



# renováveis

## Resultados 9M 2015

28 de Outubro de 2015

Conference call & webcast

**Data:** Quarta-feira, 28 de Outubro de 2015, 15:00 CET | 14:00 Londres/Lisboa

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

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

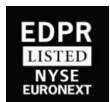
**Número para repetição:** +44 (0) 20 7031 4064 | +1 954 334 0342 (até 4 de Novembro de 2015)

**Código de Acesso:** 955637

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



FTSE4Good



Destaques do 9M 2015	- 2 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas	- 3 -
Base de Activos	- 4 -
Investimento Operacional e PP&E	- 5 -
Desempenho Operacional	- 6 -
Desempenho Financeiro	- 7 -
Fluxo de Caixa	- 8 -
Dívida Líquida e Passivo com Investidores Institucionais	- 9 -
Plataformas de Actividade	- 10 -
Europa	- 11 -
América do Norte	- 14 -
Brasil	- 16 -
Dados Trimestrais	- 17 -
Demonstrações Financeiras	- 19 -
Anexos	- 22 -
Consolidado por Equity & Interesses não controláveis (MW)	- 23 -
Enquadramentos Regulatórios	- 24 -
Sustentabilidade - Destaques	- 25 -
Evolução da Cotação da Acção	- 26 -

## Sumário Resultados Financeiros

Capacidade Instalada (MW)	9M15	9M14	Δ 15/14
EBITDA MW	8.878	7.774	+1.104
ENEOP - Eólicas de Portugal (cons. por equity)	-	487	(487)
Outros consolidados por equity	353	353	-
<b>EBITDA MW + Consolidados por Equity</b>	<b>9.231</b>	<b>8.615</b>	<b>+616</b>

Dados Operacionais - Métricas EBITDA MW	9M15	9M14	Δ 15/14
Factor de utilização (%)	28%	29%	(1pp)
Produção (GWh)	14.994	14.369	+4%
Preço médio venda electricidade (€/MWh)	65,0	59,2	+10%

DR (€M)	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>Receitas</b>	<b>1.079</b>	<b>930</b>	<b>+16%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>782</b>	<b>642</b>	<b>+22%</b>
EBITDA/Receitas	72%	69%	+3pp
EBIT	374	306	+22%
Resultados Financeiros	(212)	(184)	+15%
Ganhos/(perdas) em associadas	0,5	8	(94%)
Interesses não controláveis	48	41	+17%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>100</b>	<b>53</b>	<b>+88%</b>

Fluxo de Caixa (€M)	9M15	9M14	Δ 15/14
Fluxo de Caixa Operacional	536	549	(2%)
Investimento líquido	323	244	+33%

Balanço (€M)	9M15	2014	Δ YTD
Activos fixos tangíveis (líquido)	12.349	11.013	+12%
Capital Próprio	6.778	6.331	+7%
Dívida líquida	3.686	3.283	+12%
Passivos com invest. institucionais (EUA)	1.114	1.067	+4%

Trabalhadores	9M15	2014	Δ YTD
Total	1.009	919	+10%

• **Em Set-15, a EDPR geria um carteira global de 9,2 GW repartidos por 10 países**, dos quais 8,9 GW consolidados integralmente e 353 MW consolidados pelo método de equivalência patrimonial (relativos a participações em Espanha e EUA). A capacidade EBITDA consolidada em Portugal inclui, desde dia 1-Set, 613 MW relativos à ENEOP (anteriormente 533 MW pelo método de equivalência patrimonial). Nos últimos 12 meses a EDPR adicionou 616 MW à sua capacidade instalada, dos quais c.70% nos EUA.

• **Nos 9M15 a EDPR produziu 15,0 TWh de energia limpa, um aumento de +4% vs. 14,4 TWh nos 9M14**, com o efeito positivo das adições de capacidade (+1,1 TWh) a mitigar o menor recurso eólico no período vs. 9M14 (-0,5 TWh). No período o factor de utilização foi de 28% vs. 29% nos 9M14.

• **O preço médio de venda nos 9M15 aumentou +10% vs. 9M14, para €65/MWh**, beneficiando de um aumento no preço de venda em todas as plataformas. Na Europa, o preço médio de venda aumentou em +3% vs. 9M14, na América do Norte o aumento de +2% (em USD) é explicado pelo aumento da produção sob CAEs/Coberturas e pela gestão activa da produção sem contractos de longo-prazo. No Brasil o aumento de +8% (em BRL) foi impulsionado principalmente pela indexação à inflação.

• **Nos 9M15, as Receitas totalizaram €1,1MM (+16% vs. 9M14)**, dos quais +4% são explicados pela maior produção (+€37M), +3% pelo preço superior (+€31M) e os restantes +9% devido a impactos cambiais (+€80M, principalmente USD). O EBITDA aumentou +22% vs. 9M14 para €782M, com uma margem EBITDA de 72%. Nos 9M15 os eventos não recorrentes tiveram um impacto positivo de c.€40M no EBITDA (vs. +€1M nos 9M14), devido ao ganho (€102M) relativo à aquisição de controlo de certos activos da ENEOP e €65M de abates após optimização da carteira de projectos em desenvolvimento e priorização em regiões com fundamentos de negócio sólidos.

• **O EBIT nos 9M15 totalizou €374M (+22% vs. 9M14)**, dado o desempenho do EBITDA e o aumento de €76M nos custos com depreciações e amortizações (incluindo imparidades e líquidas de *government grants*). Nos 9M15, as imparidades tiveram um impacto de -€12M no EBIT, reflectindo a extensão por um período mais longo da visão conservadora da EDPR para os seus pressupostos para os activos na Roménia. Os resultados financeiros líquidos totalizaram €212M nos 9M15 (+15% vs. 9M14), penalizados pela valorização do Dólar americano e pelo desconhecimento (não-caixa) de custos diferidos em balanço relacionados com a reestruturação, no 2T15, de determinados *project finance*, com a dívida substituída a um custo menor. Se excluídos o impacto cambial e o evento não recorrente, os resultados financeiros líquidos diminuiriam 4% vs. 9M14. Os juros financeiros líquidos diminuiriam 6% vs. 9M14 (ou -13% se excluído impacto cambial) devido ao menor custo da dívida (4,3% em Set-15 vs. 5,3% em Set-14). O Resultado antes de impostos somou €163M e os impostos sobre o rendimento €15M.

• **Em suma, o resultado líquido nos 9M15 totalizou €100M (vs. €53M nos 9M14)** e o resultado líquido ajustado por eventos não-recorrentes, diferenças cambiais e ganhos de capital aumentou em 19% vs. 9M14, para €62M. Os interesses não controláveis atingiram €48M, aumentando em €7M vs. 9M14 no seguimento da venda de interesses minoritários a EFG Hermes (Out-14), Northleaf (Nov-14), DIF III (Mar-15) e Fiera Axiom (encaixe em Abr-15) como parte da estratégia de rotação de activos, e a CTG (Mai-15; Brasil) como parte da parceria institucional com a EDP.

• **Nos 9M15, o Fluxo de Caixa Operacional ascendeu a €536M (vs. €549M nos 9M14)**, superior ao investimento líquido no período (€323M) e à variação de fundo de maneio de fornecedores de imobilizado (€127M). Nos 9M15 a EDPR recebeu \$160M de estruturas de financiamento *tax equity* e assinou, em Out-15, uma parceria adicional por \$240M. Em Set-15, a dívida líquida totalizava €3,7MM (+€403M vs. Dez-14), também explicado pela consolidação da ENEOP e conversões cambiais.

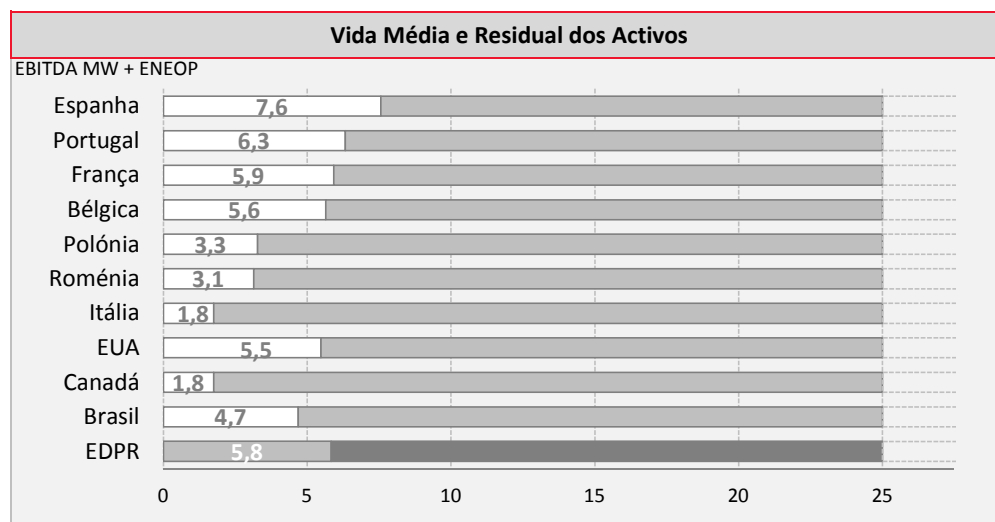
Nota: As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados (€M)	9M15	9M14	Δ 15/14
Vendas de electricidade e outros	962,0	842,1	+14%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	116,9	87,7	+33%
<b>Receitas</b>	<b>1.078,9</b>	<b>929,8</b>	<b>+16%</b>
Outros proveitos operacionais	126,2	21,2	+496%
Custos Operacionais	(423,0)	(309,2)	+37%
Fornecimentos e serviços externos	(208,7)	(184,5)	+13%
Custos com pessoal	(60,5)	(50,3)	+20%
Outros custos operacionais	(153,7)	(74,5)	+106%
<b>EBITDA</b>	<b>782,1</b>	<b>641,8</b>	<b>+22%</b>
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>72%</i>	<i>69%</i>	<i>+3pp</i>
Provisões	0,2	-	-
Amortizações	(425,2)	(349,6)	+22%
Amortização dos proveitos diferidos (government grants)	17,1	13,9	+23%
<b>EBIT</b>	<b>374,1</b>	<b>306,2</b>	<b>+22%</b>
Resultados financeiros	(211,6)	(183,6)	+15%
Ganhos/(perdas) em associadas	0,5	7,5	(94%)
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>162,9</b>	<b>130,1</b>	<b>+25%</b>
Impostos sobre o rendimento	(15,1)	(35,9)	(58%)
Resultado Líquido do Exercício	147,8	94,2	+57%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>99,6</b>	<b>52,9</b>	<b>+88%</b>
Interesses não controláveis	48,3	41,3	+17%

Activos (€M)	9M15	2014
Activos fixos tangíveis (líquido)	12.349	11.013
Activos intangíveis & goodwill (líquido)	1.507	1.405
Investimentos financeiros (líquido)	327	376
Impostos diferidos activos	58	46
Inventários	24	21
Clientes (líquido)	178	146
Outros devedores (líquido)	358	859
Activos detidos para venda	40	-
Depósitos colaterais	66	81
Caixa e equivalentes	1.029	369
<b>Total Activo</b>	<b>15.935</b>	<b>14.316</b>
Capital Próprio (€M)	9M15	2014
Capital + prémios de emissão	4.914	4.914
Resultados e outros reservas	891	742
Resultado líquido atribuível aos accionistas EDPR	100	126
Interesses não controláveis	874	549
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>6.778</b>	<b>6.331</b>
Passivo (€M)	9M15	2014
Dívida financeira	4.783	3.902
Passivo com investidores institucionais	1.114	1.067
Provisões para riscos e encargos	115	99
Impostos diferidos passivos	298	270
Proveitos diferidos de investidores institucionais	774	735
Credores e outros passivos (líquido)	2.072	1.912
<b>Total do Passivo</b>	<b>9.157</b>	<b>7.986</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>15.935</b>	<b>14.316</b>

**Nota Importante:** Em sequência da aplicação da norma IFRIC 21, uma entidade reconhece um passivo por um imposto quando ocorre a actividade que desencadeia o seu pagamento, conforme identificado pela legislação relevante. Por exemplo, nos EUA, em França e em Espanha, o facto que origina o imposto sobre o património é a sua propriedade no dia do ano no qual o imposto é devido (normalmente no início do ano natural). Antes da adopção do IFRIC 21, a EDPR registava todos os impostos sobre o património proporcionalmente durante o ano fiscal relevante. Os dados intercalares, incluindo os 9M14, apresentados neste documento foram recalculados para fins comparativos.

