

renováveis

Resultados 9M 2013

Direcção de Relações com Investidores

Rui Antunes, Director
Francisco Beirão
Maria Fontes
Mariana Lei

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

Conference call & webcast

Data: Quarta-Feira 30 de Outubro de 2013, 14:00 GMT | 15:00 CET

Webcast: www.edpr.com

Número de Telefone: +44 (0)20 7031 4064 | +1 334 323 6201

Número de Telefone para repetição: +44 (0)20 7031 4064 | +1 954 334 0342 | Access code: 937739 (até 6 de Novembro de 2013)

30 de Outubro de 2013

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



Destaques dos 9M13	- 2 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas Condensadas	- 3 -
Principais Dados Operacionais e de Receitas	- 4 -
Principais Dados Financeiros	- 5 -
Base de Activos e Capex	- 6 -
Fluxo de Caixa	- 7 -
Dívida Líquida e Passivo com Investidores Institucionais	- 8 -
Plataformas de Actividade	- 9 -
Europa	- 10 -
EUA	- 14 -
Brasil	- 16 -
Dados Trimestrais	- 17 -
Demonstrações Financeiras	- 19 -
Anexo	- 22 -

Sumário Resultados Financeiros

Dados Operacionais	9M13	9M12	Δ 13/12
Capacidade instalada (MW EBITDA + ENEOP)	8.165	7.738	+428
Factor de utilização (%)	29%	29%	+0,1pp
Produção (GWh)	14.244	13.345	+7%
Preço médio venda electricidade (€/MWh)	64,5	63,9	+1%

DR (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Receitas	1.003	936	+7%
Custos Operacionais (líquido)	(295)	(262)	+13%
EBITDA	708	675	+5%
EBITDA/Receitas	71%	72%	(1 pp)
EBIT	360	344	+5%
Resultados Financeiros	(199)	(201)	(1%)
Resultado Líquido (Accionistas EDPR)	102	93	+10%

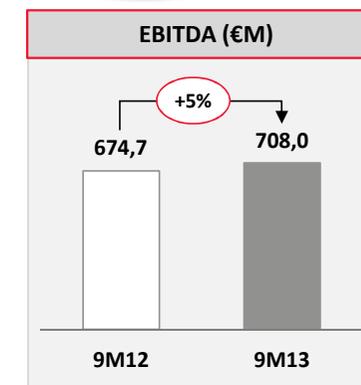
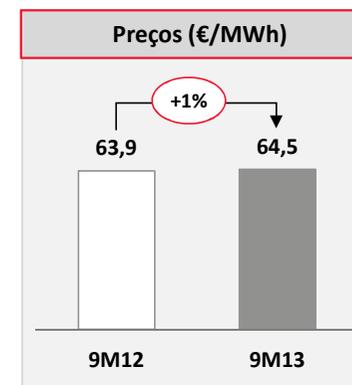
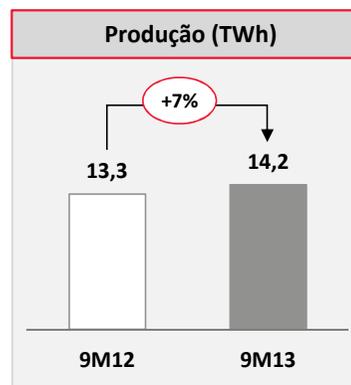
Fluxo de Caixa (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Fluxo de Caixa Operacional	570	533	+7%
Capex	234	267	(13%)

Balanço (€M)	9M13	2012	Δ €
Activos fixos tangíveis (líquido)	10.230	10.537	(307)
Capital Próprio	6.015	5.749	+266
Dívida líquida	3.194	3.305	(112)
Passivos com investidores institucionais (EUA)	875	942	(67)

Trabalhadores	9M13	9M12	Δ 13/12
Total	893	850	+5%

Principais Acontecimentos

- Os EUA estenderam os incentivos fiscais associados à energia eólica (PTC por 10 anos ou ITC - crédito fiscal de 30% do investimento inicial) para projectos eólicos que iniciem construção até Dez-13.
- EDPR garante tarifa a 20 anos para 60 MW a desenvolver em Itália.
- EDPR distribui dividendo bruto de €0,04/acção.
- Governo Romeno publica portaria com modificações para o sector das energias renováveis.
- EDPR conclui a venda de participações minoritárias em parques eólicos em Portugal.
- EDPR assina CAEs num total de 1.000 MW nos EUA.
- Governo Espanhol publica Real Decreto-Lei com alterações regulatórias para o sector eléctrico e das energias renováveis.
- EDPR executou duas operações de rotação de activos através da venda de participações minoritárias à Fiera Axium e Axpo Group (Set/Out).



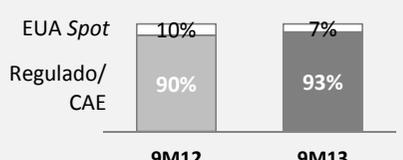
- Nos 9M13, a EDPR produziu 14,2 TWh de energia renovável, 7% acima do período homólogo, reflectindo o melhor recurso eólico na Europa e o crescimento da capacidade instalada.
- O preço médio no período subiu 1% vs. 9M12 atingindo €64,5/MWh, beneficiando de um diferente mix de produção, com a Europa a representar 48% (45% nos 9M12), e impulsionado por um preço médio superior nos EUA (+5%) e no Brasil (+9%) vs. 9M12, compensando o menor preço médio na Europa (-2% vs. 9M12).
- As receitas dos 9M13 atingiram os €1.003M (+7% vs. 9M12) dado o crescimento da produção e um preço médio mais elevado. Em linha com as receitas (+€67M vs. 9M12), o EBITDA aumentou +5% vs. 9M12 para €708M (+€33M). O EBITDA avançou apesar do aumento dos Custos Operacionais (líquido) de €34M, incluindo €25M do imposto de 7% sobre as vendas de electricidade em Espanha (em vigor desde Jan-13), mitigado pelo aumento de €10M de outros proveitos operacionais. O EBIT subiu em linha com o EBITDA (+5% vs. 9M12), no seguimento do crescimento de 5% nas amortizações líquidas.
- Nos 9M13 o resultado antes de imposto foi impactado pelos seguintes eventos não recorrentes: i) +€14M reflectindo o acordo, no 1T13, com um cliente nos EUA para a reestruturação dos volumes contractados de um CAE de longo prazo (impacto no EBITDA); ii) -€6M relativos a abates, provisões e outros (impacto no EBITDA); iii) -€10M de imparidades relacionadas com projectos eólicos em desenvolvimento (impacto no EBIT).
- Nos 9M13 os custos financeiros líquidos registaram um decréscimo de 1% vs. 9M12, atingindo os €199M. Os juros financeiros líquidos diminuíram 1% vs. 9M12, reflectindo um menor custo da dívida (5,2% em Set-13) assim como um menor montante de dívida líquida.
- O resultado líquido dos 9M13 subiu 10% vs. 9M12, para €102M, e o resultado líquido ajustado cresceu 5% para €98M (ajustado pelos eventos não recorrentes nos 9M13 e 9M12, diferenças cambiais e ganhos de capital). Os interesses não controláveis totalizaram €22M (+€16M vs. 9M12) devido ao elevado recurso eólico na Península Ibérica e aos interesses não controláveis vendidos à Borealis e à CTG.
- Nos 9M13, o Fluxo de Caixa Operacional aumentou 7% vs. 9M12 para €570M reforçando a capacidade de geração dos activos existentes, que juntamente com o cash grant recebido nos EUA (\$120M), fez o capex do período (€234M, -13% vs. 9M12) e os pagamentos a fornecedores de activos fixos associados ao imobilizado (€404M). Em Jun-13, a EDPR concluiu a venda de interesses não controláveis e empréstimos accionistas de parque eólicos em Portugal à CTG (€368M), e em Set/Oct-13 realizou duas transacções de rotações de activos (Fiera Axium e a Axpo Group) ainda não contabilizadas. Em suma, a dívida líquida diminuiu €112M vs. Dez-12.

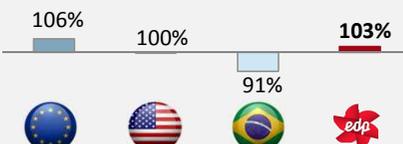
Nota: As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

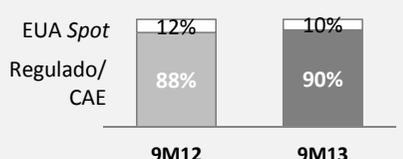
Demonstração de Resultados (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Vendas de electricidade e outros	912,3	842,0	+8%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	91,0	94,2	(3%)
Receitas	1.003,3	936,2	+7%
Outros proveitos operacionais	30,7	20,3	+51%
Fornecimentos e serviços externos	(190,9)	(183,5)	+4%
Custos com pessoal	(53,1)	(46,8)	+13%
Outros custos operacionais	(82,1)	(51,6)	+59%
Custos Operacionais (líquido)	(295,3)	(261,6)	+13%
EBITDA	708,0	674,7	+5%
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>70,6%</i>	<i>72,1%</i>	<i>(1,5pp)</i>
Provisões	(0,3)	-	-
Amortizações	(362,0)	(342,3)	+6%
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	14,0	11,5	+22%
EBIT	359,8	343,9	+5%
Ganhos/(perdas) na alienação de activos financeiros	0,0	2,9	(100%)
Resultados financeiros	(199,3)	(200,7)	(1%)
Ganhos/(perdas) em associadas	8,9	4,3	+108%
Resultados Antes de Impostos	169,4	150,3	+13%
Impostos sobre o rendimento	(45,3)	(51,1)	(11%)
Resultado Líquido do Exercício	124,1	99,2	+25%
Resultado Líquido (Accionistas EDPR)	101,6	92,6	+10%
Interesses não controláveis	22,5	6,6	+239%

