluindo outros proveitos	2011	2010	Δ 11/10
Opex / MW médio em operação (mil R\$)	259,3	611,5	(58%)
Opex / MWh (R\$)	87,3	278,1	(69%)

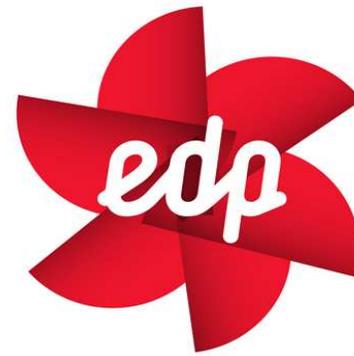
Trabalhadores	2011	2010	Δ 11/10
Total Brasil	16	17	(6%)

- Em 2011, o preço médio de venda de electricidade da EDPR no Brasil subiu 9% para \$R278,4/MWh na sequência da actualização anual indexada à taxa de inflação e do maior preço de venda associado aos 70 MW instalados em Maio.

- A EDPR somou R\$46M em Receitas de 2011 no Brasil, representando um crescimento de seis vezes, na sequência do desempenho da produção de electricidade e da evolução positiva do preço de venda.

- No geral, o EBITDA de 2011 no Brasil aumentou para R\$30M, enquanto que a margem EBITDA atingiu 67% dada a fase de arranque das operações no Brasil ao longo 2011.

- Em Dezembro de 2011, foram adjudicados à EDPR CAEs 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 em futuros leilões de energia.



renováveis

Dados trimestrais

Dados Trimestrais

Dados Trimestrais	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11	Δ Anual	Δ Trim.
MW EBITDA							
Europa	3.200	3.388	3.526	3.553	3.652	+14%	+3%
EUA	3.224	3.224	3.278	3.323	3.422	+6%	+3%
Brasil	14	14	84	84	84	-	-
EDPR	6.437	6.625	6.887	6.959	7.157	+11%	+3%
Factor Médio de Utilização							
Europa	30%	29%	23%	21%	27%	(4 pp)	+5 pp
EUA	37%	35%	38%	21%	37%	+0 pp	+16 pp
Brasil	21%	19%	26%	40%	36%	+15 pp	(4 pp)
EDPR	34%	33%	31%	21%	32%	(2 pp)	+10 pp
GWh							
Europa	2.017	1.985	1.672	1.583	2.061	+2%	+30%
EUA	2.511	2.430	2.675	1.527	2.698	+7%	+77%
Brasil	6	6	23	75	66	-	(11%)
EDPR	4.534	4.421	4.370	3.185	4.825	+6%	+52%
Tarifa / Preço de Venda							
Europa (€/MWh)	83	88	89	90	86	+4%	(4%)
EUA (\$/MWh) ⁽¹⁾	44	46	44	48	46	+5%	(4%)
Brasil (R\$/MWh)	263	263	276	279	278	+6%	(0%)
Preço Médio da Carteira (€/MWh)⁽¹⁾	55	58	53	64	57	+4%	(10%)
Receitas (€M)							
Europa	171	173	148	144	170	(1%)	+18%
EUA	113	111	111	70	123	+8%	+75%
Brasil	1	1	3	9	8	-	(14%)
EDPR	285	284	262	222	300	+5%	+35%
EBITDA (€M)							
Europa	155	141	115	102	182	+18%	+79%
EUA	108	80	80	38	73	(32%)	+94%
Brasil	(1)	(0)	2	6	5	-	(15%)
EDPR	240	220	189	139	252	+5%	+82%
EBITDA / Receitas							
Europa	90%	81%	78%	71%	107%	+17 pp	+36 pp
EUA	95%	72%	72%	54%	59%	(36 pp)	+6 pp
Brasil	-	-	64%	70%	69%	-	(1 pp)
EDPR	84%	77%	72%	63%	84%	+0 pp	+22 pp
Resultado Líquido EDPR (€M)	58	49	40	(27)	26	(55%)	(197%)
Capex (€M)							
Europa	149	100	54	62	152	+2%	+144%
EUA	85	27	102	108	169	+98%	+57%
Brasil	49	62	(2)	1	2	-	+288%
EDPR	281	191	155	171	313	+11%	+83%
Dívida Líquida (€M)	2.772	3.076	3.285	3.447	3.387	+22%	(2%)
Passivo com Parcerias com Investidores Instit. (€M)	1.009	887	865	965	1.024	+1%	+6%