Capacidade Instalada (MW)	9M15	vs. 2014	vs. 9M14	Em Constr.
<b>EBITDA MW</b>				
Espanha	2.194	-	-	2
Portugal	1.243	+619	+622	4
França	340	-	+6	48
Bélgica	71	-	-	-
Polónia	392	-	+18	77
Roménia	521	-	-	-
Itália	100	+10	+30	-
<b>Europa</b>	<b>4.860</b>	<b>+629</b>	<b>+676</b>	<b>130</b>
EUA	3.904	+99	+428	299
Canadá	30	-	-	-
<b>América do Norte</b>	<b>3.934</b>	<b>+99</b>	<b>+428</b>	<b>299</b>
<b>Brasil</b>	<b>84</b>	-	-	<b>120</b>
<b>Total EBITDA MW</b>	<b>8.878</b>	<b>+728</b>	<b>+1.104</b>	<b>549</b>
<b>Consolidado por Equity (MW)</b>				
ENEOP - Eólicas de Portugal	-	(533)	(487)	-
Espanha	174	-	-	-
EUA	179	-	-	-
<b>Total Consolidado por Equity (MW)</b>	<b>353</b>	<b>(533)</b>	<b>(487)</b>	-
<b>Total EBITDA MW + Consolidado por Equity</b>	<b>9.231</b>	<b>+195</b>	<b>+616</b>	<b>549</b>



- Em Set-15 a EDPR geria uma carteira de activos de 9,2 GW em 10 países, dos quais 5,0 GW na Europa, incluindo 2,4 GW em Espanha, 1,4 GW no Resto da Europa ("RdE") e 1,2 GW em Portugal, 4,1 GW na América do Norte e os restantes no Brasil. A capacidade EBITDA consolidada da EDPR em Portugal inclui, desde 1-Set, 613 MW relativos à ENEOP (previamente 533 MW consolidados por método de equivalência patrimonial).

- Do portfólio global de 9,2 GW, 9.149 MW são relativos a tecnologia eólica *onshore*, sendo os restantes 82 MW relativos a parques de energia solar fotovoltaica na Roménia (50 MW), EUA (30 MW) e Portugal (2 MW).

- Nos últimos 12 meses a EDPR adicionou 616 MW ao seu portfolio global. Em termos de EBITDA MW foram adicionados 1,1 GW, dos quais 676 MW na Europa e 428 MW nos EUA. Na Europa, dos 676 MW adicionados ao EBITDA, 622 MW são referentes às operações em Portugal (incluindo 613 MW em consequência da consolidação da ENEOP e 2 MW relativos ao sobre-equipamento de um parque eólico existente), 30 MW em Itália, 18 MW na Polónia e 6 MW em França. Nos EUA foram completados 3 parques eólicos: Headwaters no Indiana (200 MW), Rising Tree North (99 MW) e Rising Tree South (99 MW), ambos na Califórnia; e um parque solar fotovoltaico: Lone Valley na Califórnia (30 MW).

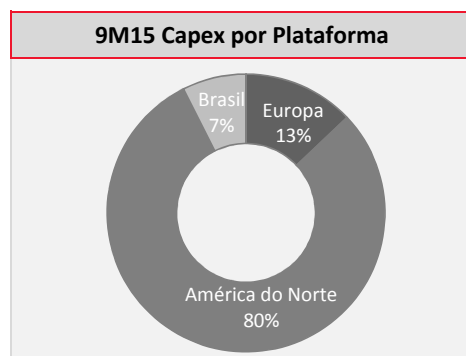
- Em Set-15 a EDPR tinha 549 MW de tecnologia eólica *onshore* em fase de construção. Nos EUA, estavam em construção 299 MW relativos a 2 parques eólicos com CAEs atribuídos: Waverly no Kansas (199 MW) e Arbuckle em Oklahoma (100 MW). Na Europa estavam em construção 130 MW: 77 MW na Polónia, 48 MW em França, 4 MW em Portugal (relativos ao sobre-equipamento de um parque eólico existente) e 2 MW em Espanha (protótipo). No Brasil, estavam em construção os 120 MW relativos ao projecto Baixa do Feijão, com um CAE de 20 anos atribuído.

- O portfólio da EDPR, considerando o EBITDA MW em Set-15, tinha uma vida média de 5,8 anos. O portfólio Europeu tinha uma vida média de 6,2 anos, o Norte Americano 5,4 anos, enquanto o portfólio Brasileiro tinha 4,7 anos de vida média.

- Em Set-15, a capacidade EBITDA instalada da EDPR sem exposição aos preços do mercado grossista representava 92%, enquanto os restantes 8% da capacidade EBITDA MW compreendem parques eólicos localizados nos EUA e Espanha. Nos EUA, a EDPR tinha 544 MW expostos ao mercado grossista, correspondente a 6% do portfólio EBITDA MW. A restante capacidade EBITDA nos EUA é remunerada de acordo com contractos de longo prazo (CAEs/Coberturas). Em Espanha, e de acordo com o Decreto Real 413/2014 aprovado em Jun-14, a capacidade sem complemento representava 2% do portfólio EBITDA MW. A restante capacidade instalada em Espanha é remunerada de acordo com o retorno pré-definido. A produção exposta a preços de mercado é gerida de acordo com a estratégia de risco e políticas de cobertura da EDPR, orientada para uma exposição residual aos preços de mercado.

Investimentos (€M)	9M15	9M14	Δ %	Δ €
<b>Europa</b>	<b>77,1</b>	<b>80,2</b>	<b>(4%)</b>	<b>(3)</b>
<b>América do Norte</b>	<b>473,8</b>	<b>207,8</b>	<b>+128%</b>	<b>+266</b>
<b>Brasil</b>	<b>44,2</b>	<b>10,2</b>	<b>-</b>	<b>+34</b>
Outros	0,0	0,1	-	(0,1)
<b>Total</b>	<b>595,2</b>	<b>298,3</b>	<b>+100%</b>	<b>+297</b>
Investimentos financeiros/(desinvestimentos)	66,8	3,6	-	+63
Government grant	-	(20,3)	-	+20
Rotação de Activos	(338,5)	(37,8)	-	(301)
<b>Investimento líquido</b>	<b>323,4</b>	<b>243,8</b>	<b>-</b>	<b>+80</b>

Activos fixos tangíveis (€M)	9M15	2014	Δ €
<b>Activos fixos tangíveis (líquidos)</b>	<b>12.349</b>	<b>11.013</b>	<b>+1.336</b>
(-) Activos fixos tangíveis em fase de construção	1.115	1.260	(145)
<b>(=) Activos fixos tangíveis existentes (líquidos)</b>	<b>11.235</b>	<b>9.753</b>	<b>+1.482</b>
(+) Amortizações acumuladas	3.821	3.146	+675
(-) Subsídios ao investimento	545	512	+33
<b>(=) Capital investido em activos existentes</b>	<b>14.510</b>	<b>12.387</b>	<b>+2.124</b>



- Nos 9M15 o investimento operacional totalizou €595M, espelhando a capacidade adicionada no período, os trabalhos relativos à capacidade em construção e, em menor escala, a melhorias da capacidade já em operação. Do total de €595M, €474M foram investidos na América do Norte, o motor de crescimento do plano de negócio da EDPR para 2014-17, €77M relativos ao crescimento na Europa e €44M no Brasil.

- O investimento operacional na América do Norte representou 80% do total do período, reflectindo a estratégia de crescimento da EDPR, baseada em mercados com enquadramentos regulatórios estáveis e em contractos de longo-prazo, proporcionando visibilidade nos retornos futuros. No período, a Europa representou 13% do investimento operacional total e o Brasil 7%, também em projectos com visibilidade de longo-prazo.

- O investimento líquido da EDPR nos 9M15, considerando o investimento operacional total, os investimentos financeiros líquidos de *governments grants* e recebimentos relativos à estratégia de rotação de activos, totalizou €323M. No período, os investimentos financeiros totalizaram €67M, principalmente relacionados com a conclusão financeira da primeira tranche (R\$88M) para a aquisição de uma participação de 45% na EDPR Brasil, e incluindo a aquisição de participações minoritárias em sociedades já controladas em Espanha. A estratégia de rotação de activos totalizou €339M (DIF III e Fiera Axium).

- Nos 9M15, os Activos fixos tangíveis (líquidos) aumentaram em €1.336M vs. Dez-14, em resultado das adições de capacidade, impactos cambiais (principalmente USD) e depreciações do período. Os Activos fixos tangíveis reflectem o total de investimentos, incluindo investimento operacional (antes de *government grants*) e ajustamentos de *Purchase Price Allocation* (em resultado de transacções de M&A) incorridos com os activos existentes, activos em construção ou em desenvolvimento. Os Activos fixos tangíveis líquidos, ajustados pelos activos em construção, aumentaram em €1.482M para €11,2MM. O capital investido em activos existentes, ajustado pelos activos em fase de construção, amortizações e *government grants* recebidos, totalizava €14,5MM em Set-15, um aumento de €2,1MM vs. Dez-14.

- Em Set-15, a América do Norte representava 47% do capital investido em activos existentes, a Europa 52% e o Brasil 1%. Considerando os 52% de capital investido em activos na Europa, 24% correspondem a investimentos em Espanha, 12% em Portugal e 16% no Resto da Europa.

(1) Considera EBITDA MW, com percentagens calculadas em Euros.

Factor Utilização	9M15	9M14	Δ 15/14
Europa	26%	26%	(0,4pp)
América do Norte	30%	32%	(2pp)
Brasil	28%	32%	(3pp)
<b>Total</b>	<b>28%</b>	<b>29%</b>	<b>(1pp)</b>

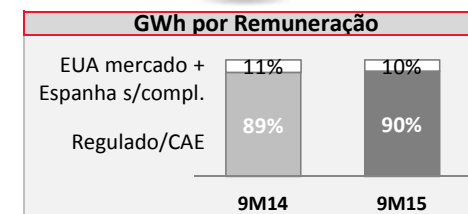
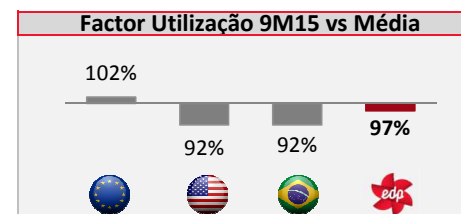
Produção de Eletricidade (GWh)	9M15	9M14	Δ 15/14
Europa	7.201	6.861	+5%
América do Norte	7.638	7.336	+4%
Brasil	156	173	(10%)
<b>Total</b>	<b>14.994</b>	<b>14.369</b>	<b>+4%</b>

Preços de Venda Por MWh	9M15	9M14	Δ 15/14
Europa	€83,5	€80,9	+3%
América do Norte	\$52,1	\$51,0	+2%
Brasil	R\$370,6	R\$343,2	+8%
<b>Preço de Venda Médio</b>	<b>€65,0</b>	<b>€59,2</b>	<b>+10%</b>

Vendas de Electricidade e Outros (€M)	9M15	9M14	Δ 15/14
Europa	598,6	554,3	+8%
América do Norte	348,3	270,0	+29%
Brasil	15,7	18,3	(15%)
<b>Total</b>	<b>962,0</b>	<b>842,1</b>	<b>+14%</b>

Proveitos com Parcerias Institucionais (€M)	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>Total</b>	<b>116,9</b>	<b>87,7</b>	<b>+33%</b>