Activos (€M)	9M13	2012
Activos fixos tangíveis (líquido)	10.230	10.537
Activos intangíveis & goodwill (líquido)	1.321	1.327
Investimentos financeiros (líquido)	67	57
Impostos diferidos activos	113	89
Inventários	16	16
Clientes (líquido)	138	180
Outros devedores (líquido)	749	800
Activos financeiros ao justo valor através dos resultados	0,2	0,4
Depósitos colaterais	125	49
Caixa e equivalentes	324	246
Total Activo	13.085	13.302
Capital Próprio (€M)	9M13	2012
Capital + prémios de emissão	4.914	4.914
Resultados e outros reservas	624	384
Resultado líquido atribuível aos accionistas EDPR	102	126
Interesses não controláveis	375	325
Total do Capital Próprio	6.015	5.749
Passivo (€M)	9M13	2012
Dívida financeira	3.775	3.874
Passivo com investidores institucionais	875	942
Provisões para riscos e encargos	67	64
Impostos diferidos passivos	394	381
Proveitos diferidos de investidores institucionais	694	738
Credores e outros passivos (líquido)	1.266	1.555
Total do Passivo	7.070	7.553
Total do Capital Próprio e Passivo	13.085	13.302

Principais Dados Operacionais e de Receitas

MW EBITDA	9M13	9M12	Δ 13/12	Capacidade por Remuneração
Europa	4.050	3.738	+312	
EUA	3.637	3.567	+70	
Brasil	84	84	-	
Total	7.770	7.388	+382	

Factor Utiliz.	9M13	9M12	Δ 13/12	Factor Utilização 9M13 vs Média
Europa	27%	26%	+1,5pp	
EUA	31%	32%	(1,2pp)	
Brasil	28%	30%	(2,0pp)	
Total	29%	29%	+0,1pp	

GWh	9M13	9M12	Δ 13/12	GWh por Remuneração
Europa	6.781	5.977	+13%	
EUA	7.310	7.204	+1%	
Brasil	153	164	(7%)	
Total	14.244	13.345	+7%	

• Nos últimos 12 meses, a EDPR aumentou a sua capacidade instalada EBITDA em 382 MW, dos quais 312 MW na Europa e 70 MW nos EUA. Em Set-13, a EDPR detinha 7,8 GW de capacidade EBITDA instalada com um perfil de baixo risco, dado que 93% da carteira de activos é remunerada de acordo com enquadramentos de longo prazo, estando apenas 7% expostos ao mercado grossista de electricidade nos EUA (embora parcialmente com coberturas de curto prazo).

• Nos 9M13, a EDPR obteve um factor de utilização estável de 29% (+0,1pp vs 9M12), reforçando a elevada qualidade dos seus activos. Na Europa, a EDPR obteve um recurso eólico notável, 6% acima da média, alcançando um factor de utilização de 27% (+1,5pp vs. 9M12). Nos EUA, a EDPR atingiu um factor de utilização de 31% (32% nos 9M12) beneficiando do recurso eólico registado no 1T12. No Brasil a EDPR registou um factor de utilização de 28% (vs. 30% nos 9M12).

• A produção de electricidade aumentou 7% nos 9M13 para 14,2 TWh. Nos 9M13, a produção na Europa foi a principal fonte de crescimento (+13% vs. 9M12), produzindo 6,8 TWh, representando 48% da produção do período (45% nos 9M12). Nos EUA, a geração de electricidade totalizou 7,3 TWh (+1% vs. 9M12) durante os 9M13, com os últimos trimestres tendo mais que compensado o menor recurso eólico registado no 1T13 vs. 1T12.

Preços de Venda Por MWh	9M13	9M12	Δ 13/12
Europa	€92,8	€95,2	(2%)
EUA	\$49,2	\$47,1	+5%
Brasil	R\$309,6	R\$284,6	+9%
Preço de Venda Médio	€64,5	€63,9	+1%

Vendas de Electricidade e Outros (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Europa	628,8	566,9	+11%
EUA	267,1	257,5	+4%
Brasil	16,7	17,6	(5%)
Total	912,3	842,0	+8%

Proveitos com Parcerias Institucionais (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Total	91,0	94,2	(3%)

Receitas	9M13	9M12	Δ 13/12
Receitas (€M)	1.003,3	936,2	+7%
Receitas por MW médio em operação (€ milhares)	132,9	131,9	+1%

Do total de electricidade produzida (14,2 TWh) nos 9M13, 90% foi vendida através de CAEs ou enquadramentos regulatórios vs. 88% nos 9M12, reflectindo o perfil de estabilidade dos fluxos de caixa e visibilidade nos fluxos futuros.

• O preço médio de venda subiu 1% vs. 9M12 para €64,5/MWh devido ao maior contributo da produção na Europa para a produção total do período (48% nos 9M13 vs. 45% nos 9M12) e preços mais elevados nos EUA (+5% vs. 9M12) e no Brasil (+9% vs. 9M12). Na Europa o preço médio diminuiu 2% nos 9M13 face aos 9M12, devido ao preço médio de venda mais baixo em Espanha dado o fim do Regime Transitório (anunciado em 2007), as alterações regulatórias impostas em Jan-13 e à extinção do complemento de energia reactiva em Jul-13.

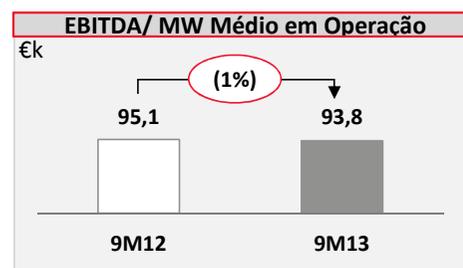
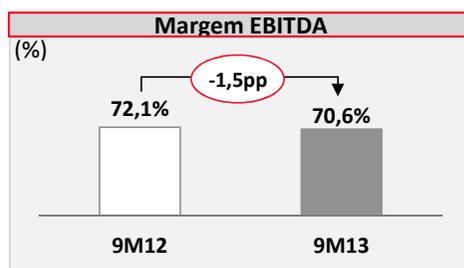
• A maior produção (+7% vs. 9M12) e o aumento do preço médio de venda (+1% vs. 9M12) impulsionaram o crescimento das vendas em 8% face aos 9M12, atingindo os €912M. Os Proveitos com Parcerias Institucionais, em moeda local, permaneceram estáveis face ao período homólogo, e em linha com a evolução da produção (-3% em euros devido ao impacto cambial).

• As receitas da EDPR nos 9M13 aumentaram 7% vs. 9M12 para €1.003M e 1% numa base unitária (por MW), reflectindo a melhoria das métricas operacionais do portfólio.

Receitas	9M13	9M12	Δ %
Receitas (€M)	1.003,3	936,2	+7%
Receitas por MW médio em operação (€ milhares)	132,9	131,9	+1%

Custos Operacionais (€M)	9M13	9M12	Δ %
Outros proveitos operacionais	30,7	20,3	+51%
Fornecimentos e serviços externos	(190,9)	(183,5)	+4%
Custos com pessoal	(53,1)	(46,8)	+13%
Outros custos operacionais	(82,1)	(51,6)	+59%
Custos Operacionais (líquido)	(295,3)	(261,6)	+13%

Rácios custos operacionais - excluindo outros proveit	9M13	9M12	Δ %
Custos operacionais/MW médios em operação (€ milhares)	43,2	39,7	+9%
Custos operacionais/MWh (€)	22,9	21,1	+8%



EBITDA a EBIT (€M)	9M13	9M12	Δ %
EBITDA	708,0	674,7	+5%
Provisões	(0,3)	-	-
Amortizações	(362,0)	(342,3)	+6%
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	14,0	11,5	+22%
EBIT	359,8	343,9	+5%

Net Financial Expenses (€m) ⁽¹⁾	9M13	9M12	Δ %
Juros financeiros líquidos	(150,7)	(152,0)	(1%)
Custos com parcerias com investidores institucionais	(46,7)	(50,5)	(8%)
Custos capitalizados	11,7	13,3	(12%)
Diferenças cambiais & derivados cambiais	(6,2)	4,4	-
Outros	(7,4)	(15,9)	(53%)
Resultados Financeiros	(199,3)	(200,7)	(1%)

Resultados Antes de Impostos (€M)	9M13	9M12	Δ %
Resultados Antes de Impostos	169,4	150,3	+13%
IRC e impostos diferidos	(45,3)	(51,1)	(11%)
Resultado Líquido do Exercício	124,1	99,2	+25%
Interesses não controláveis	(22,5)	(6,6)	+239%
Resultado Líquido (Accionistas EDPR)	101,6	92,6	+10%

• Nos 9M13, as receitas aumentaram 7% vs. 9M12 para €1,0MM, suportadas pela maior produção de electricidade e pela evolução favorável do preço médio de venda. Os custos operacionais, excluindo proveitos operacionais, aumentaram 16% nos 9M13 (+€44M) devido principalmente à introdução de uma taxa de 7% sobre as vendas de electricidade em Espanha (€25M). Numa base recorrente, excluindo o efeito desta taxa em Espanha e dos abates (€5M), os custos operacionais aumentaram apenas 5% vs. 9M12. Numa base unitária, os custos operacionais por MW e por MWh aumentaram 9% e 8%, respectivamente, diminuindo ambos 1% numa base recorrente, evidenciando elevada eficiência e forte controlo sobre os custos. A rubrica de Outros proveitos operacionais totalizou €31M nos 9M13 (vs. €20M nos 9M12, +51%), espelhando o acordo, no 1T13, com um cliente nos EUA para a reestruturação dos volumes contratados de um CAE de longo prazo.

• Nos 9M13, os Fornecimentos e serviços externos (que inclui custos de O&M) em conjunto com os Custos com o pessoal cresceram 6% vs. 9M12, devido ao aumento da capacidade média em operação e menor capitalização de custos. Os Outros custos operacionais (maioritariamente impostos e rendas/locações a autoridades públicas) aumentaram em €31M (+59% vs. 9M12), dos quais €25M são devido à nova taxa de 7% em Espanha.

• O EBITDA unitário médio por MW em operação, nos 9M13, foi de €94m (vs. €95m nos 9M12) dada a menor margem EBITDA face os 9M12 (71% nos 9M13 vs. 72% nos 9M12).