⁽¹⁾ Exclui proveitos relacionados com parcerias com investidores institucionais



renováveis

Demonstrações Financeiras

EDPR: Demonstração de Resultados por Região



2011 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Adj.	Consolidado
Receitas	634,9	414,5	19,5	0,0	1.068,8
Fornecimentos e serviços externos	106,7	101,3	4,9	12,3	225,1
Custos com pessoal	22,8	25,9	1,4	10,7	60,8
Outros custos / (proveitos) operacionais	(33,9)	17,1	0,1	(1,2)	(17,8)
Custos Operacionais	95,6	144,3	6,4	21,8	268,1
EBITDA	539,3	270,2	13,1	(21,8)	800,7
EBITDA/Receitas	84,9%	65,2%	+67,3%	n.a.	74,9%
Provisões	(0,3)	-	-	-	(0,3)
Amortizações	252,2	209,7	4,6	2,0	468,5
Compensação de amortização dos activos subsidiados	(1,3)	(13,7)	-	(0,0)	(15,0)
EBIT	288,6	74,2	8,5	(23,9)	347,5

2010 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Adj.	Consolidado
Receitas	562,2	382,0	3,2	0,2	947,6
Fornecimentos e serviços externos	87,4	93,0	1,9	13,8	196,2
Custos com pessoal	20,1	24,3	0,9	9,5	54,8
Outros custos / (proveitos) operacionais	(7,0)	(23,7)	0,7	13,8	(16,2)
Custos Operacionais	100,6	93,6	3,5	37,1	234,9
EBITDA	461,7	288,3	(0,3)	(36,9)	712,7
EBITDA/Receitas	82,1%	75,5%	n/a	n.a.	75,2%
Provisões	(0,2)	-	-	-	(0,2)
Amortizações	209,2	222,3	1,3	1,6	434,4
Compensação de amortização dos activos subsidiados	(1,5)	(9,9)	-	(0,0)	(11,4)
EBIT	254,2	75,9	(1,7)	(38,5)	289,9

EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País



2011 (€M)	Espanha ⁽¹⁾	Portugal	Resto da Europa	Outros/Adj.	Europa
Receitas	379,5	138,6	126,2	(9,5)	634,9
Fornecimentos e serviços externos	66,6	21,5	23,1	(4,6)	106,7
Custos com pessoal	6,9	3,0	3,9	9,0	22,8
Outros custos / (proveitos) operacionais	11,0	3,4	5,0	(53,2)	(33,9)
Custos Operacionais	84,4	27,8	32,1	(48,8)	95,6
EBITDA	295,1	110,7	94,1	39,3	539,3
EBITDA/Receitas	77,8%	79,9%	74,6%	n.a.	84,9%
Provisões	(0,3)	0,0	-	(0,0)	(0,3)
Amortizações	133,7	28,6	84,6	5,3	252,2
Compensação de amortização dos activos subsidiados	(0,1)	(0,9)	(0,2)	(0,0)	(1,3)
EBIT	161,9	83,0	9,8	34,0	288,6

2010 (€M)	Espanha ⁽¹⁾	Portugal	Resto da Europa	Outros/Adj.	Europa
Receitas	331,2	140,3	78,5	12,3	562,2
Fornecimentos e serviços externos	60,7	18,2	17,9	(9,4)	87,4
Custos com pessoal	5,6	2,7	3,1	8,7	20,1
Outros custos / (proveitos) operacionais	2,7	3,6	(13,9)	0,6	(7,0)
Custos Operacionais	69,0	24,6	7,1	(0,1)	100,6
EBITDA	262,2	115,7	71,4	12,4	461,7
EBITDA/Receitas	79,2%	82,5%	91,0%	n.a.	82,1%
Provisões	(0,1)	(0,0)	-	0,0	(0,2)
Amortizações	138,3	35,0	30,7	5,2	209,2
Compensação de amortização dos activos subsidiados	(0,2)	(1,1)	(0,2)	(0,0)	(1,5)
EBIT	124,3	81,8	40,9	7,1	254,2

⁽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, a perda de cobertura de preços de €9M em 2011 (ganho de €12M em 2010) 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.



Anexo

Pipeline (MW)	Tier 1	Tier 2	Tier 3	Subtotal	Prospects	Total
Espanha	134	233	1.942	2.309	1.541	3.850
Portugal ⁽¹⁾	160	10	20	190	200	390
Resto de Europa	76	674	2.496	3.246	1.636	4.881
- França	50	78	221	348	270	618
- Bélgica	-	13	30	43	-	43
- Polónia	-	398	653	1.051	314	1.365
- Roménia	26	-	530	556	23	579
- Itália	-	186	58	244	586	830
- UK	-	-	1.005	1.005	443	1.448
Europa	369	917	4.458	5.745	3.377	9.121
EUA	775	4.038	3.285	8.098	2.095	10.193
Canadá	-	-	-	-	100	100
América do Norte	775	4.038	3.285	8.098	2.195	10.293
Brasil	120	153	641	914	700	1.614
EDPR	1.264	5.107	8.384	14.756	6.272	21.028

⁽¹⁾ Inclui 154 MW de projectos em Tier 1 atribuíveis à EDPR no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal.



renováveis

powered by nature