Receitas	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>Receitas (€M)</b>	<b>1.078,9</b>	<b>929,8</b>	<b>+16%</b>
<b>Receitas/MW médios em operação (€m)</b>	<b>131,7</b>	<b>122,8</b>	<b>+7%</b>



- A EDPR produziu 15,0 TWh de energia limpa nos 9M15, +4% acima da produção dos 9M14. O aumento da produção foi beneficiado pelas adições de capacidade dos últimos 12 meses e o factor de utilização de 28% nos 9M15 (vs. 29% nos 9M14). Numa base trimestral, no 3T15, a EDPR alcançou um factor de utilização de 22% vs. 20% no 3T14. Dos 15,0 TWh produzidos nos 9M15, 90% foram vendidos através de CAEs ou enquadramentos regulatórios.
- Na Europa, a EDPR atingiu um factor de utilização estável de 26% nos 9M15 beneficiando do maior factor de utilização registado no 3T15 (21% vs. 19% no 3T14). Na América do Norte, a EDPR obteve um factor de utilização de 30% (vs. 32% nos 9M14), beneficiando do maior factor de utilização no 3T15 (24%, +2pp vs. 3T14) que mitigou o menor recurso eólico registado no 1S15. No Brasil, a EDPR atingiu um factor de utilização de 28% (vs. 32% nos 9M14).
- O preço médio de venda da EDPR aumentou em +10% vs. 9M14 para €65/MWh, como resultado da variação positiva em todas as plataformas. Na Europa, o preço médio aumentou +3% vs. 9M14, beneficiando do preço de venda mais elevado em Espanha (+14% vs. 9M14). Na América do Norte, o preço médio aumentou +2% vs. 9M14 (em USD), suportado principalmente pelo desempenho positivo do mercado de RECs. No Brasil, o preço médio aumentou +8% vs. 9M14 (em BRL) impulsionado principalmente pela indexação à inflação.
- No período, as vendas de electricidade atingiram €962M (+14% vs. 9M14), beneficiando do impacto positivo do maior preço médio (+10% vs. 9M14) e da maior produção (+4% vs. 9M14). Na Europa, as vendas de electricidade cresceram +8% para €599M. Na América do Norte, as vendas aumentaram +29% vs. 9M14 em Euros, impulsionadas pelo aumento do preço médio (+2% vs. 9M14 em USD), juntamente com a apreciação do Dólar durante o período (+€62M). As Receitas provenientes de parcerias institucionais aumentaram +10% na moeda local, em linha com o desempenho desses parques eólicos (+33% em Euros dada a apreciação do Dólar americano no período). As vendas no Brasil diminuíram -15% vs. 9M14, para €16M, com a menor produção e a depreciação do Real (-€2M) a mitigar o aumento no preço médio
- Em suma, as receitas da EDPR nos 9M15 aumentaram em +16% vs. 9M14 para €1.079M e, numa base unitária (por MW), atingiram os €132m (+7% vs. 9M14), reflectindo a recuperação no preço médio de venda e do aumento da produção.

Receitas	9M15	9M14	Δ %
<b>Receitas (€M)</b>	<b>1.078,9</b>	<b>929,8</b>	<b>+16%</b>
Outros proveitos operacionais	126,2	21,2	+496%
Custos Operacionais	(423,0)	(309,2)	+37%
Fornecimentos e serviços externos	(208,7)	(184,5)	+13%
Custos com pessoal	(60,5)	(50,3)	+20%
Outros custos operacionais	(153,7)	(74,5)	+106%
<b>EBITDA</b>	<b>782,1</b>	<b>641,8</b>	<b>+22%</b>

Rácios de Eficiência e Rentabilidade	9M15	9M14	Δ %
Receitas/MW médios em operação (€m)	131,7	122,8	+7%
Custos operacionais/MW médios em operação (€m)	51,6	40,8	+26%
Custos operacionais/MWh (€)	28,2	21,5	+31%
Margem EBITDA	72%	69%	+3pp
EBITDA/ MW Médio em Operação (€m)	95,5	84,7	+13%

EBITDA a EBIT (€M)	9M15	9M14	Δ %
<b>EBITDA</b>	<b>782,1</b>	<b>641,8</b>	<b>+22%</b>
Provisões	0,2	-	-
Amortizações	(425,2)	(349,6)	+22%
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	17,1	13,9	+23%
<b>EBIT</b>	<b>374,1</b>	<b>306,2</b>	<b>+22%</b>

- As receitas totalizaram €1,079M (+16% vs. 9M14), dada a maior produção (+€37M vs. 9M14), o preço médio de venda (+€31M vs. 9M14) e a evolução cambial (+€80M vs. 9M14). Os Outros proveitos operacionais totalizaram €126m, +€105M vs. 9M14, explicado principalmente por €102M de ganhos subsequentes à aquisição de controlo de certos activos da ENEOP. Os Custos operacionais (Opex) atingiram os €423M (+€114M vs. 9M14), devido maioritariamente aos abates (+€65M vs. 9M14 nos Outros custos operacionais) e a efeitos cambiais (+€27M vs. 9M14).
- Em detalhe, os custos com Fornecimentos e serviços externos (incluindo custos de O&M) juntamente com os Custos com o pessoal aumentaram em €35M vs. 9M14 (ou +15%), reflectindo a maior capacidade em operação e impacto cambial (€21M). Os Outros custos operacionais (incluindo impostos, rendas a autoridades publicas e o imposto de 7% sobre as vendas em Espanha) aumentaram em €79M para €154M, reflectindo €65M de abates na Europa (€24M) e América do Norte (€41M), após optimização da carteira de projectos em desenvolvimento e priorização em regiões com fundamentos de negócio sólidos, e em menor escala, os impactos cambiais e impostos de propriedade dos novos parques eólicos.
- Se ajustado por impostos e rendas, cambio e abates, os Custos operacionais aumentaram 3% vs. 9M14 (ou €8M), reflectindo a maior capacidade em operação. Se ajustado, o Opex por MW médio foi de €31m (-4% vs. 9M14) e o Opex por MWh de €17 (-1% vs. 9M14).
- O EBITDA totalizou €782M (+22% YoY) resultando numa margem EBITDA de 72% (+4pp vs. 9M14), e o EBITDA por MW em operação totalizou €96m (+13% vs. 9M14).

Resultados Financeiros (€M)	9M15	9M14	Δ %
Juros financeiros líquidos	(141,4)	(151,0)	(6%)
Custos com parcerias com investidores institucionais	(58,1)	(42,6)	+36%
Custos financeiros capitalizados	16,2	19,6	(17%)
Diferenças cambiais & derivados cambiais	(1,3)	(1,4)	(3%)
Outros	(27,1)	(8,2)	-
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(211,6)</b>	<b>(183,6)</b>	<b>+15%</b>

Ganhos em associadas	9M15	9M14	Δ %
Ganhos/(perdas) em associadas	0,5	7,5	(94%)

Resultados Antes de Impostos (€M)	9M15	9M14	Δ %
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>162,9</b>	<b>130,1</b>	<b>+25%</b>
IRC e impostos diferidos	(15,1)	(35,9)	(58%)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>147,8</b>	<b>94,2</b>	<b>+57%</b>
Interesses não controláveis	48,3	41,3	+17%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>99,6</b>	<b>52,9</b>	<b>+88%</b>

- O Resultado operacional (EBIT) aumentou em €68M vs. 9M14 (ou +22%) para €374M, dado o desempenho do EBITDA e €76M de aumento das depreciações e amortizações (incluindo imparidades com impacto líquido de €12M no EBIT), o aumento da capacidade e impacto cambial.
- O Resultado financeiro líquido aumentou 15% vs. 9M14, com a apreciação do dólar americano (-4% vs. 9M14; ex-forex e evento não recorrente). Os Juros financeiros líquidos diminuíram 6% vs. 9M14 (-13% ex-forex), dado o menor custo da dívida (4,3% em Set-15 vs. 5,3% em Set-14). Os Custos com parcerias com investidores institucionais aumentaram €15M vs. 9M14, dadas conversões cambiais e novas estruturas *de tax equity*, enquanto os juros capitalizados diminuíram €3M (ou -17%). As diferenças cambiais e derivados tiveram um impacto negativo (-€1M). Outros custos financeiros totalizaram €27M, com €8M relativos ao 2T15 reflectindo principalmente o desconhecimento (não-caixa) de custos diferidos contabilizados no balanço e referentes a certas reestruturações de *project finance*, para um menor custo de dívida.
- Os ganhos em associadas totalizaram €0,5M (-€7M vs. 9M14), refletindo sobretudo a participação na ENEOP, até 1-Set, e as associadas em Espanha e nos Estados Unidos (pág. 23).
- O Resultado Antes de Impostos somou €163M (+25% vs. 9M14), e os impostos sobre o rendimento €15M. Dadas as transações com EFG Hermes (Out-14), Northleaf (Nov-14), DIF III (Mar-15) e Fiera Axiom (termo em Abr-15) no âmbito da rotação de activos, e à CTG (Mai-15; Brasil), os resultados atribuídos a interesses não controláveis somaram €48M (+€7M vs. 9M14).
- O Resultado líquido totalizou €100M (+€47M vs. 9M14) e o Resultado líquido ajustado €62M (+19% vs. 9M14).

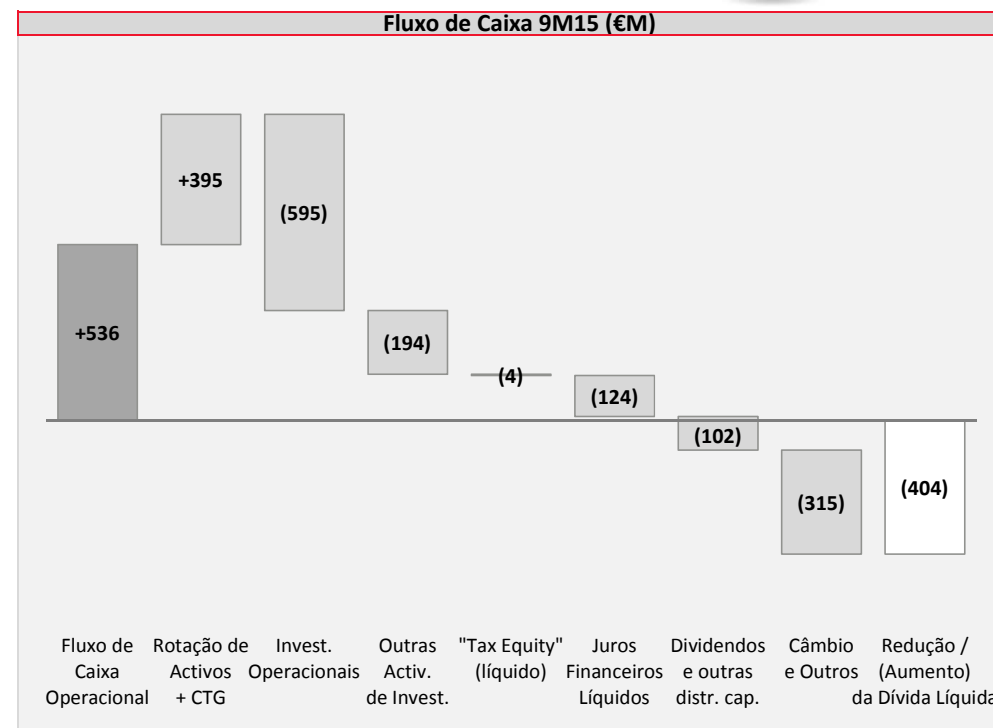


Fluxo de Caixa	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>EBITDA</b>	<b>782</b>	<b>642</b>	<b>+22%</b>
Imposto corrente	(40)	(34)	+18%
Juros financeiros líquidos	(141)	(153)	(8%)
Ganhos em associadas	0,5	8	(94%)
<b>FFO (Funds from operations)</b>	<b>602</b>	<b>463</b>	<b>+30%</b>
Juros financeiros líquidos	141	153	(8%)
Ganhos em associadas	(0)	(8)	(94%)
Outros ajustamentos e variações não financeiras	(164)	(92)	+78%
Variações de fundo de maneio	(43)	33	-
<b>Fluxo de Caixa Operacional</b>	<b>536</b>	<b>549</b>	<b>(2%)</b>
Investimentos operacionais	(595)	(298)	+100%
Investimentos (financeiros)/desinvestimentos	(67)	(4)	-
Variação de fundo de maneio de fornecedores de imobilizado	(127)	(158)	(19%)
Government grants	-	20	-
<b>Fluxo de Caixa Operacional líquido</b>	<b>(254)</b>	<b>110</b>	<b>-</b>
Venda de interesses não controláveis e empréstimos accionistas	395	38	-
Recebimentos com parcerias com invest. instit.	139	4	-
Pagamentos com parcerias com invest. instit.	(142)	(54)	+164%
Juros financeiros líquidos (após capitalizações)	(124)	(134)	(7%)
Dividendos líquidos e outras distribuições de capitais	(102)	(77)	+32%
Diferenças cambiais e outros	(315)	(234)	+34%
<b>Redução / (Aumento) de dívida líquida</b>	<b>(404)</b>	<b>(347)</b>	<b>+16%</b>

A EDPR gerou um Fluxo de Caixa Operacional de €536M (-2% vs. 9M14), dadas as alterações no fundo de maneio e rubricas não-caixa, apesar da evolução do EBITDA (+22% vs. 9M14).