• Nos 9M13, o resultado operacional (EBIT) aumentou 5% vs. 9M12 para €360M, impulsionado pelo crescimento do EBITDA e pelo crescimento de 5% das amortizações líquidas (incluindo as imparidades registadas com projectos em desenvolvimento e a amortização dos proveitos diferidos por subsídios governamentais).

• Os custos financeiros líquidos decresceram 1% vs. 9M12. Os juros financeiros líquidos registaram também um decréscimo de 1% vs. 9M12, beneficiando de um menor volume de dívida assim como de um decréscimo do custo da mesma (5,2% em Set-13). Os custos com Parcerias com Investidores Institucionais caíram 8% vs. 9M12, e os custos capitalizados decresceram 12% vs. 9M12 dado o menor volume de investimento no período. Nos 9M13, a rubrica de diferenças e derivados cambiais registou um impacto negativo (-€6M) dada a desvalorização do Zloty e do Leu.

• O Resultado Antes de Impostos cresceu 13% nos 9M13 para €169M. Os impostos sobre lucros totalizaram €45M nos 9M13, evidenciando uma taxa efectiva de imposto de 27% (vs. 34% 9M12) devido principalmente à reavaliação da base fiscal dos activos em Espanha. O aumento de €16M, vs. 9M12, de resultado atribuídos a Interesses não controláveis deve-se ao elevado recurso eólico registado na Península Ibérica e às transacções de rotações de activos já contabilizadas, referentes a participações minoritárias da Borealis e CTG em parques eólicos da EDPR.

• Assim, o resultado líquido cresceu 10% nos 9M13 para €102M, ou numa base comparável 5% para €98M (ajustado pelo eventos não recorrentes, diferenças cambiais, ganhos de capital e reavaliação fiscal).

⁽¹⁾ i) Juros Financeiros Líquidos incluem apenas os custos relacionados com a dívida líquida; ii) Derivados cambiais incluídos na rubrica de diferenças cambiais.

Capacidade Instalada (MW)	9M13	vs. 4T12	Δ 13/12	Em Construc.
Espanha	2.310	-	+26	-
Portugal	619	+4	+4	-
França	314	-	+8	20
Bélgica	57	-	-	14
Polónia	320	+130	+130	60
Roménia	389	+40	+104	132
Itália	40	-	+40	30
Europa	4.050	+173	+312	255
América do Norte	3.637	-	+70	30
Brasil	84	-	-	-
MW EBITDA	7.770	+173	+382	285
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	395	+6	+46	34
MW EBITDA + Eólicas de Portugal	8.165	+179	+428	320

Capex (€M) ⁽¹⁾	9M13	9M12	Δ %	Δ €
Espanha	2	52	(96%)	(50)
Portugal	8	9	(13%)	(1)
Resto da Europa (RdE)	145	70	+107%	+75
Europa	155	131	+18%	+24
América do Norte	71	132	(47%)	(62)
Brasil	7	3	+169%	+5
Outros	1	0,5	+10%	+0
Capex Total	234	267	(13%)	(33)

Activos fixos tangíveis (€M)	9M13	2012	Δ €
Activos fixos tangíveis (líquidos)	10.230	10.537	(307)
(+) Amortizações acumuladas	2.571	2.241	+330
(=) Activos fixos tangíveis (brutos)	12.802	12.778	+24
(-) Activos fixos tangíveis em fase de construção	833	1.081	(248)
(=) Activos fixos tangíveis existentes (brutos)	11.969	11.697	+271
(-) Subsídios ao investimento	458	379	+79
(=) Capital investido em activos existentes	11.511	11.318	+193

• Em Set-13, a EDPR geria uma carteira de activos de 8,2 GW repartidos por 9 países, dos quais 7,8 GW de capacidade consolidada integralmente e 395 MW através do consórcio Eólicas de Portugal (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

• Nos últimos 12 meses, a EDPR adicionou 428 MW ao seu portfolio, dos quais 382 MW consolidados integralmente e 46 MW (atribuíveis à EDPR) através do consórcio Eólicas de Portugal. Do total de adições nos últimos 12 meses (428 MW), 358 MW foram instalados na Europa e 70 MW nos EUA. Na Europa, foram instalados 130 MW na Polónia, 104 MW na Roménia (dos quais 50 MW de solar fotovoltaicos), 40 MW em Itália, 26 MW em Espanha, 8 MW em França e 50 MW em Portugal (dos quais 46 MW no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal). Nos EUA, a EDPR adicionou 70 MW do parque eólico Marble River, no estado de Nova Iorque.

• Durante os 9M13, a EDPR adicionou 130 MW na Polónia, 40 MW na Roménia e 10 MW em Portugal (dos quais 6 MW atribuíveis ao consórcio Eólicas de Portugal). Em Set-13 a EDPR tinha 320 MW em fase de construção: 132 MW na Roménia, 60 MW na Polónia, 34 MW em Portugal (atribuíveis ao consórcio Eólicas de Portugal), 30 MW em Itália, 30 MW no Canadá, 20 MW em França e 14 na Bélgica. Como é usual, a entrada em operação dos novos projectos de 2013 deverá ocorrer na sua maioria no final do ano, sendo expectável que os seus benefícios económicos se reflectam principalmente a partir de 2014.

• O investimento operacional nos 9M13 atingiu €234M, reflectindo a capacidade instalada no período e os trabalhos efectuados nos parques em fase de construção. O investimento operacional foi 13% inferior ao dos 9M12, dada a menor capacidade em construção. Do total de €234M de investimento operacional, €155M foram investidos na Europa (quase na sua totalidade em projectos na Polónia e na Roménia) e €71M na América do Norte.

• Os Activos fixos tangíveis (líquidos) decresceram €307M desde Dez-12 em resultado de um nível de investimento operacional inferior ao de amortizações no período (dado o perfil de instalação de nova capacidade, com maior peso no final do ano). Os activos fixos tangíveis reflectem o total de investimentos, incluindo investimento operacional (antes de subsídios ao investimento) e *Purchase Price Allocation* (em resultado de transacções de M&A), incorridos com os activos existentes, activos em construção e activos em desenvolvimento. Se excluídos os activos fixos tangíveis em fase de construção e se ajustados pelo total de subsídios ao investimento (nomeadamente, os *cash grant* recebidos nos EUA), o capital bruto investido nos activos existentes totaliza €11,5MM em Set-13.

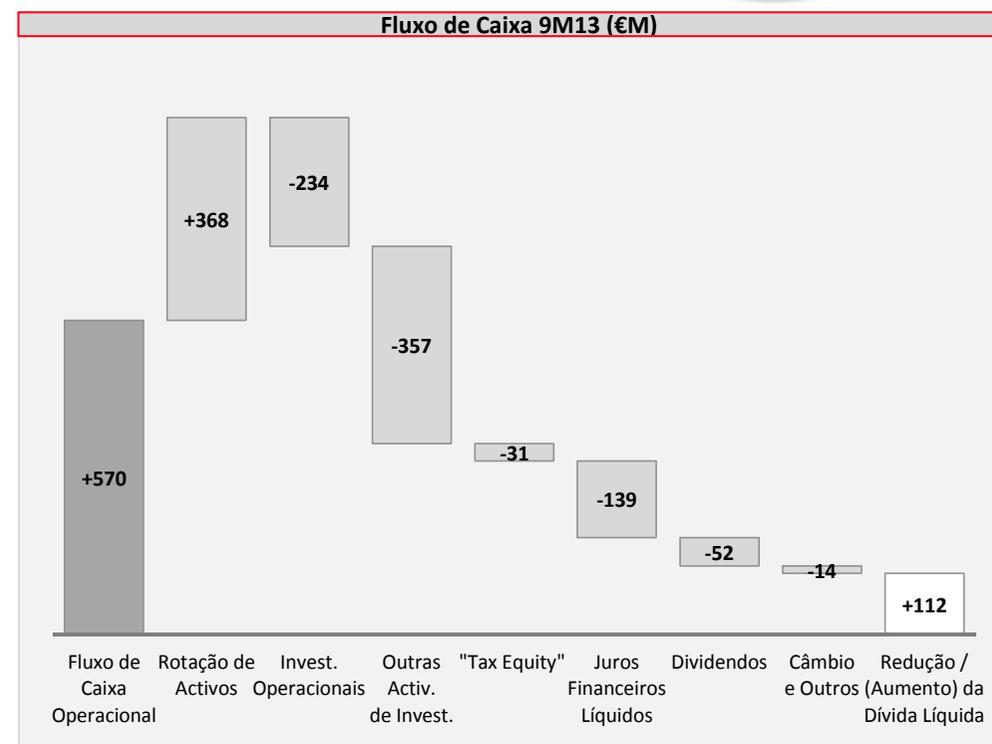
⁽¹⁾ Despesas com Investimento Operacional excluem "Cash Grant" nos EUA.

Fluxo de Caixa (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
EBITDA	708	675	+5%
Imposto corrente	(72)	(50)	+45%
Juros financeiros líquidos	(151)	(152)	(1%)
Ganhos em associadas	9	4	+108%
FFO (Funds from operations)	494	477	+4%
Juros financeiros líquidos	151	152	(1%)
Ganhos em associadas	(9)	(4)	+108%
Outros ajustamentos e variações não financeiras	(63)	(78)	(19%)
Variações de fundo de manei	(3)	(15)	-
Fluxo de Caixa Operacional	570	533	+7%
Investimentos operacionais	(234)	(267)	(13%)
Investimentos (financeiros)/desinvestimentos	(45)	(16)	-
Variação de fundo de manei de fornecedores de imobilizado "Cash Grant"	(404)	(237)	(70%)
	92	5	-
Fluxo de Caixa Operacional líquido	(21)	18	-
Venda de interesses não controláveis e empréstimos accionistas	368	-	-
Recebimentos (pagamentos) com parcerias com invest. instit.	(31)	(11)	(183%)
Juros financeiros líquidos (após capitalizações)	(139)	(139)	(0%)
Dividendos (pagos)/recebidos	(52)	-	-
Diferenças cambiais e outros	(14)	12	-
Redução / (Aumento) de dívida líquida	112	(120)	-

Nos 9M13, a EDPR gerou um Fluxo de Caixa Operacional de €570M, representando um crescimento de 7% vs. 9M12, e demonstrando a capacidade de geração de caixa por parte dos seus activos em operação.