Os principais movimentos de Fluxo de Caixa dos 9M15 foram os seguintes:

- Os Fundos Gerados pelas Operações (FFO), calculados como EBITDA após juros da dívida, ganhos em associadas e impostos, somaram €602M (+€140M vs. 9M14);
- O Fluxo de Caixa Operacional, sendo o EBITDA líquido de imposto corrente, ajustado por componentes não-caixa e líquido de variações de fundo de maneio decresceu para €536M. As rubricas não-caixa totalizaram €164M devido ao ganho subsequente à aquisição de controlo de certos activos da ENEOP (+€102M nos 9M15), abates (-€65M nos 9M15), aumento das proveitos com parcerias com investidores institucionais nos EUA e conversões cambiais, enquanto as variações de fundo de maneio totalizaram -€43M, explicado principalmente pelos impactos transitórios das alterações regulatórias em Espanha;
- O investimento operacional com adições de capacidade, projectos em construção e desenvolvimento somou €595M (+€297M vs. 9M14). Outras actividades de investimento líquido atingiram €194M (+€53M vs. 9M14), reflectindo os pagamentos a fornecedores de imobilizado, a aquisição de 45% da EDPR Brasil (liquidação de tranche de R\$88m nos 9M15), e incluindo a aquisição de participações minoritárias em sociedades já controladas (Espanha).



- Nos 9M15, a EDPR recebeu €395M relativos à venda de interesses minoritários. Como parte da estratégia de rotação de activos, nos 9M15 ocorreu o encaixe financeiro da transacção com a Fiera Axiom (3T14; \$348M) e a conclusão da venda, à DIF III, de um interesse minoritário num parque solar em operação nos EUA (1T15; \$30M). Considerando ambas as transacções, a EDPR recebeu o montante líquido de €316M, incorporando os valores acordados (€339M) e líquido da geração de fluxos de caixa entre o acordo e a conclusão, assim como de custos de transacção. No período, foi também concluída a venda de interesses minoritários em activos no Brasil, à CTG (R\$261M), no contexto da parceria estratégica com a EDP.
- Os recebimentos de parcerias com investidores institucionais totalizaram €139M, incluindo a última tranche de uma estrutura assinada no 4T14 (\$43M) e do parque Rising Tree South de 99 MW (Jun-15; \$117M). Os pagamentos a investidores institucionais totalizaram €142M vs. €54M nos 9M14, reflectindo o período de carência de *cash-flow* das estruturas *tax equity*.
- O pagamento/recebimento de dividendos e outras distribuições de capital totalizaram €102M, incluindo €35M de dividendos pagos aos accionistas da EDPR. As diferenças cambiais e outros tiveram um impacto negativo, aumentando a dívida líquida em €315M, também explicado pela consolidação da ENEOP e pelo impacto da apreciação do Dólar americano e outros impactos cambiais (+€96M nos 9M15).
- Em suma, nos 9M15 a Dívida líquida aumentou em €404M vs. Dez-14 para €3.686M.

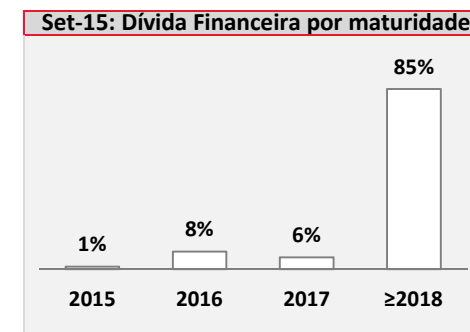
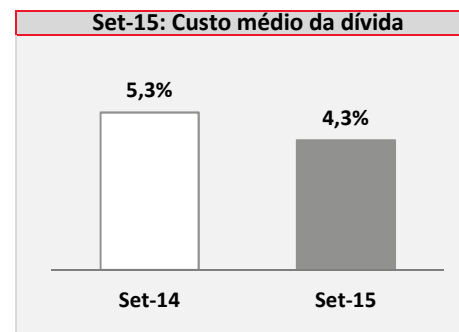
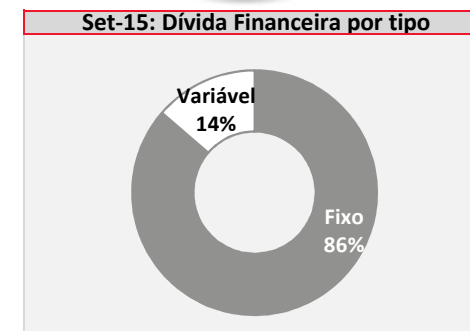
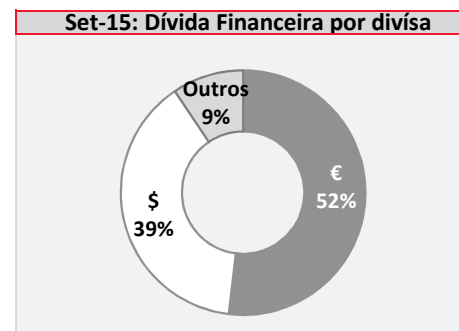
Dívida Líquida (€M)	9M15	2014	Δ €
Dívida Financeira Nominal + Juros a liquidar	4.783	3.902	+882
Depósitos colaterais associados com dívida	(66)	(81)	+15
<b>Dívida Financeira Total</b>	<b>4.718</b>	<b>3.821</b>	<b>+896</b>
Caixa e equivalentes	1.029	369	+661
Empréstimos a empresas associadas e cash pooling	2	170	(168)
Activos financeiros detidos para negociação	-	-	-
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>1.031</b>	<b>538</b>	<b>+493</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.686</b>	<b>3.283</b>	<b>+404</b>

Dívida Média (€M)	9M15	9M14	Δ %
Dívida financeira média	4.093	3.817	+7%
Dívida líquida média	3.449	3.365	+2%

Divisão da Dívida Líquida por Activos (€M)	9M15	2014	Δ €
Dívida líquida relativa a activos em operação	3.217	3.168	+49
Dívida líquida relativa a activos em construção e desenv.	470	115	+355

Parcerias com Investidores Institucionais (€M)	9M15	2014	Δ €
<b>Passivo com Parcerias com Investidores Institucionais</b>	<b>1.114</b>	<b>1.067</b>	<b>+47</b>

- Em Set-15, a Dívida Financeira Total da EDPR totalizava €4,7MM (+€896M vs. Dez-14). A Dívida Líquida aumentou em €404M vs. Dez-14, reflectindo os recebimentos da estratégia de rotação de activos, e o impacto da consolidação da ENEOP, a apreciação do dólar americano e outras variações cambiais (+€96M) e os investimentos efectuados no período.
- Nos 9M15, a EDPR concluiu três transacções de *project finance*: no Brasil para parques eólicos em construção com 120 MW de capacidade, por um montante total de R\$306M; na Bélgica para um parque eólico em operação com 14 MW de capacidade, por um montante total de €16M; e na Polónia para um parque eólico em operação com 54 MW de capacidade, por 167M Zlotys Polacos.
- Em Set-15, 73% do total da dívida financeira da EDPR era relativa a empréstimos de longo prazo junto do Grupo EDP – principal accionista da EDPR – com os restantes 27% relativos a empréstimos bancários (principalmente *project finance*).
- O Passivo com parcerias com investidores institucionais aumentou para €1.114M (vs. €1.067M em Dez-14) devido às novas parcerias de financiamento de *tax equity* durante o período (\$161M) e reduzido dos benefícios fiscais já capturados pelos parceiros de estruturas de financiamento de *tax equity*.

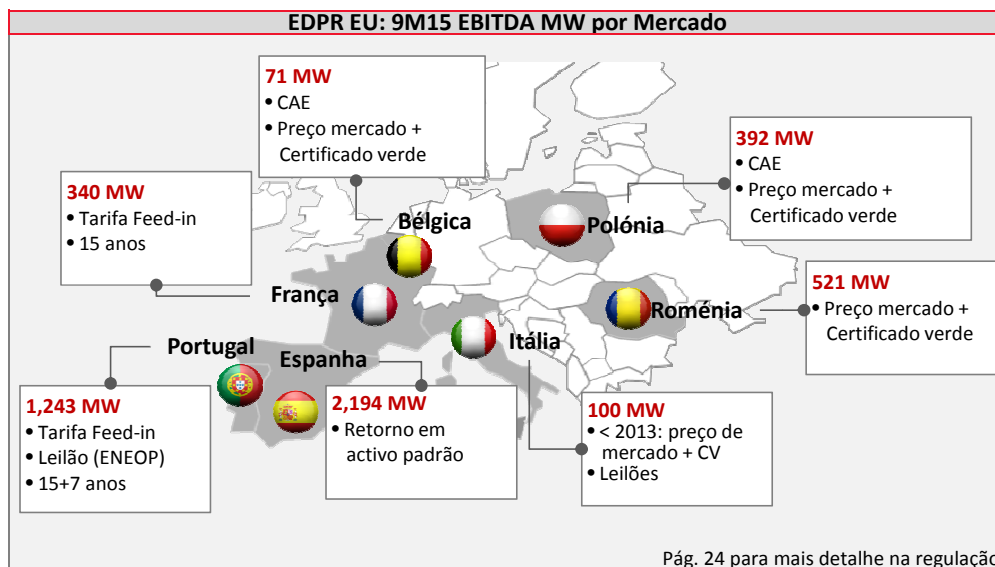


- Em Set-15, a dívida financeira da EDPR denominada em Euros representava 52%, enquanto 39% estava denominada em Dólares americanos, devido aos investimentos nos EUA, e os restantes 9% relacionados maioritariamente com estruturas de *project finance* denominadas em Zlotys Polacos e em Reais Brasileiros.
- A EDPR continua a seguir uma estratégia de financiamento de taxa fixa de longo prazo, procurando igual o perfil da dívida e dos fluxos de caixa operacional, mitigando o risco da taxa de juro. Deste modo, em Set-15, 86% da dívida financeira estava contratada com a taxa de juro fixa e 85% possuía maturidade em e após 2018.
- Nos 9M15, as renegociações da dívida com a EDP totalizaram €1,2MM, com impacto positivo futuro de €26M (antes de imposto e numa base anual). Adicionalmente, a EDPR reestruturou duas estruturas de *project finance* com impacto positivo futuro de €3M (antes de impostos e numa base anual). Em Set-15, a taxa de juro média era de 4,3%, inferior vs. 5,3% em Set-14, espelhando as renegociações de parte da dívida de longo prazo com a EDP e outras instituições.