Os principais movimentos de fluxo de caixa dos 9M13 são os seguintes:

- Os Fundos Gerados pelas Operações (FFO) aumentaram 4% face ao período homólogo para €494M, resultando do EBITDA após juros da dívida, ganhos em associadas e impostos;
- O Fluxo de Caixa Operacional, ajustado por juros financeiros líquidos, componentes não caixa (nomeadamente receitas de parcerias institucionais nos EUA e abates) e líquido de variações de fundo de manei, totalizou €570M (+7% vs. 9M12).



- Nos 9M13, o Investimento Operacional com projectos em fase de construção e desenvolvimento somou €234M. Outras actividades de investimento atingiram um total de €357M, contemplando maioritariamente o pagamento de facturas a fornecedores de equipamento relacionado com alguns dos investimentos efectuados em periodos anteriores, e o recebimento de um *cash grant* (\$120M) relativo ao parque eólico Marble River (215 MW) adicionado nos EUA em 2012.
- No período, a EDPR continuou a executar a estratégia de rotação de activos. Em Jun-13, a EDPR concluiu a venda de interesses não controláveis e empréstimos accionistas de parques eólicos em Portugal (€368M) à CTG, reforçando a visibilidade da sua estratégia, e da alienação de interesses não controláveis em activos operacionalmente optimizados. O encaixe envolvido na venda das participações minoritárias à Fiera Axiom e Axpo Group em Set/Out-13, é esperado realizar-se no 4T13, e por isso ainda não contabilizado.
- Nos 9M13, o pagamento de dividendos aos accionistas da EDPR totalizou €52M. As diferenças cambiais e outros aumentaram a Dívida Líquida em €14M.
- Em suma, a Dívida Líquida decresceu €112M vs. Dez-12 para €3.194M reflectindo a capacidade de geração de liquidez, reduzido risco estratégico e o compromisso de uma estratégia de auto-financiamento.

Dívida Líquida e Passivo com Investidores Institucionais

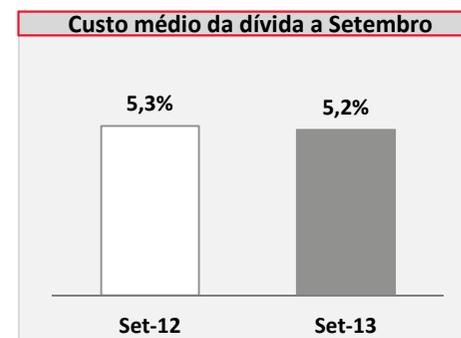
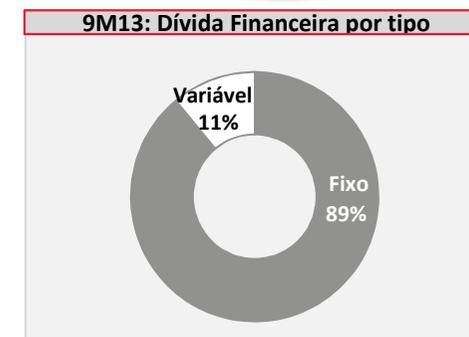
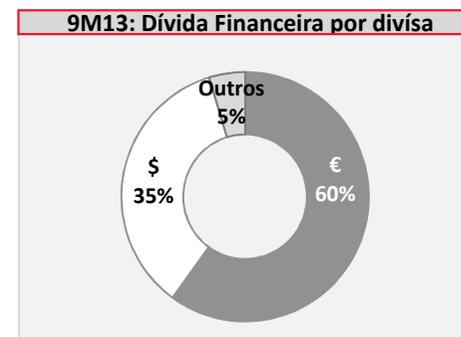
Dívida Líquida (€M)	9M13	2012	Δ €
Dívida Financeira Nominal + Juros a liquidar	3.775	3.874	(100)
Depósitos colaterais associados com dívida	(125)	(49)	+76
Dívida Financeira Total	3.649	3.825	(176)
Caixa e equivalentes	324	246	+78
Empréstimos a empresas associadas e cash pooling	131	274	(142)
Activos financeiros detidos para negociação	0,2	0,4	(0,2)
Caixa e Equivalentes	456	520	(64)
Dívida Líquida	3.194	3.305	(112)

Divisão da Dívida Líquida por Activos (€M)	9M13	2012	Δ €
Dívida líquida relativa a activos em operação	2.788	3.023	(235)
Dívida líquida relativa a activos em construção e desenv.	406	283	+123

Dívida Média (€M)	9M13	9M12	Δ %
Dívida financeira média	3.890	4.018	(3%)
Dívida líquida média	3.311	3.503	(5%)

Institutional Partnership (€m) ⁽¹⁾	9M13	2012	Δ €
Passivo com Parcerias com Investidores Institucionais	875	942	(67)

- Nos 9M13, a Dívida Financeira Bruta da EDPR diminuiu em €176M face a Dez-12 para €3,6MM. A Dívida Líquida decresceu em €112M face a Dez-12, reflectindo a capacidade de geração de liquidez e a execução da estratégia de rotação de activos.
- Em Set-13, 76% do total da Dívida Financeira da EDPR estava representada por empréstimos junto do seu principal accionista – Grupo EDP – enquanto os empréstimos bancários somavam 24%. Face a Dez-12, a dívida financeira junto do Grupo EDP diminuiu em €100M e a dívida contratada com instituições financeiras diminuiu em €95M. Nos 9M13, a dívida financeira média diminuiu 5% face aos 9M12 uma vez que a parcela relativa à liquidação da segunda transacção de rotação de activos com a CTG apenas ocorreu nos últimos dias de Jun-13.
- O passivo com Parcerias com Investidores Institucionais decresceu para €875M (vs. €942M em Dez-12) devido aos benefícios fiscais capturados pelos parceiros institucionais.



Enterprise Value (30 de Setembro 2013)

	€bn	%
Cap. Bolsista	3,4	43%
Inter. não contr.	0,4	5%
TEI	0,9	11%
Dívida Líq.	3,2	41%
EV	7,9	100%

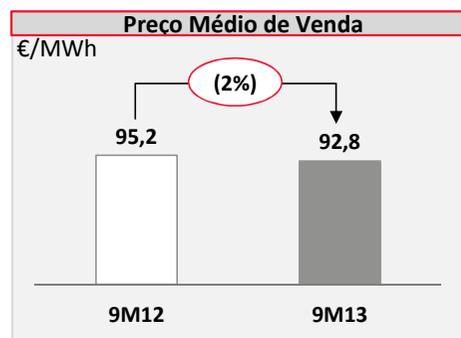
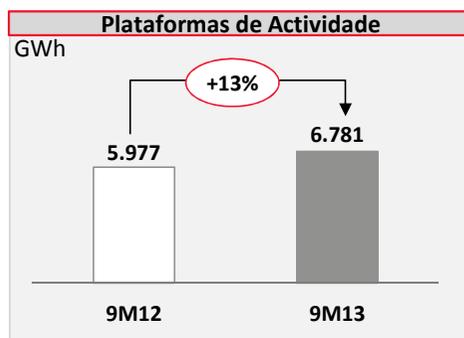
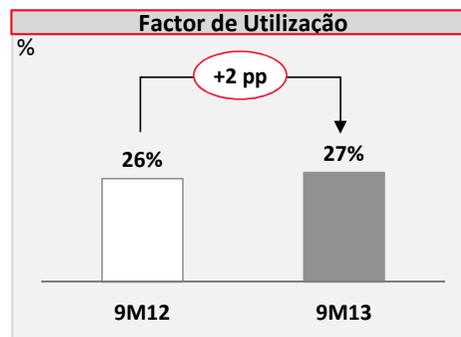
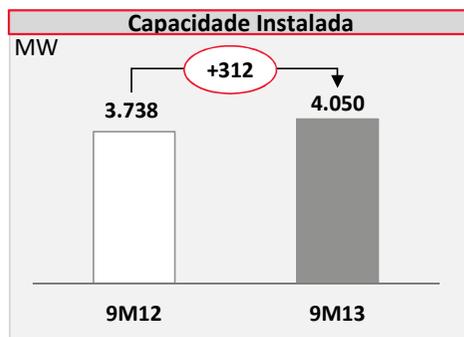
- Em Set-13, 60% da dívida financeira da EDPR estava denominada em Euros, enquanto 35% em Dólares Norte-Americanos devido aos investimentos nos EUA. Os restantes 5% estão relacionados com dívida em Zlotys Polacos e em Real Brasileiros.
- A EDPR continua a seguir uma estratégia de financiamento de taxa fixa de longo prazo, procurando igualar o perfil da dívida e dos seus Fluxos de Caixa Operacionais, e mitigando o risco de taxa de juro. Deste modo, 89% da dívida financeira da EDPR está sob taxa fixa e 81% tem uma maturidade posterior a 2018.
- Em Set-13, o custo médio da dívida foi de 5,2%, um decréscimo de 10pb em comparação com Set-12, reflectindo o perfil de dívida de longo prazo, as taxas atractivas contratadas nos últimos acordos de financiamento e a amortização da dívida cujas taxas eram mais elevadas.