**renováveis**

**Plataformas de Actividade**





EBITDA MW	9M15	9M14	Δ 15/14
Espanha	2.194	2.194	-
Portugal	1.243	621	+622
França	340	334	+6
Bélgica	71	71	-
Polónia	392	374	+18
Roménia	521	521	-
Itália	100	70	+30
<b>Europa</b>	<b>4.860</b>	<b>4.184</b>	<b>+676</b>


Factor de Utilização (%)	9M15	9M14	Δ 15/14
Espanha	26%	27%	(1pp)
Portugal	27%	30%	(3pp)
França	24%	24%	+0,4pp
Bélgica	22%	21%	+1pp
Polónia	26%	23%	+2pp
Roménia	26%	20%	+6pp
Itália	30%	26%	+4pp
<b>Europa</b>	<b>26%</b>	<b>26%</b>	<b>(0,4pp)</b>

- Na Europa, a capacidade instalada consolidada EBITDA totalizava 4,9 GW em Set-15, um crescimento de 676 MW vs. 9M14. Dos 676 EBITDA MW vs. Set-14, 622 MW compreendem as operações da EDPR em Portugal (incluindo 613 MW relativos à consolidação da ENEOP e 2 MW relativos ao sobre-equipamento de parques eólicos existentes), 30 MW em Itália, 18 MW na Polónia e 6 MW em França.
- Do total de 4.860 MW instalados na Europa (EBTIDA MW), 4.808 MW são relativos a parques eólicos *onshore* e 52 MW a solar fotovoltaico (dos quais 50 MW na Roménia e 2 MW em Portugal).
- Em Espanha, a EDPR tinha 2,2 GW de capacidade de EBITDA instalada dos quais, após a aprovação do RDL 413/2014 em Jun-14, c.9% vendiam a sua energia ao preço de mercado e a restante capacidade é remunerada de acordo o preço de mercado, ajustado por bandas superiores e inferiores, juntamente com um complemento de capacidade para atingir o retorno pré-estabelecido. Em Portugal, a capacidade EBITDA instalada era de 1.243 MW representando 26% da capacidade EBITDA da EDPR na Europa. Em Set-15, no Resto da Europa a capacidade instalada ascendia a 1,4 GW, representando 29% da capacidade EBITDA da EDPR na Europa.
- Para além da capacidade EBITDA instalada de 4.860 MW, em Set-15, a EDPR tinha na Europa instalados 174 MW consolidados pelo método de equivalência patrimonial, relativos a participações minoritárias em Espanha.
- Desde 1-Set, a capacidade EBITDA consolidada da EDPR em Portugal inclui 613 MW relativos à ENEOP (anteriormente a EDPR consolidava 533 MW pelo método de equivalência patrimonial).


- Na Europa, a EDPR atingiu nos 9M15 um factor de utilização estável de 26%, beneficiando de um factor de utilização superior no 3T15 (21% vs. 19% no 3T14).
- Em Espanha, nos 9M15 a EDPR atingiu um factor de utilização de 26%, inferior vs. 9M14 mas em linha com o esperado para os 9M e acima da média do mercado (+2pp). Em Portugal, o factor de utilização da EDPR foi de 27%, inferior vs. 30% no período anterior, dado o excepcional recurso eólico no 1S14. Em França o factor de utilização manteve-se estável em 24%, enquanto que na Bélgica o factor de utilização aumentou em +1pp vs. 9M14, para 22%. Nos 9M15 na Polónia e Roménia aumentaram vs. 9M14 em +2pp e +6pp, respetivamente, para 26% em ambos os países. Em Itália, o factor de utilização aumentou em +4pp para 30%, também beneficiando do maior recurso eólico no período.


 Espanha	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>Produção (GWh)</b>	3.705	3.845	(4%)
Produção c/complemento de capacidade (GWh)	3.415	3.532	(3%)
Produção Standard (GWh)	2.955	2.954	+0,1%
Produção superior/(inferior) à standard (GWh)	460	578	(20%)
Produção s/complemento de capacidade (GWh)	290	313	(8%)
<b>Preço de venda + Complemento de capacidade</b>			
Preço realizado na pool (€/MWh)	€44,9	€31,5	+43%
Ajustamento regulatório para GWh standard (€M)	-	€9,0	-
Remuneração ao investimento (€M)	€113,5	€115,9	(2%)
Ganhos/(perdas) com coberturas (€M)	(€6,0)	€2,0	-
<b>Vendas de electricidade (€M)</b>	<b>273,2</b>	<b>247,8</b>	<b>+10%</b>


 Portugal	9M15	9M14	Δ 15/14
Produção (GWh)	1.218	1.229	(1%)
Preço médio de venda (€/MWh)	€104,9	€106,7	(2%)
<b>Vendas de electricidade (€M)</b>	<b>127,7</b>	<b>131,0</b>	<b>(3%)</b>


 França	9M15	9M14	Δ 15/14
Produção (GWh)	536	502	+7%
Preço médio de venda (€/MWh)	€90,9	€90,3	+1%
<b>Vendas de electricidade (€M)</b>	<b>48,7</b>	<b>45,3</b>	<b>+8%</b>

- Em Espanha, nos 9M15, a EDPR produziu 3,7 TWh (-4% vs. 9M14), dos quais 92% foram gerados por capacidade com complemento. De acordo com o RDL 413/2014, aprovado em Jun-14, as energias renováveis recebem preço de mercado e um complemento por capacidade (€/MW) para alcançar o retorno pré-estabelecido. Nos 9M15, o preço de mercado foi de €45/MWh, superior aos €31/MWh registados nos 9M14 devido às condições anormais de mercado, e o complemento de capacidade totalizou €114M (9M14 inclui €2M de um ajustamento com referência a 2013). As vendas no período somaram €273M (+10% vs. 9M14). Para o 4T15 e 2016, a EDPR tem implementada uma estratégia de cobertura de preços de 0,7 TWh a um preço médio de €47/MWh e 2,1 TWh a €48/MWh, respectivamente.
- Em Portugal, nos 9M15, a produção totalizou 1.218 GWh (-1% vs. 9M14), dado o menor factor de utilização (27% vs. 30% nos 9M14), ainda que superior ao esperado (para os 9M). O preço de venda médio foi de €105/MWh, reflectindo a consolidação da ENEOP. Em resultado, nos 9M15, as vendas de electricidade totalizaram €128M (-€3M vs. 9M14).
- Em França, nos 9M15, a produção cresceu para 536 GWh (+7% vs. 9M14), devido ao aumento da capacidade média instalada, juntamente com um factor de utilização estável (24%). Reflectindo a indexação da tarifa à inflação, o preço de venda atingiu os €91/MWh que juntamente com a produção do período repercutiu-se em vendas de electricidade no valor de €49M (+8M vs. 9M14).

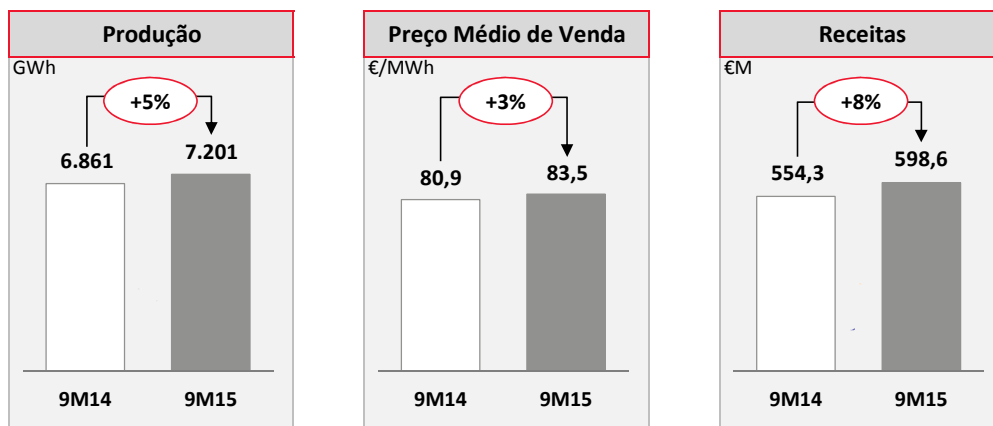
 Itália	9M15	9M14	Δ 15/14
Produção (GWh)	157	124	+26%
Preço médio de venda (€/MWh)	€118,2	€121,6	(3%)
<b>Vendas de electricidade (€M)</b>	<b>18,5</b>	<b>15,1</b>	<b>+23%</b>

 Polónia	9M15	9M14	Δ 15/14
Produção (GWh)	647	569	+14%
Preço médio de venda (€/MWh)	€95,1	€97,3	(2%)
<b>Vendas de electricidade (€M)</b>	<b>61,5</b>	<b>55,4</b>	<b>+11%</b>

 Roménia	9M15	9M14	Δ 15/14
Produção (GWh)	838	505	+66%
Preço médio de venda (€/MWh)	€72,3	€100,6	(28%)
<b>Vendas de electricidade (€M)</b>	<b>60,6</b>	<b>50,8</b>	<b>+19%</b>

 Bélgica	9M15	9M14	Δ 15/14
Produção (GWh)	101	87	+16%
Preço médio de venda (€/MWh)	€111,3	€110,1	+1%
<b>Vendas de electricidade (€M)</b>	<b>11,2</b>	<b>9,6</b>	<b>+17%</b>

- Em Itália, a produção nos 9M15 aumentou vs. 9M14 para 157 GWh, beneficiando do aumento de capacidade (+30 MW) e do superior factor de utilização (+4pp para 30% nos 9M15). Nos 9M15, o preço médio foi de €118/MWh devido a uma combinação diferente de parques eólicos em operação (leilões vs. antigo regime). Suportado por uma maior produção, as vendas de electricidade nos 9M15 somaram €19M (+23% vs. 9M14).
- Na Polónia, a produção total aumentou em 14% para 647 GWh, dado o aumento da capacidade média em operação e o maior factor de utilização no período (26%, +2pp vs. 9M14). O preço médio de venda diminuiu 2% para €95/MWh, no entanto as vendas de electricidade aumentaram para €62M, devido à maior produção registada no período.
- Na Roménia, a maior capacidade média em operação no período juntamente com o aumento do factor de utilização (+6pp vs. 9M14 para 26%), resultou no aumento da produção para 838 GWh (+66% vs. 9M14). O preço médio decresceu para €72/MWh, com os certificados verdes a transacionarem no limite inferior do intervalo regulatório. Beneficiando de um aumento da produção, nos 9M15 as vendas de electricidade totalizaram €61M (+19% vs. 9M14).
- Na Bélgica, a produção nos 9M15 aumentou em 16% para 101 GWh, suportado pelo aumento da capacidade, em conjunto com um maior factor de utilização (22%, +1pp vs. 9M14). Nos 9M15, o preço foi de €111/MWh (+1% vs. 9M14), espelhando a estrutura de preço do CAE. Como resultado, as vendas aumentaram em €2M, para €11M (+17% vs. 9M14).



Rátios eficiência	9M15	9M14	Δ 15/14
Opex/MW médio em operação (€m)	47,0	42,4	+11%
Opex/MWh (€)	27,6	24,7	+12%

- Nos 9M15, a produção de electricidade da EDPR na Europa aumentou em 5% vs. 9M14 para 7,2 TWh, beneficiando das adições de capacidade no período, juntamente com um factor de utilização estável (26%). Nos 9M15, as operações na Europa representaram 48% do total da produção da EDPR. No período, o preço médio de venda aumentou 3% para €83/MWh, principalmente devido a recuperação do preço de mercado em Espanha vs. 9M14.
- As receitas nos 9M15 totalizaram €599M (+8% ou +€44M vs. 9M14), beneficiando do maior preço médio de venda (+3% vs. 9M14) e de uma maior produção (+5% vs. 9M14). O aumento das receitas da EDPR na Europa foram principalmente resultado do aumento das receitas em Espanha (+€25M vs. 9M14 incluindo coberturas) e no Resto da Europa (+€24M vs. 9M14), tendo sido parcialmente impactadas pela redução das receitas em Portugal (-€5M).
- Nos 9M15, os Outros proveitos operacionais totalizaram €109M (+€100M vs. 9M14), principalmente explicado pelos €102M relativos ao ganho subsequente à aquisição de controlo de certos activos da ENEOP. Durante o período, os Custos operacionais (Opex) totalizaram €199M (+€30M vs. 9M14) devido ao aumento dos Outros custos operacionais (+€26M vs. 9M14), impulsionados por abates de certos projectos (€24M) e em menor escala devido ao imposto de 7% sobre as receitas em Espanha (+€2M vs. 9M14).