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



renováveis

Plataformas de Actividade



- Na Europa, a capacidade instalada da EDPR totalizou 4.050 MW em Set-13 (+312 MW vs. 9M12), dos quais 173 MW foram instalados nos 9M13. Nos últimos 12 meses, a EDPR instalou 282 MW no Resto da Europa, 26 MW em Espanha e 4 MW em Portugal. Adicionalmente, foram acrescentados 46 MW atribuíveis à EDPR no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal (consolidado por equivalência patrimonial).
- Nos 9M13, a EDPR atingiu um factor de utilização de 27% (+2pp vs. 9M12), beneficiando de um notável recurso eólico no período (6% acima da média). Nos 9M13, Espanha e Portugal atingiram um factor de utilização de 29% (26% nos 9M12), devido ao notório desempenho no 1T13, e com as operações no Resto da Europa a atingir um factor de utilização de 22% (23% nos 9M12).
- No período, a electricidade produzida aumentou 13% face aos 9M12 para 6,8 TWh, suportada pelo forte crescimento da produção em todas as regiões da Europa, totalizando 48% da produção do período (45% nos 9M12). A performance foi fortemente suportada pelas operações em Portugal e Espanha e pelo aumento da capacidade no Resto da Europa.
- O preço médio de venda nos 9M13 da EDPR na Europa diminuiu 2% face a período homólogo para €92,8/MWh (€95,2/MWh nos 9M12) com o preço médio de venda estável no Resto da Europa e em Portugal, e mais baixo em Espanha (-4% vs. 9M12,

Demonstração de Resultados (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Receitas	628,8	566,9	+11%
Outros proveitos operacionais	3,8	8,5	(55%)
Fornecimentos e serviços externos	(100,2)	(88,0)	+14%
Custos com pessoal	(21,6)	(18,9)	+14%
Outros custos operacionais	(57,8)	(29,3)	+98%
Custos Operacionais (líquidos)	(175,8)	(127,6)	+38%
EBITDA	453,1	439,3	+3%
EBITDA/Receitas	72,0%	77,5%	(5 pp)
Provisões	-	-	-
Amortizações	(180,5)	(168,1)	+7%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	0,9	0,9	(2%)
EBIT	273,4	272,1	+0%

Rácios eficiência - excluindo outros proveitos oper.	9M13	9M12	Δ 13/12
Opex/MW médio em operação (€ milhares)	46,9	37,1	+26%
Opex/MWh (€)	26,5	22,8	+16%

Trabalhadores	9M13	9M12	Δ 13/12
Total Europa	464	385	+21%

uma vez que desde Jan-13 a capacidade foi remunerada de acordo com a Tarifa Fixa do RD 661/2007 e desde Jul-13 os parques eólicos deixaram de receber remuneração por energia reactiva – até €3,5/MWh).

- As Receitas totalizaram €629M nos 9M13 (+11% vs. 9M12, ou +€62M) beneficiando de uma maior produção e impactadas pelo menor preço de venda vs. 9M12 (-2%). Esta performance esteve fortemente suportada pelo aumento das receitas em Espanha (+€29M), Resto da Europa (+€18M) e Portugal (+€13M) vs. 9M12. Em detalhe, a evolução das receitas da EDPR na Europa é o resultado de uma maior produção (+€83M vs. 9M12), não obstante do menor preço realizado (-€22M vs. 9M12).
- Os Custos Operacionais (líquidos) totalizaram €176M (+38% face aos 9M12) dado o crescimento de 32% dos Custos operacionais e o decréscimo da rubrica de Outros proveitos operacionais (-€5M ou -55% face aos 9M12). Nos 9M13, os Custos operacionais aumentaram €48M face ao período homólogo devido ao imposto de 7% sobre as vendas de electricidade introduzido em Espanha em Jan-13 (€25M nos 9M13). Excluindo este novo imposto e os abates do período, os custos operacionais aumentaram €14M face aos 9M12 (+10%) ou 6% por MW.
- Assim, nos 9M13 o EBITDA na Europa aumentou 3%, atingindo os €453M, e representando uma margem EBITDA de 72%.

Capacidade Instalada (MW)	9M13	9M12	Δ 13/12
MW - Regime Transitório	-	1.153	-1.153
MW - RD 661/2007	2.310	1.131	+1.179
Total MW	2.310	2.284	+26

Factor Médio de Utilização (%)	9M13	9M12	Δ 13/12
Factor Médio de Utilização	29%	26%	+2 pp

Electricidade Produzida (GWh)	9M13	9M12	Δ 13/12
Regime Transitório	-	1.930	-
RD 661/2007	4.227	1.807	+134%
Total GWh	4.227	3.737	+13%

Preço Médio (€/MWh)	9M13	9M12	Δ 13/12
Regime Transitório	-	89,6	-
RD 661/2007	84,2	83,5	+1%
Preço Médio (Inclui Cobertura de Preços)	84,2	88,0	(4%)

Preço médio de venda à pool	-	45,6	-
-----------------------------	---	------	---

Sumário DR - incluindo cobertura de preços (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Receitas	355,0	326,3	+9%
Custos operacionais (líquidos)	(100,4)	(69,1)	+45%
EBITDA	254,7	257,2	(1%)
EBITDA/Receitas	71,7%	78,8%	(7 pp)

- Em Espanha, a capacidade instalada pela EDPR, em Set-13, totalizava 2.310 MW, um aumento de 26 MW face ao período homólogo devido a novos parque eólicos instalados no 4T12. A partir de Jan-13, com o fim do regime transitório (anunciado em 2007) e de acordo com o RDL 2/2013 que alterou o RD 661/2007, toda a capacidade passou a ser remunerada de acordo com a Tarifa Fixa do RD 661/2007 (ver quadro). Em Jul-13, o Governo Espanhol anunciou o RDL 9/2013, introduzindo alterações na remuneração dos activos de energias renováveis, sendo que a sua entrada em vigor está dependente da publicação de legislação adicional.
- Nos 9M13, a EDPR atingiu um factor de utilização de 29% (vs. 26% nos 9M12). A EDPR prova assim, de novo, que os seus activos beneficiam de um prémio de qualidade baseados em vantagens competitivas e atingindo um factor de utilização superior à média do mercado (29% vs. 27%). No 3T13, apesar do menor factor de utilização face ao 3T12 (22% vs. 23% no 3T12), a EDPR aumentou o seu prémio face a média de mercado (+300bp). A electricidade produzida no período aumentou 13% face aos 9M12 para 4,2 TWh, suportado por um maior recurso eólico face ao período homólogo.

Enquadramento Regulatório

RDL 2/2013

Aplicação: Obrigatória a partir de 1 de Janeiro de 2013 para todos os activos remunerados de acordo com o RD 661/2007, removendo a opção de Tarifa Variável e alterando o índice de actualização anual.

Tarifa Fixa: Primeiros 20 anos: €81,247/MWh. Após o ano 20: €67,902/MWh.

Actualização anual: Inflação anual excluindo produtos energéticos e bens alimentares, bem como impacto de alteração de impostos menos um factor "x" (50pb).

RDL 9/2013

Revoga o RD 661/2007 a partir de 13 de Julho de 2013 (RDL 2/2013 deixa de ser aplicável quando o novo mecanismo entrar em vigor).

Altera o regime remuneratório para as energias renováveis, incluindo a extinção da remuneração recebida por energia reactiva - até €3,5/MWh.

Define princípios ao determinar o retorno na soma do rendimento das Obrigações a 10 anos de Espanha mais 300pb.

Legislação secundária com parâmetros padrão está ainda pendente de publicação.

- Em resultado das alterações do esquema remuneratório em Espanha (pré-anunciado em 2007 e das alterações introduzidas desde o início de 2013, incluindo a extinção desde Jul-13 da remuneração recebida por energia reactiva - até €3,5/MWh) o preço médio realizado nos 9M13 foi 4% menor, €84,2/MWh vs. €88,0/MWh nos 9M12, ou 3% inferior se excluídos os ganhos de cobertura de preço contabilizado nos 9M12. Quando excluído o impacto do final do regime transitório, conhecido desde 2007, o preço médio aumentou 1% vs. 9M12.
- As Receitas dos 9M13 aumentaram 9% vs. 9M12, tendo atingido €355M (+€29M), reflectindo a maior produção (+13% face aos 9M12) e menor preço (-4%). O aumento dos Custos operacionais foi fortemente influenciado pela introdução de um imposto de 7% sobre as receitas totalizando €25M nos 9M13. Se excluído este imposto, os custos operacionais aumentaram apenas 9% face aos 9M12.
- Em suma, o EBITDA nos 9M13 atingiu €255M, diminuindo 1% vs. 9M12, com uma margem EBITDA de 72% penalizada pela nova taxa sobre as vendas de electricidade.

Capacidade Instalada (MW)	9M13	9M12	Δ 13/12
MW EBITDA	619	615	+4
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	395	350	+46
Factor Médio de Utilização (%)	9M13	9M12	Δ 13/12
Factor Médio de Utilização	29%	26%	+3 pp
Electricidade Produzida (GWh)	9M13	9M12	Δ 13/12
GWh	1.167	1.046	+12%
Preço Médio (€/MWh)	9M13	9M12	Δ 13/12
Preço Médio Final	107,1	107,1	(0%)
Sumário DR (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Receitas	126,5	113,9	+11%
Custos operacionais (líquidos)	(22,3)	(21,5)	+4%
EBITDA	104,3	92,4	+13%
EBITDA/Receitas	82,4%	81,1%	+1,3 pp

- Em Portugal, a EDPR possui dois grupos de activos com diferentes enquadramentos remuneratórios. Em Set-13, a capacidade instalada EBITDA da EDPR era de 619 MW (+4 MW face aos 9M12), sendo remunerada de acordo com o antigo regime tarifário (tarifa regulada por 15 anos + 7 anos resultante do acordo celebrado, em Set-12, entre o Governo Português e sector de energia eólica), enquanto a remuneração para a capacidade atribuível à EDPR no consórcio Eólicas de Portugal, 395 MW em Set-13 (+46 MW vs. 9M12), foi determinada através de concurso competitivo (detalhes na tabela “Enquadramento Regulatório”).
- Nos 9M13, Portugal atingiu um factor de utilização de 29%, +3pp vs. 9M12, devido ao forte recurso eólico no 1T13 (38% vs. 24% no 1T12). A produção de electricidade no período aumentou em 12% face ao período homólogo para 1.167 GWh.

Enquadramento Regulatório

Portugal tem um sistema único, baseado em dois conjuntos de 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.

Extensão de duração: por 7 anos com preço de mercado mínimo (€74/MWh) e máximo (€98/MWh) definidos.