Demonstração de Resultados (€M)	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>Receitas</b>	<b>598,6</b>	<b>554,3</b>	<b>+8%</b>
Outros proveitos operacionais	109,5	9,0	-
Custos Operacionais	(198,8)	(169,1)	+18%
Fornecimentos e serviços externos	(103,1)	(100,2)	+3%
Custos com pessoal	(19,4)	(18,7)	+4%
Outros custos operacionais	(76,2)	(50,2)	+52%
<b>EBITDA</b>	<b>509,3</b>	<b>394,2</b>	<b>+29%</b>
EBITDA/Receitas	85%	71%	+14pp
Provisões	(0,0)	-	-
Amortizações	(205,1)	(181,3)	+13%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	1,5	1,1	+35%
<b>EBIT</b>	<b>305,7</b>	<b>214,0</b>	<b>+43%</b>

Trabalhadores	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>Europa</b>	<b>448</b>	<b>436</b>	<b>+3%</b>

- Nos 9M15, o Opex por MW médio em operação aumentou para €47m, enquanto o Opex por MWh aumentou para €28/MWh. Excluindo os abates do período, o Opex por MW médio em operação diminuiu em 2% vs. 9M14, para €41m, enquanto o Opex por MWh diminuiu 1%, para €24/MWh.
- No período, o EBITDA totalizou €509M (+29% vs. 9M14), com uma margem EBITDA de 85%. Nos 9M15, as depreciações e amortizações (incluindo abates do período, e liquidadas de incentivos ao investimento) totalizaram €204M. Nos 9M15, as imparidades totalizaram €12M, reflectindo a extensão por um período mais longo da visão conservadora da EDPR para os seus pressupostos para os activos na Roménia. Em suma, o EBIT atingiu os €306M (+€92M vs. 9M14).

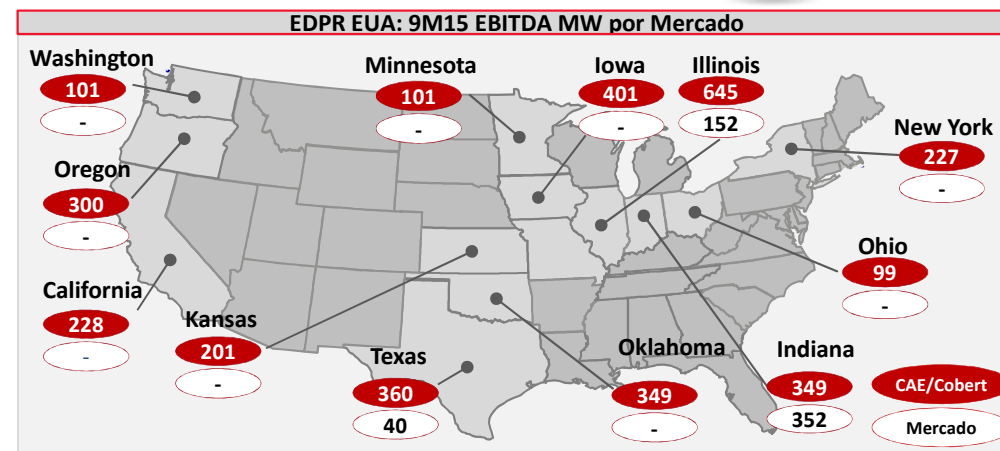
EBITDA MW	9M15	9M14	Δ 15/14
EUA CAE/Cobertura	3.360	2.907	+453
EUA Mercado	544	569	(25)
Canadá	30	30	-
<b>Total Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>3.934</b>	<b>3.506</b>	<b>+428</b>

Factor de Utilização (%)	9M15	9M14	Δ 15/14
EUA	30%	32%	(2pp)
Oeste	29%	30%	(1pp)
Central	34%	38%	(4pp)
Este	27%	27%	+0,3pp
Canadá	26%	25%	+1pp
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>30%</b>	<b>32%</b>	<b>(2pp)</b>

Electricidade Produzida (GWh)	9M15	9M14	Δ 15/14
EUA CAE/Cobertura de preço	6.449	6.074	+6%
EUA Mercado	1.137	1.222	(7%)
Canadá	51	39	+31%
<b>Total GWh</b>	<b>7.638</b>	<b>7.336</b>	<b>+4%</b>

Preço Médio (\$/MWh)	9M15	9M14	Δ 15/14
Preço médio CAE/Cobertura de preço	52,6	52,5	+0,2%
Preço médio de mercado	46,8	40,8	+15%
Canadá	114,6	134,4	(15%)
<b>Preço Médio Final</b>	<b>52,1</b>	<b>51,0</b>	<b>+2%</b>

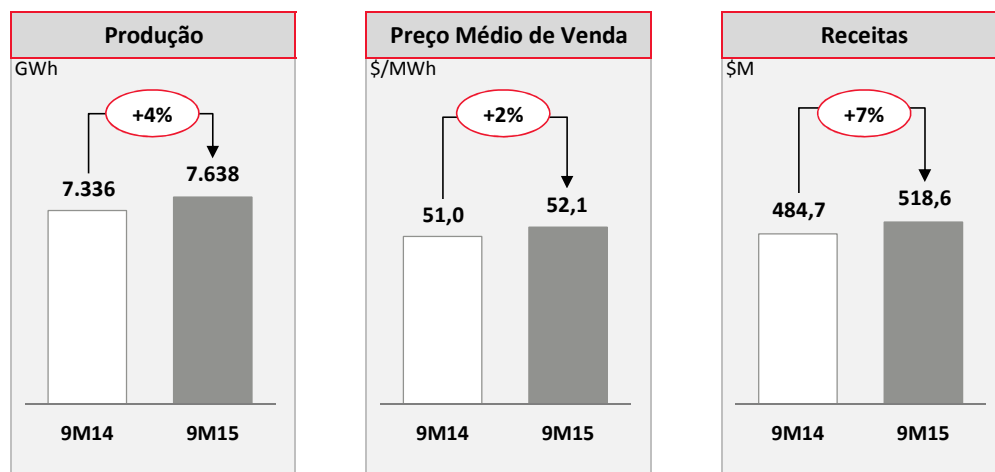
- Em Set-15, a capacidade instalada EBITDA da EDPR na América do Norte totalizava 3,9 GW (+428 MW vs. 9M14), dos quais 3.904 MW nos EUA e 30 MW no Canadá. Dos 3.904 MW instalados nos EUA, 3.874 MW são de energia eólica *onshore*, e 30 MW relativos a um parque de solar fotovoltaico instalado no 4T14. Em Set-15, na América do Norte a EDPR tinha 3,4 GW remunerados sob contratos de venda de energia de longo prazo (CAE ou cobertura) ou esquemas de remuneração predefinidos, representando 86% de toda a capacidade da EDPR na região.
- Nos 9M15 a EDPR alcançou, na América do Norte, um factor de utilização de 30%, -2pp vs. 9M14, principalmente devido ao menor recurso eólico nas regiões Central e Oeste, mas beneficiando de um maior recurso eólico no 3T15 (24%, +2pp vs. 3T14) que mitigou o recurso eólico do 1S15. No Canadá, o factor de utilização foi de 26%, +1pp vs. 9M14.
- A produção da EDPR na América do Norte aumentou em 4% vs. 9M14, atingindo uma produção de 7,6 TWh de energia limpa nos 9M15, devido ao aumento da capacidade instalada. Na região, a produção com CAE/Cobertura/Tarifa *feed-in* aumentou 6% vs. 9M14 e a produção exposta preços de mercado diminuiu em 7% vs. 9M14, com a produção com CAE/Cobertura/Tarifa *feed-in* a representar 85% (vs. 83% nos 9M14) da produção na região no período.



Incentivo Fiscal	9M15	9M14	Δ 15/14
MW sob PTC/ITC (Estrutura Tax Equity)	2.390	1.962	+428
MW sob Cash Grant Flip (Estrutura Tax Equity)	500	500	-
MW sob Cash Grant	1.014	1.014	-

Receitas (\$M)	9M15	9M14	Δ 15/14
Vendas de electricidade e outros	388,3	365,8	+6%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	130,3	118,9	+10%
<b>Total Receitas</b>	<b>518,6</b>	<b>484,7</b>	<b>+7%</b>

- O preço médio de venda aumentou em 2% vs. 9M14, atingindo os \$52/MWh, impulsionado pelo aumento da produção de CAEs/Cobertura/Tarifa *feed-in* e pelo aumento do preço realizado no mercado grossista. Nos EUA o preço médio dos CAEs/Cobertura foi de \$53/MWh, enquanto o preço grossista realizado foi de \$47/MWh (+15% vs. 9M14), devido às condições climáticas extremas, aumentando os custos de balanceamento e congestionamento da rede nos 9M14, juntamente com o aumento do preço dos RECs nos 9M15. No Canadá o preço médio foi de \$115/MWh, reflectindo maioritariamente efeitos cambiais.
- Beneficiando do aumento do preço médio de venda (+2% vs. 9M14) e da produção (+4% vs. 9M14), nos 9M15 as vendas de electricidade aumentaram em 6% vs. 9M14 para \$388M. Os Proveitos de parcerias com investidores institucionais cresceram em 10% para \$130M, em linha com a produção dos parques com PTCs. Em suma, as receitas na América do Norte subiram 7% para \$519M.
- O crescimento estratégico da EDPR nos EUA é suportado por um total de 1,3 GW de novos CAEs assegurados para projectos a serem instalados no durante o plano estratégico 2014-17, reforçando o baixo perfil de risco da empresa e garantindo uma sólida visibilidade nas perspectivas de crescimento. Do total de 1,3 GW assegurados, 428 MW já se encontram instalados e, em Set-15, estavam em fase de construção 299 MW.



Rátios eficiência	9M15	9M14	Δ 15/14
Opex/MW médio em operação (\$m)	57,4	45,8	+25%
Opex/MWh (\$)	29,1	21,8	+33%

• Nos 9M15, as vendas de electricidade na América do Norte aumentaram em 6% para \$388M, suportadas por um aumento do preço médio de venda (+2% vs. 9M14) e uma maior produção no período (+4% vs. 9M14). Os Proveitos com parcerias com investidores institucionais aumentaram 10%, para \$130M. Em linha com as vendas de electricidade, nos 9M15, as receitas da América do Norte aumentaram 7% vs. 9M14, totalizando \$519M.

• No período, os Outros proveitos operacionais aumentaram em \$4M vs. 9M14, devido principalmente a compensações recebidas por perdas e danos nos 9M15. Os Custos operacionais (Opex) cresceram em \$62M vs. 9M14, para \$223M, principalmente como resultado do aumento dos Outros custos operacionais (+\$56M vs. 9M14) e em menor escala, devido ao aumento nos Custos com o pessoal. O aumento dos Outros custos operacionais (+\$56M vs. 9M14) foi reflecte \$45M de abates no período e a contabilização de impostos sobre a propriedade, relacionada com novos parques eólicos. Impactado pelos abates do período, o Opex por MW médio aumentou em 25% vs. 9M14 para \$57m, enquanto o Opex por MWh aumentou em 33% para \$29/MWh. Excluindo os abates, o Opex por MW médio foi de \$46m, estável vs. 9M14, enquanto o Opex por MWh aumentou em 7% para \$23, impactado pelo menor recurso eólico no período.