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 (por MW) 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 nos 9M13, em Portugal, foi de €107/MWh (estável face ao período homólogo), reflectindo a actualização de preços de acordo com a inflação. O preço de venda em Portugal está negativamente correlacionado com as horas anuais de utilização, com o ajuste a ser tradicionalmente feito no 4T de cada ano; desta forma, não se espera que o preço de venda dos 9M13 se mantenha estável até ao fim do ano.
- As receitas do período aumentaram 11% face aos 9M12 para €127M em 9M13, impulsionadas pela maior produção (+12% face aos 9M12) e uma estabilidade no preço. O EBITDA nos 9M13 aumentou 13% face a período homólogo, para €104M, com uma margem EBITDA de 82,4%.
- A actividade da EDPR em Portugal representa 12% do total da capacidade instalada da empresa e 15% do EBITDA dos 9M13.
- Em Jun-13, a EDPR concluiu a venda de 49% da participação accionista e 25% dos empréstimos accionistas na EDPR Renováveis Portugal, S.A. à CTG por um valor final de €368M. A transacção não incluiu os activos pertencentes ao consórcio Eólicas de Portugal.

Capacidade Instalada (MW)	9M13	9M12	Δ 13/12
França	314	306	+8
Bélgica	57	57	-
Polónia	320	190	+130
Roménia	389	285	+104
Itália	40	-	+40
Total MW	1.120	838	+282

Factor Médio de Utilização (%)	9M13	9M12	Δ 13/12
França	22%	23%	(1 pp)
Bélgica	20%	21%	(1 pp)
Polónia	20%	25%	(5 pp)
Roménia	23%	20%	+3 pp
Itália	26%	-	-
Factor Médio de Utilização	22%	23%	(1 pp)

Electricidade Produzida (GWh)	9M13	9M12	Δ 13/12
França	458	463	(1%)
Bélgica	73	79	(8%)
Polónia	309	313	(2%)
Roménia	484	338	+43%
Itália	63	-	-
Total GWh	1.387	1.194	+16%

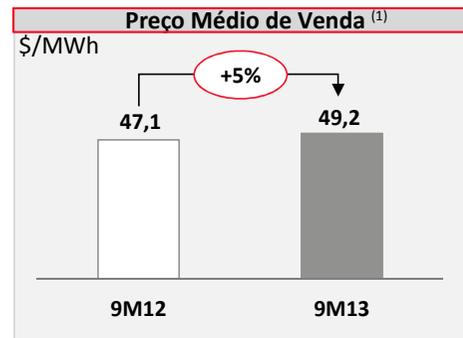
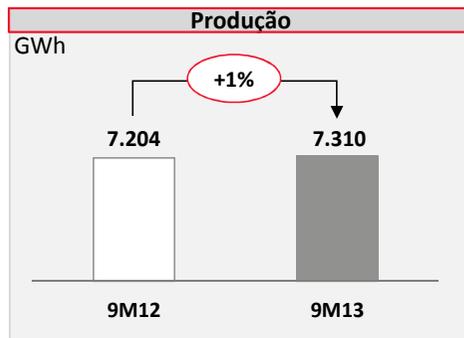
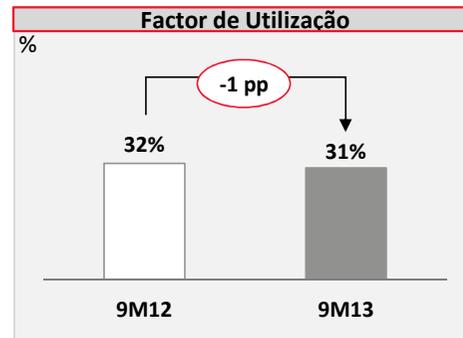
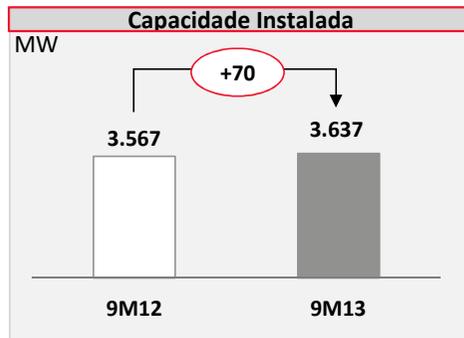
Sumário DR (€M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Receitas	144,8	127,0	+14%
Custos operacionais (líquidos)	(38,9)	(25,9)	+50%
EBITDA	105,9	101,1	+5%
EBITDA/Receitas	73,2%	79,6%	(6 pp)

- No Resto da Europa, a capacidade EBITDA da EDPR, em Set-13, era de 1.120 MW, um aumento de 282 MW face aos 9M12. Nos últimos 12 meses, a nova capacidade instalada foi de 130 MW na Polónia, 104 MW na Roménia (dos quais 54 referentes a energia eólica e 50 MW referentes a solar PV), 40 MW em Itália e 8 MW em França. Em Set-13, a capacidade da EDPR encontrava-se dispersa pela Roménia (389 MW), Polónia (320 MW), França (314 MW), Bélgica (57 MW) e Itália (40 MW). No fim do período, a EDPR possuía em construção 132 MW na Roménia, 60 MW na Polónia, 30 MW em Itália, 20 MW em França e 14 MW na Bélgica.
- O factor de utilização nos 9M13 foi de 22% (vs. 23% nos 9M12) beneficiando do melhor desempenho da Roménia e da contribuição de Itália, que contrariaram o menor recurso eólico na Polónia. Nos 9M13, a produção aumentou 16% vs. 9M12 para 1,4 TWh, impulsionada pelo forte aumento da produção na Roménia (+43% face aos 9M12) dada a maior capacidade instalada no período.

Remuneration Framework
França
Tarifa fixa, estável durante 15 anos. Primeiros 10 anos: €82/MWh; indexados à inflação e sujeitos a um factor X até ao início da operação. Anos 11 a 15: dependendo do factor de utilização os parques eólicos recebem €82/MWh às 2.400 horas, decrescendo para €28/MWh às 3.600 horas.
Bélgica
Preço de mercado + certificados verdes (CV). CV com preços máximos e mínimos para Wallonia (€65/MWh-€100/MWh) e Flandres (€80/MWh-€125/MWh). Opção para negociar CAE de longo prazo.
Polónia
Preço de mercado + CV. Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN201,4/MWh em 2013) a cada 12 meses. As Distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de CV (PLN297,4/MWh em 2013). Opção para negociar CAE de longo prazo.
Roménia
Preço de mercado + CV. Energia eólica 2 CV por MWh até 2017 e 1 CV a partir de 2018 até prefazer 15 anos; Solar: 6 CV por MWh durante 15 anos. Valor dos CV 2013 é estabelecido em euros: mínimo €28,9 / máximo €58,8.
Itália
Até 2015, preço de mercado + CV. GSE tem a obrigação de comprar CV de acordo com 0,78 x (€180/MWh - "P-1" (média preço mercado ano anterior)). A GSE estabeleceu para 2013 o valor do CV em €80,3). A partir de 2016, preço de mercado + (incentivo = 1 x (€180/MWh - "P-1") x 0,78).

Preço Médio (€/MWh)	9M13	9M12	Δ 13/12
França	90,0	88,5	+2%
Bélgica	112,0	112,0	+0%
Polónia	99,5	101,2	(2%)
Roménia	123,3	137,5	(10%)
Itália	135,8	-	-
Preço Médio	107,0	107,3	(0%)

- O preço médio de venda foi de €107,0/MWh, estável face ao período homólogo (107,3/MWh nos 9M12), beneficiando da maior produção da Roménia e impactado pelo menor preço dos certificados verdes devido à incerteza gerada no processo de aprovação pelo Governo da Roménia da Portaria Governamental de Emergência 57/2013. Em conformidade, a EDPR irá contabilizar o 2º CV, gerado entre 1-Jul-13 e 31-Mar-17 e que será vendido no período 2018-2020, como um activo no momento da sua produção.
- As receitas nos 9M13 aumentaram em 14% vs. 9M12, atingindo €145M, impulsionadas pela maior produção (+16% face ao período homólogo) e preços estáveis. O EBITDA dos 9M13 totalizou €106M, com uma margem de 73% sobre as Receitas.
- Em Out-13, a EDPR concluiu a venda de 49% da participação accionista referente a um conjunto de parques eólicos com 100 MW de capacidade instalada, localizados em França, à Axpo Goup, com o preço de transacção implícito de €126M para 100% dos activos.



- Em Set-13, a capacidade instalada da EDPR nos EUA ascedia a 3,6 GW, um aumento de 70 MW face aos 9M12. A EDPR possui actualmente 3,1 GW remunerados de acordo com contratos a longo prazo.
- Nos 9M13, a EDPR alcançou um factor de utilização nos EUA de 31%, face aos 32% atingidos nos 9M12, devido ao menor recurso eólico no 1T13 quando comparado com o 1T12. No 3T13, a EDPR obteve um factor de utilização de 21% (estável vs. 3T12).
- A produção nos EUA, nos 9M13, permaneceu estável em 7,3 TWh face aos 9M12, com a nova capacidade instalada nos últimos 12 meses a compensar o menor factor de utilização face ao período homólogo.