• Espelhando o aumento dos Custos operacionais (Opex) nos 9M15, o EBITDA diminuiu 7% vs. 9M14, para \$314M, com uma margem EBITDA de 61% (-9pp vs. 9M14).

Demonstração de Resultados (US\$M)	9M15	9M14	Δ 15/14
Vendas de electricidade e outros	388,3	365,8	+6%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	130,3	118,9	+10%
<b>Receitas</b>	<b>518,6</b>	<b>484,7</b>	<b>+7%</b>
Outros proveitos operacionais	17,8	13,8	+29%
Custos Operacionais	(222,5)	(160,1)	+39%
Fornecimentos e serviços externos	(106,8)	(105,4)	+1%
Custos com pessoal	(31,9)	(26,6)	+20%
Outros custos operacionais	(83,8)	(28,2)	+198%
<b>EBITDA</b>	<b>313,9</b>	<b>338,3</b>	<b>(7%)</b>
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>61%</i>	<i>70%</i>	<i>(9pp)</i>
Provisões	0,2	-	-
Amortizações	(238,3)	(218,8)	+9%
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	17,3	17,3	+0,1%
<b>EBIT</b>	<b>93,1</b>	<b>136,9</b>	<b>(32%)</b>

Trabalhadores	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>América do Norte</b>	<b>367</b>	<b>301</b>	<b>+22%</b>

• Em resultado do desempenho do EBITDA (-7% vs. 9M14) e do aumento de depreciações e amortizações (incluindo imparidades e amortizações líquidas de incentivos ao investimento) devido às adições de capacidade no período, o EBIT decresceu vs. 9M14, para \$93M.

• Nos 9M15, a EDPR concluiu a execução de duas transações relacionadas com a sua estratégia de Rotação de Activos nos EUA:

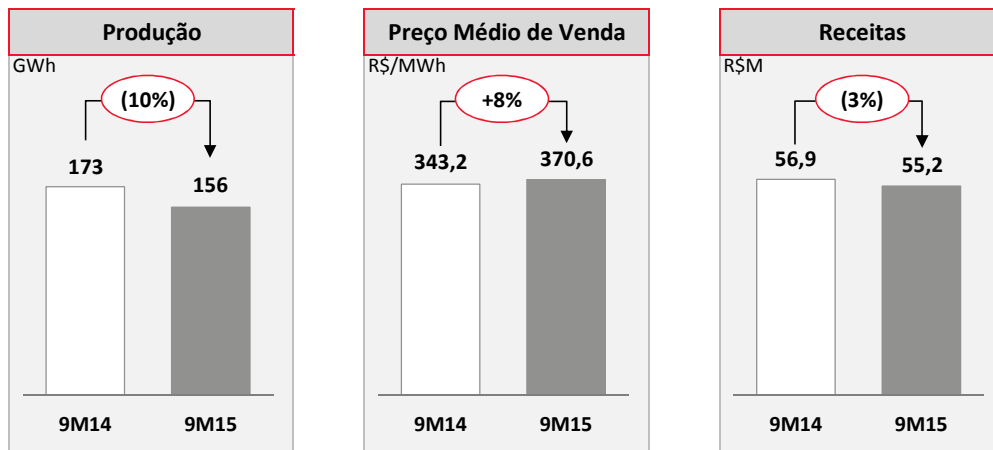
1) a venda de um interesse minoritário numa carteira eólica nos EUA, com uma capacidade de produção total de 1,1 GW à Fiera Axiom por \$348M (assinado no 2S14);

2) a venda de 49% da participação no parque solar fotovoltaico Lone Valley de 30MW a DIF III por \$30M (assinado no 1S15).

• Nos 9M15, a EDPR recebeu um total de \$160M relativos à última parcela de uma estrutura de financiamento *tax equity* assinada em Out-14 (\$43m), e a uma nova estrutura de financiamento, assinada em Jun-15, para 99 MW do parque eólico Rising Tree South (\$117M).

• Adicionalmente, em Out-15, a EDPR assinou uma parceria institucional com uma filial da Google Inc. para o parque eólico de Waverly com capacidade instalada de 199 MW. Nos termos do acordo, a Google irá investir os seus fundos perto do início das operações, que está marcado para o fim de 2015.





Rátios eficiência	9M15	9M14	Δ 15/14
Opex / MW médio em operação (R\$ milhares)	291,5	276,1	+6%
Opex / MWh (R\$)	156,7	133,7	+17%

- Em Set-15, a capacidade eólica instalada da EDPR no Brasil ascendia a 84 MW, estando inteiramente ao abrigo de programas de incentivo para o desenvolvimento de energias renováveis. Estes programas fornecem contratos de longo prazo para a venda de electricidade produzida durante 20 anos, dando visibilidade sobre a geração de fluxos de caixa ao longo da vida dos projectos no longo prazo.
- Nos 9M15, a EDPR gerou 156 GWh, um decréscimo de -10% em relação aos 9M14, na sequência do menor factor de utilização durante o período (28% vs. 32% no 9M14).
- Nos 9M15 o preço médio de venda no Brasil aumentou em +8% vs. 9M14, para R\$371/MWh, como consequência da indexação à inflação.
- As Receitas da EDPR no Brasil atingiram os R\$55M (-3% vs. 9M14), principalmente impactado por uma menor produção de electricidade (-10% vs. 9M14) apesar do aumento no preço médio de venda (+8% vs. 9M14). No período, os Outros proveitos operacionais totalizaram R\$2M, na sequência da reversão de uma provisão, enquanto que os Custos operacionais aumentaram em R\$1M, no seguimento do aumento de R\$1M vs. 9M14 dos Custos com pessoal e Outros custos operacionais, juntamente com decréscimo nos Fornecimentos e serviços externos (-R\$1M vs. 9M15).
- Em resumo, o EBITDA totalizou R\$33M (-2% vs. 9M14), representando uma margem EBITDA de 60% (vs. 59% nos 9M14).

Demonstração de Resultados (R\$M)	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>Receitas</b>	<b>55,2</b>	<b>56,9</b>	<b>(3%)</b>
Outros proveitos operacionais	2,3	0,0	-
Custos Operacionais	(24,4)	(23,1)	+6%
Fornecimentos e serviços externos	(14,4)	(15,2)	(6%)
Custos com pessoal	(4,0)	(2,9)	+38%
Outros custos operacionais	(6,1)	(5,1)	+20%
<b>EBITDA</b>	<b>33,0</b>	<b>33,8</b>	<b>(2%)</b>
EBITDA/Receitas	60%	59%	+0,5pp
Provisões	-	-	-
Amortizações	(14,0)	(13,9)	+0,8%
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	0,1	0,1	-
<b>EBIT</b>	<b>19,1</b>	<b>20,0</b>	<b>(4%)</b>

Trabalhadores	9M15	9M14	Δ 15/14
<b>Brasil</b>	<b>32</b>	<b>24</b>	<b>+33%</b>

- Nos anteriores leilões de energia no Brasil, a EDPR garantiu contratos CAE para 20 anos no total de 237 MW de capacidade eólica. Em Dez-11, foram atribuídos à EDPR 120 MW, actualmente em fase de construção, e em Dez-13 foram atribuídos à EDPR 117 MW. A atribuição dos contractos CAE mencionados, reforça a presença da EDPR num mercado com baixo perfil de risco, com fortes perspectivas de crescimento e um recurso eólico atractivo.
- No seguimento do MdE assinado em Nov-14 com a EDP Brasil para a aquisição de uma participação de 45% na EDPR Brasil, em Abr-15 a EDPR e EDP Brasil acordaram o preço da transacção em R\$190M. A conclusão da transacção deverá ocorrer até ao fim do ano, com R\$88M já pagos nos 9M15.
- Adicionalmente, em Dez-14, a EDPR chegou a um acordo com a CTG para a venda de uma participação accionista de 49% em parques eólicos, em operação e em fase de construção, no Brasil. No âmbito da transacção, incluíam-se 84 MW em operação, com uma vida média de 4 anos, assim como 237 MW em desenvolvimento com CAE assegurado. A conclusão financeira desta parceria estratégica com a CTG ocorreu no 2T15, e em consequência a EDPR encaixou R\$261M.

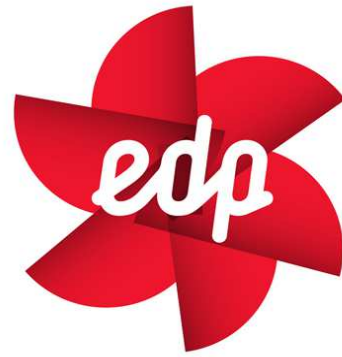
\*Nota: Nos 9M15 a taxa cambial média foi de 3,52 BRL/EUR. Taxa cambial a Set-15 foi de 4,48 BRL/EUR.



## Dados Trimestrais

Dados Trimestrais	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	Δ Anual	Δ Trimestral
<b>MW EBITDA</b>							
Europa	4.184	4.231	4.231	4.237	4.860	+16%	+15%
América do Norte	3.506	3.835	3.835	3.934	3.934	+12%	-
Brasil	84	84	84	84	84	-	-
<b>EDPR</b>	<b>7.774</b>	<b>8.149</b>	<b>8.149</b>	<b>8.254</b>	<b>8.878</b>	<b>+14%</b>	<b>+8%</b>
<b>Factor Médio de Utilização</b>							
Europa	19%	28%	33%	25%	21%	+2pp	(4pp)
América do Norte	22%	36%	34%	33%	24%	+2pp	(9pp)
Brasil	38%	34%	25%	27%	33%	(5pp)	+7pp
<b>EDPR</b>	<b>20%</b>	<b>32%</b>	<b>34%</b>	<b>28%</b>	<b>22%</b>	<b>+2pp</b>	<b>(6pp)</b>
<b>GWh</b>							
Europa	1.656	2.463	2.932	2.254	2.015	+22%	(11%)
América do Norte	1.678	2.868	2.808	2.754	2.076	+24%	(25%)
Brasil	70	63	46	49	61	(12%)	+27%
<b>EDPR</b>	<b>3.404</b>	<b>5.394</b>	<b>5.786</b>	<b>5.056</b>	<b>4.152</b>	<b>+22%</b>	<b>(18%)</b>
<b>Tarifa/Preço de Venda</b>							
Europe (€/MWh)	85,6	78,5	82,6	81,5	87,0	+2%	+7%
América do Norte (\$/MWh) <sup>(1)</sup>	53,2	50,5	52,7	51,4	52,4	(1%)	+2%
Brasil (R\$/MWh)	340,4	355,1	369,7	367,7	373,6	+10%	+2%
<b>Preço Médio do Portfólio (€/MWh) <sup>(1)</sup></b>	<b>64,0</b>	<b>58,4</b>	<b>65,5</b>	<b>62,7</b>	<b>67,2</b>	<b>+5%</b>	<b>+7%</b>
<b>Receitas (€M)</b>							
Europa	141	193	241	183	174	+23%	(5%)
América do Norte	88	148	172	167	126	+44%	(25%)
Brasil	8	7	5	5	6	(25%)	+13,2%
<b>EDPR</b>	<b>236</b>	<b>347</b>	<b>418</b>	<b>355</b>	<b>306</b>	<b>+29%</b>	<b>(14%)</b>
<b>EBITDA (€M)</b>							
Europa	92	150	179	130	201	+118%	+55%
América do Norte	55	110	115	128	38	(31%)	(70%)
Brasil	4	4	3	2	4	+10%	+73%
<b>EDPR</b>	<b>147</b>	<b>261</b>	<b>293</b>	<b>255</b>	<b>235</b>	<b>+59%</b>	<b>(8%)</b>
<b>EBITDA/Receitas</b>							
Europa	65,2%	78,0%	74,0%	71,1%	115,1%	+50pp	+44pp
América do Norte	63,2%	74,1%	67,1%	76,5%	30,4%	(33pp)	(46pp)
Brasil	50,5%	64,5%	54,9%	48,6%	74,3%	+24pp	+26pp
<b>EDPR</b>	<b>62,3%</b>	<b>75,4%</b>	<b>70,1%</b>	<b>71,7%</b>	<b>76,6%</b>	<b>+14pp</b>	<b>+5pp</b>
<b>Resultado Líquido EDPR (€M)</b>	<b>(28)</b>	<b>73</b>	<b>56</b>	<b>14</b>	<b>30</b>	<b>(209%)</b>	<b>+118%</b>
<b>Capex (€M)</b>							
Europa	31	84	20	21	36	+15%	+71%
América do Norte	137	335	116	131	226	+65%	+72%
Brasil	6	15	27	6	11	+89%	+74%
<b>EDPR</b>	<b>174</b>	<b>434</b>	<b>163</b>	<b>159</b>	<b>274</b>	<b>+57%</b>	<b>+72%</b>
<b>Dívida Líquida (€M)</b>	<b>3.616</b>	<b>3.283</b>	<b>3.522</b>	<b>3.472</b>	<b>3.686</b>	<b>+2%</b>	<b>+6%</b>
<b>Passivo com parcerias com investidores instit. (€M)</b>	<b>853</b>	<b>1.067</b>	<b>1.184</b>	<b>1.175</b>	<b>1.114</b>	<b>+31%</b>	<b>(5%)</b>