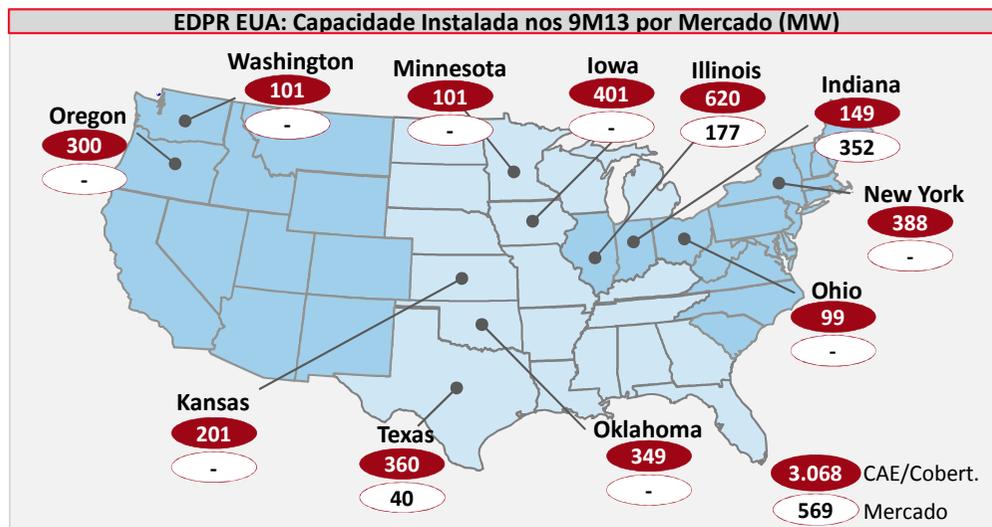
Demonstração de Resultados (US\$M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Vendas de electricidade e outros	351,8	329,9	+7%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	119,9	120,7	(1%)
Receitas	471,7	450,5	+5%
Outros proveitos operacionais	36,2	18,0	+101%
Fornecimentos e serviços externos	(105,0)	(101,8)	+3%
Custos com pessoal	(29,1)	(27,1)	+8%
Outros custos operacionais	(30,7)	(26,1)	+17%
Custos Operacionais (líquidos)	(128,6)	(137,0)	(6%)
EBITDA	343,0	313,5	+9%
EBITDA/Receitas	72,7%	69,6%	+3 pp
Provisões	(0,3)	-	-
Amortizações	(226,8)	(214,6)	+6%
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	17,3	13,6	+28%
EBIT	133,2	112,5	+18%

Rácios eficiência - excluindo outros proveitos oper.	9M13	9M12	Δ 13/12
Opex/MW médio em operação (\$ milhares)	45,3	43,5	+4%
Opex/MWh (\$)	22,6	21,5	+5%

Trabalhadores	9M13	9M12	Δ 13/12
Total EUA	300	250	+20%

- O preço médio de venda nos 9M13 aumentou 5% para \$49,2/MWh, impulsionado pelo aumento gradual no preço médio dos CAE (+2% vs. 9M12) e pela melhoria dos preços *spot* dos mercados grossistas de electricidade (+21%).
- Nos 9M13, as Receitas nos EUA aumentaram 5% face ao período homólogo, devido ao preço de venda médio superior (+5% vs. 9M12) e a um aumento da produção de 1% face aos 9M12. Os Custos operacionais líquidos decresceram 6%, quando comparados com os 9M12, para \$129M, devido à evolução dos Outros proveitos operacionais (face aos 9M12), reflectindo o impacto da reestruturação dos volumes contratados num CAE de 200 MW (+\$18M; volumes passaram de 100% para 80% da produção).
- Em suma, o EBITDA aumentou 9% face aos 9M12, para \$343M com uma margem EBITDA de 73%.
- No período a EDPR vendeu à Fiera Axium uma participação accionista de 49% do capital de um parque eólico no estado de Oregon, com capacidade instalada de 97 MW. Os activos, incluindo o preço de transacção, *cash grant* obtido em 2009 e os fluxos de caixa recebidos desde o início do projecto, ascendem a um valor total de \$2,0M por MW.

⁽¹⁾ Excluindo proveitos relacionados com investidores institucionais.
 Nota: Taxa cambial média nos 9M13 foi 1,32 \$/€. Taxa cambial a Set-13 foi 1,35 \$/€.



- Em Set-13, a EDPR possuía 3,6 GW instalados nos EUA, dispersos por 11 Estados: 1.784 MW na região Oeste, 1.452 MW na região Centro e 401 MW na região Este.
- O factor de utilização nos 9M13 foi de 31%, -1pp face ao período homólogo devido à maior capacidade instalada na região Este (factor de utilização: -3pp). O factor de utilização na região Oeste foi de 32% (+3pp face aos 9M12) e na região Centro manteve-se estável (36%).
- A produção de electricidade contratada através de CAE/Cobertura aumentou 6% face aos 9M12, seguindo os acordos CAE assinados em períodos anteriores, e representando 81% da produção nos EUA nos 9M13 (77% nos 9M12). A produção exposta a preços *spot* de mercado grossista diminuiu 14% face aos 9M12.

Factor de Utilização (%)	9M13	9M12	Δ 13/12
Oeste	32%	28%	+3 pp
Centro	36%	36%	+0 pp
Este	26%	29%	(3 pp)
Factor Médio de Utilização	31%	32%	(1 pp)

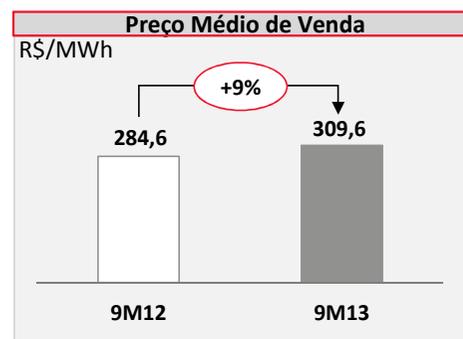
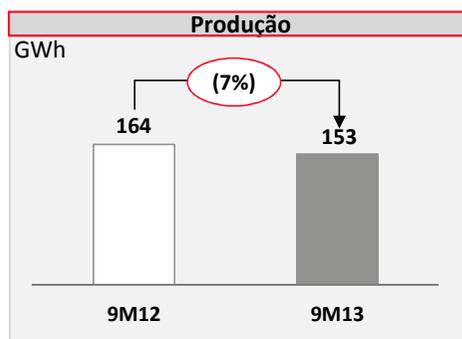
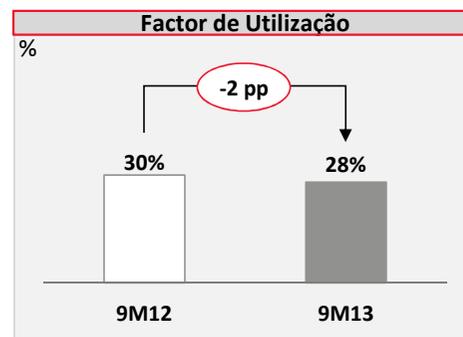
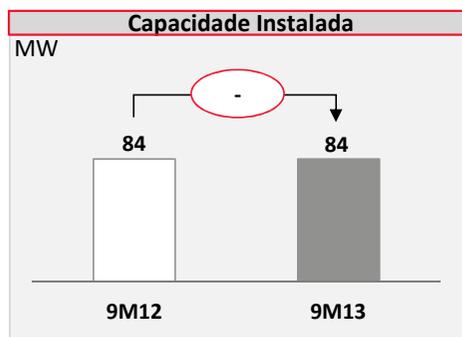
Electricidade Produzida (GWh)	9M13	9M12	Δ 13/12
Oeste	830	742	+12%
Centro	3.470	3.468	+0%
Este	3.010	2.993	+1%
Total GWh	7.310	7.204	+1%

Electricidade Produzida por Tipo de Contrato (GWh)	9M13	9M12	Δ 13/12
CAE/Cobertura de preço	5.908	5.571	+6%
Mercado	1.403	1.633	(14%)
Total GWh	7.310	7.204	+1%

Preço Médio por Tipo de Contrato (\$/MWh)	9M13	9M12	Δ 13/12
Preço médio CAE/Cobertura de preço	53,1	52,2	+2%
Preço médio de mercado	32,8	27,0	+21%
Preço Médio Final	49,2	47,1	+5%

Incentivo Fiscal	9M13	9M12	Δ 13/12
MW sob PTC (Estrutura Tax Equity)	2.123	2.123	-
MW sob Cash Grant Flip (Estrutura Tax Equity)	500	500	-
MW sob Cash Grant	1.014	799	+215
Proveitos de Parcerias com Investidores Institucionais (US\$M)	119,9	120,7	(1%)

- O preço médio de venda dos contratos sob acordos CAE/Cobertura aumentou 2% face aos 9M12 para \$53,1/MWh, em resultado do aumento gradual dos preços contratados e da contribuição dos novos acordos CAE/Cobertura no período. Os preços de venda para a produção exposta ao mercado *spot* grossista eléctrico aumentaram 21% quando comparado com os 9M12, mantendo a performance positiva já registada no 1S13 e beneficiando da recuperação do preço grossista do gás (\$3,7/MMBtu nos 9M13 vs. \$2,5/MMBtu nos 9M12).
- Os Proveitos de Parcerias com Investidores Institucionais foram de \$120M (-1% vs. 9M12), suportados pelos factores de utilização estáveis dos projectos com incentivos fiscais PTC. Os projectos com *cash grant* beneficiam de menores custos de depreciação, registados na DR como amortização de proveitos diferidos (\$17M nos 9M13, +28% face aos 9M12).



- A capacidade eólica instalada pela EDPR no Brasil ascendia a 84 MW em Set-13, estando inteiramente ao abrigo de programas de incentivo para o desenvolvimento de energias renováveis. Estes programas fornecem contratos de longo prazo para a venda da electricidade produzida durante 20 anos.
- Nos 9M13, o factor de utilização da EDPR no Brasil foi de 28% vs. 30% registado nos 9M12, reflectindo um menor recurso eólico no período. A produção diminuiu 7% face ao período homólogo para 153 GWh nos 9M13.

Demonstração de Resultados (R\$M)	9M13	9M12	Δ 13/12
Receitas	46,6	43,3	+8%
Outros proveitos operacionais	-	-	-
Fornecimentos e serviços externos	(16,0)	(11,1)	+45%
Custos com pessoal	(2,2)	(2,0)	+11%
Outros custos operacionais	(1,9)	(1,9)	-
Custos Operacionais (líquidos)	(20,1)	(15,0)	+34%
EBITDA	26,5	28,3	(6%)
EBITDA/Receitas	56,8%	65,4%	(9 pp)
Provisões	(0,1)	-	-
Amortizações	(12,1)	(11,9)	+1%
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	-	-	-
EBIT	14,3	16,4	(12%)

Rátios eficiência - excluindo outros proveitos	9M13	9M12	Δ 13/12
Opex / MW médio em operação (R\$ milhares)	240,0	178,4	+35%
Opex / MWh (R\$)	131,7	91,4	+44%

Trabalhadores	9M13	9M12	Δ 13/12
Total Brasil	21	21	-

- Nos 9M13, o preço médio de venda no Brasil foi de R\$309,6/MWh (+9% vs 9M12). O preço médio de venda através de programas de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis está inversamente correlacionado com o factor de utilização. Em 2012, o ajuste foi efectuado com a conclusão da facturação anual, enquanto o preço dos 9M13 já inclui o ajustamento esperado ao factor de utilização bem como a actualização da inflação (distribuída por 12 meses) a ocorrer anualmente no aniversário de cada CAE.
- As Receitas da EDPR no Brasil aumentaram em 8% face aos 9M12 para R\$46,6M, suportadas por um aumento da produção e uma variação favorável do preço médio de venda. O EBITDA diminuiu em 6% face ao período homólogo, para R\$26,5M nos 9M13, com uma margem de EBITDA de 57%.
- Após a adjudicação de CAEs a 20 anos no âmbito do leilão A-5 de energia em Dez-11, a EDPR está actualmente a desenvolver 120 MW, reforçando a presença num mercado de baixo risco, com fortes perspectivas de crescimento e um recurso eólico atractivo.



renováveis

Dados Trimestrais

Dados Trimestrais

Dados Trimestrais	3Q12	4Q12	1Q13	2Q13	3Q13	Δ Anual	Δ Trimestral
MW EBITDA							
Europa	3.738	3.876	3.952	4.038	4.050	+8%	+0,3%
EUA	3.567	3.637	3.637	3.637	3.637	+2%	-
Brasil	84	84	84	84	84	-	-
EDPR	7.388	7.597	7.673	7.759	7.770	+5%	+0,1%
Factor Médio de Utilização							
Europa	22%	28%	36%	26%	21%	(2 pp)	(5 pp)
EUA	21%	34%	36%	35%	21%	+0 pp	(14 pp)
Brasil	38%	35%	29%	25%	30%	(9 pp)	+5 pp
EDPR	22%	31%	36%	30%	21%	(1 pp)	(9 pp)
GWh							
Europa	1.760	2.299	2.874	2.126	1.781	+1%	(16%)
EUA	1.597	2.733	2.829	2.790	1.692	+6%	(39%)
Brasil	71	67	52	46	55	(22%)	+20%
EDPR	3.428	5.100	5.755	4.962	3.528	+3%	(29%)
Tarifa/Preço de Venda							
Europa (€/MWh)	96,2	91,8	94,7	94,0	88,4	(8%)	(6%)
US (\$/MWh) ⁽¹⁾	51,2	47,3	48,3	46,3	52,7	+3%	+14%
Brasil (R\$/MWh)	291,3	290,8	307,9	309,9	310,9	+7%	+0%
Average Portfolio Price (€/MWh)⁽¹⁾	70,3	61,5	66,3	63,5	63,6	(10%)	+0%
Receitas (€M)							
Europa	168	211	271	200	157	(6%)	(21%)
EUA	87	131	137	136	85	(2%)	(38%)
Brasil	8	7	6	5	5	(31%)	+9%
EDPR	263	349	415	341	247	(6%)	(28%)
EBITDA (€M)							
Europa	124	194	215	140	99	(21%)	(30%)
EUA	49	73	115	96	49	(1%)	(49%)
Brasil	6	5	4	3	2	(62%)	(28%)
EDPR	171	263	327	233	148	(14%)	(37%)
EBITDA/Receitas							
Europa	73,9%	92,2%	79,1%	69,9%	62,6%	(11 pp)	(7 pp)
EUA	56,9%	55,6%	83,9%	70,8%	57,7%	+0,8 pp	(13 pp)
Brasil	74,8%	70,7%	64,7%	63,5%	41,8%	(33 pp)	(22 pp)
EDPR	65,1%	75,3%	78,9%	68,4%	59,7%	(5 pp)	(9 pp)
Resultado Líquido EDPR (€M)	(7)	34	90	39	(27)	n.a.	n.a.
Capex (€M)							
Europa	61	292	24	60	71	+17%	+19%
EUA	91	46	13	5	52	(43%)	+886%
Brasil	2	6	0	1	6	+282%	+515%
EDPR	154	345	38	66	130	(16%)	+95%
Dívida Líquida (€M)	3.508	3.305	3.507	3.042	3.194	(9%)	+5%
Passivo com parcerias com investidores instit. (€M)	979	942	950	906	875	(11%)	(3%)

⁽¹⁾ Exclui proveitos relacionados com parcerias com investidores institucionais.



renováveis

Demonstrações Financeiras

EDPR: Demonstração de Resultados por Região



9M13 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Aj.	Consolidado
Vendas de electricidade e outros	628,8	267,1	16,7	(0,3)	912,3
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	91,0	-	-	91,0
Receitas	628,8	358,1	16,7	(0,3)	1.003,3
Outros proveitos operacionais	3,8	27,5	-	(0,7)	30,7
Fornecimentos e serviços externos	(100,2)	(79,7)	(5,7)	(5,2)	(190,9)
Custos com pessoal	(21,6)	(22,1)	(0,8)	(8,5)	(53,1)
Outros custos operacionais	(57,8)	(23,3)	(0,7)	(0,2)	(82,1)
Custos Operacionais (líquidos)	(175,8)	(97,7)	(7,2)	(14,6)	(295,3)
EBITDA	453,1	260,4	9,5	(14,9)	708,0
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>72,0%</i>	<i>72,7%</i>	<i>56,8%</i>	<i>n.a.</i>	<i>70,6%</i>
Provisões	-	(0,2)	(0,0)	-	(0,3)
Amortizações	(180,5)	(172,2)	(4,3)	(5,0)	(362,0)
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	0,9	13,1	-	-	14,0
EBIT	273,4	101,1	5,1	(19,9)	359,8

9M12 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Aj.	Consolidado
Vendas de electricidade e outros	566,9	257,5	17,6	(0,0)	842,0
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	94,2	-	-	94,2
Receitas	566,9	351,8	17,6	(0,0)	936,2
Outros proveitos operacionais	8,5	14,1	-	(2,3)	20,3
Fornecimentos e serviços externos	(88,0)	(79,5)	(4,5)	(11,5)	(183,5)
Custos com pessoal	(18,9)	(21,1)	(0,8)	(6,0)	(46,8)
Outros custos operacionais	(29,3)	(20,4)	(0,8)	(1,1)	(51,6)
Custos Operacionais (líquidos)	(127,6)	(107,0)	(6,1)	(20,9)	(261,6)
EBITDA	439,3	244,8	11,5	(20,9)	674,7
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>77,5%</i>	<i>69,6%</i>	<i>65,4%</i>	<i>n.a.</i>	<i>72,1%</i>
Provisões	-	-	-	-	-
Amortizações	(168,1)	(167,6)	(4,8)	(1,8)	(342,3)
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	0,9	10,6	-	0,0	11,5
EBIT	272,1	87,8	6,7	(22,6)	343,9

EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País



9M13 (€M)	Espanha	Portugal	RdE	Outros/Aj.	Total Europa
Receitas	355,0	126,5	144,8	2,5	628,8
Custos Operacionais (líquidos)	(100,4)	(22,3)	(38,9)	(14,3)	(175,8)
EBITDA	254,7	104,3	105,9	(11,8)	453,1
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>71,7%</i>	<i>82,4%</i>	<i>73,2%</i>	<i>n.a.</i>	<i>72,0%</i>
Amortizações e Provisões	(112,5)	(19,2)	(44,6)	(3,4)	(179,6)
EBIT	142,2	85,1	61,4	(15,2)	273,4

9M12 (€M)	Espanha ⁽¹⁾	Portugal	RdE	Outros/Aj. ⁽¹⁾	Total Europa
Receitas	321,2	113,9	127,0	4,8	566,9
Custos Operacionais (líquidos)	(69,1)	(21,5)	(25,9)	(11,1)	(127,6)
EBITDA	252,1	92,4	101,1	(6,3)	439,3
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>78,5%</i>	<i>81,1%</i>	<i>79,6%</i>	<i>n.a.</i>	<i>77,5%</i>
Amortizações e Provisões	(108,4)	(20,0)	(35,9)	(3,0)	(167,2)
EBIT	143,8	72,4	65,2	(9,3)	272,1

⁽¹⁾ **Nota importante para Espanha e Outros:** Dada a existência, até ao 4T12, de uma Tarifa Variável para os activos regulados pelo RD 661/2007, a EDPR implementou uma estratégia de cobertura de preços sobre a sua exposição ao preço da pool espanhola. Apesar de inteiramente dedicado a activos localizados em Espanha, o ganho de cobertura de preços de €5,0M nos 9M12 está contabilizado ao nível da plataforma europeia (Outros/Ajust.). Na página 11, o ganho de cobertura de preços foi incluído junto com o segmento Espanha apenas para propósito de análise. A partir de Jan-13 devido às alterações regulatórias impostas, a EDPR já não precisa de cobrir a sua exposição ao preço da pool visto que a sua produção é vendida através de uma Tarifa Fixa.



renováveis

Anexo

Pipeline (MW)	Tier 1	Tier 2	Tier 3	Subtotal	Prospects	Total
Espanha	79	228	1.715	2.022	1.580	3.602
Portugal ⁽¹⁾	65	9	10	83	-	83
Resto de Europa	274	801	1.823	2.898	1.059	3.957
- França	18	202	209	429	167	596
- Bélgica	-	-	6	6	48	54
- Polónia	94	481	78	653	286	939
- Roménia	132	-	30	162	200	362
- Itália	30	118	58	206	358	563
- Reino Unido	-	-	1.443	1.443	-	1.443
Europa	418	1.037	3.549	5.004	2.639	7.642
EUA	705	2.818	3.880	7.403	895	8.298
Canadá	-	-	365	365	50	415
América do Norte	705	2.818	4.245	7.768	945	8.713
Brasil	146	-	897	1.043	241	1.284
EDPR	1.269	3.855	8.691	13.814	3.825	17.639

⁽¹⁾ 50 MW do total de projectos em Tier 1 são relativos à capacidade atribuível à EDPR no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal.



renováveis

powered by nature