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



**renováveis**

## **Demonstrações Financeiras**

# EDPR: Demonstração de Resultados por Região



9M 2015 (€M)	Europa	Amér. Norte	Brasil	Outros/Aj.	Consolidado
Vendas de electricidade e outros	598,6	348,3	15,7	(0,6)	962,0
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	116,9	-	-	116,9
<b>Receitas</b>	<b>598,6</b>	<b>465,2</b>	<b>15,7</b>	<b>(0,6)</b>	<b>1.078,9</b>
<b>Outros proveitos operacionais</b>	<b>109,5</b>	<b>15,9</b>	<b>0,7</b>	<b>0,1</b>	<b>126,2</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(198,8)</b>	<b>(199,6)</b>	<b>(6,9)</b>	<b>(17,8)</b>	<b>(423,0)</b>
Fornecimentos e serviços externos	(103,1)	(95,8)	(4,1)	(5,8)	(208,7)
Custos com pessoal	(19,4)	(28,6)	(1,1)	(11,3)	(60,5)
Outros custos operacionais	(76,2)	(75,1)	(1,7)	(0,7)	(153,7)
<b>EBITDA</b>	<b>509,3</b>	<b>281,5</b>	<b>9,4</b>	<b>(18,2)</b>	<b>782,1</b>
<i>EBITDA/Receitas</i>	85%	61%	60%	n.a.	72%
Provisões	(0,0)	0,2	-	-	0,2
Amortizações	(205,1)	(213,7)	(4,0)	(2,4)	(425,2)
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	1,5	15,5	0,0	0,0	17,1
<b>EBIT</b>	<b>305,7</b>	<b>83,5</b>	<b>5,4</b>	<b>(20,6)</b>	<b>374,1</b>

9M 2014 (€M)	Europa	Amér. Norte	Brasil	Outros/Aj.	Consolidado
Vendas de electricidade e outros	554,3	270,0	18,3	(0,5)	842,1
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	87,7	-	-	87,7
<b>Receitas</b>	<b>554,3</b>	<b>357,7</b>	<b>18,3</b>	<b>(0,5)</b>	<b>929,8</b>
<b>Outros proveitos operacionais</b>	<b>9,0</b>	<b>10,2</b>	<b>0,0</b>	<b>2,0</b>	<b>21,2</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(169,1)</b>	<b>(118,2)</b>	<b>(7,5)</b>	<b>(14,5)</b>	<b>(309,2)</b>
Fornecimentos e serviços externos	(100,2)	(77,8)	(4,9)	(1,6)	(184,5)
Custos com pessoal	(18,7)	(19,6)	(0,9)	(11,0)	(50,3)
Outros custos operacionais	(50,2)	(20,8)	(1,6)	(1,9)	(74,5)
<b>EBITDA</b>	<b>394,2</b>	<b>249,7</b>	<b>10,9</b>	<b>(13,0)</b>	<b>641,8</b>
<i>EBITDA/Receitas</i>	71%	70%	59%	n.a.	69%
Provisões	-	-	-	-	-
Amortizações	(181,3)	(161,5)	(4,5)	(2,3)	(349,6)
Amortização dos proveitos diferidos (subsídios governamentais)	1,1	12,8	0,0	(0,0)	13,9
<b>EBIT</b>	<b>214,0</b>	<b>101,0</b>	<b>6,5</b>	<b>(15,3)</b>	<b>306,2</b>

# EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País



9M 2015 (€M)	Espanha	Portugal	RdE	Outros/Aj. <sup>(1)</sup>	Total Europa
Receitas	277,9	128,9	196,5	(4,7)	598,6
Custos Operacionais e Outros proveitos operacionais	(90,6)	79,5	(50,3)	(28,0)	(89,3)
<b>EBITDA</b>	<b>187,3</b>	<b>208,4</b>	<b>146,2</b>	<b>(32,6)</b>	<b>509,3</b>
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>67%</i>	<i>162%</i>	<i>74%</i>	<i>n.a.</i>	<i>85%</i>
Amortizações e Provisões	(99,4)	(24,5)	(76,2)	(3,5)	(203,6)
<b>EBIT</b>	<b>88,0</b>	<b>183,9</b>	<b>70,0</b>	<b>(36,1)</b>	<b>305,7</b>

9M 2014 (€M)	Espanha	Portugal	RdE	Outros/Aj. <sup>(1)</sup>	Total Europa
Receitas	244,9	133,6	172,1	3,7	554,3
Custos Operacionais e Outros proveitos operacionais	(88,6)	(22,1)	(43,5)	(5,9)	(160,1)
<b>EBITDA</b>	<b>156,3</b>	<b>111,5</b>	<b>128,6</b>	<b>(2,2)</b>	<b>394,2</b>
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>64%</i>	<i>83%</i>	<i>75%</i>	<i>n.a.</i>	<i>71%</i>
Amortizações e Provisões	(99,9)	(19,2)	(57,5)	(3,5)	(180,2)
<b>EBIT</b>	<b>56,4</b>	<b>92,2</b>	<b>71,1</b>	<b>(5,7)</b>	<b>214,0</b>

<sup>(1)</sup> **Nota importante (Espanha e Outros):** No seguimento das alterações do enquadramento regulatório em Espanha, a EDPR faz activamente cobertura do preço de mercado em Espanha, contabilizado na plataforma Europa (Outros/Aj.). Na página 12, os ganhos de cobertura foram incluídos na plataforma Espanha apenas para efeitos de análise



renováveis

Anexo

# Consolidado por Equity & Interesses não controláveis (MW)



## Consolidado por Equity (MW) <sup>(1)</sup>

Interesses EDPR	MW			Resultado Líquido Equivalente			EBITDA Equivalente (€M)		
	País	9M15	9M14	Δ Anual	9M15	9M14	Δ Anual	9M15	9M14
Portugal - ENEOP	-	487	(487)	€6,0M	€8,9M	(€2,9M)	€42,2M	€46,3M	(9%)
Espanha	174	174	-	€2,0M	(€1,7M)	+€3,7M	€9,2M	€6,6M	+39%
EUA	179	179	-	(\$7,1M)	\$1,4M	(\$8,5M)	\$5,2M	\$13,8M	(63%)


## Interesses Não-Controláveis (MW líquidos)

Capacidade Instalada (MW)	9M15	vs. Dez-14	Δ Anual
Espanha	102	(122)	(122)
Portugal	316	-	+1
Resto da Europa (RdE)	277	-	+138
América do Norte	765	+409	+424
Brasil	53	+16	+16
<b>Total</b>	<b>1.513</b>	<b>+303</b>	<b>+457</b>

- Em Set-15, a EDPR geria um total de 1.633 MW correspondentes a minoritários detidos por parceiros institucionais e estratégicos, um aumento de 577 MW vs. Set-14, reflectindo maioritariamente a conclusão das transacções de rotação de activos com a Fiera Axiom (EUA), EFG Hermes (França), Northleaf (Canadá) e DIF III (USA), como parte da estratégia de rotação de activos, e à CTG (Brasil) no contexto da parceria estratégica com a EDP. A estratégia de rotação de activos da EDPR é baseada na venda de activos minoritários em parques eólicos operacionalmente otimizados reinvestindo em projectos com valor acrescentado. Adicionalmente, em Espanha, nos 9M15, a EDPR adquiriu participações minoritárias em sociedades já controladas.

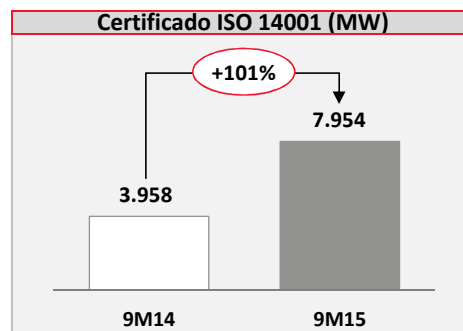
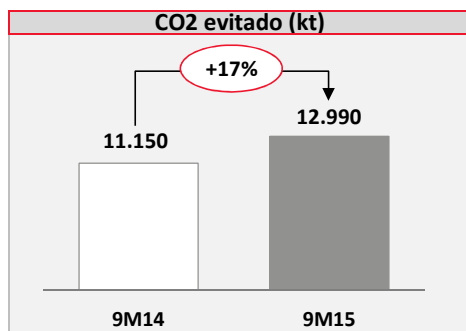
(1) Apenas considera associadas com capacidade instalada.



País	Descrição Sumário
 <b>US</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas ou Preços de mercado</li> <li>Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação de cada estado</li> <li>Incentivo fiscal: <ul style="list-style-type: none"> <li>PTC ao longo de 10 anos desde a data de operação (\$23/MWh em 2013)</li> <li>Parques eólicos com construção em 2009/10 podem optar por 30% <i>cash grant</i> em detrimento do PTC</li> </ul> </li> </ul>
 <b>Canada</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarifa <i>Feed-in</i> (Ontário)</li> <li>Duração: 20 anos</li> </ul>
 <b>Spain</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energia eólica recebe preço da <i>pool</i> e um prémio por MW, se necessário para atingir o retorno pre-definido como obrigações do governo Espanhol a 10 anos + 300pb</li> <li>Prémio calculado tendo por base activos padrão (factor de utilização <i>standard</i>, produção e custos)</li> </ul>
 <b>Portugal</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>EBITDA MW: Tarifa <i>Feed-in</i> actualizada com inflação e negativamente correlacionada com o factor de utilização ao longo do ano. Duração: 15 anos (tarifa <i>Feed-in</i> com inflação) + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh)</li> <li>ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh). Tarifa inicial de c.€74/MWh ajustada por inflação nos anos seguintes</li> </ul>
 <b>France</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tarifa <i>Feed-in</i> por 15 anos:: <ul style="list-style-type: none"> <li>Primeiros 10 anos: €82/MWh; ajustado à inflação</li> <li>Anos 11-15: dependendo do factor de utilização os parques eólicos recebem €82/MWh @2.400 horas, decrescendo para €28/MWh @3.600 horas</li> </ul> </li> </ul>

País	Descrição Sumário
 <b>Belgium</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Preço de mercado e sistema de certificados verdes (CVs)</li> <li>Preços máximos e mínimos para Wallonia (€65/MWh-100/MWh) e Flandres (€90/MWh-100/MWh)</li> <li>Opção de negociar CAEs de longo-prazo</li> </ul>
 <b>Poland</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN163.58/MWh in 2015) ou negociação de CAEs de longo-prazo</li> <li>Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de CV (PLN300/MWh em 2015)</li> </ul>
 <b>Romania</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Activos eólicos recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Dos 2 CV, até Mar-2017, 1 CV apenas poderá ser vendido após Jan-2018 e até Dez-2020. Activos de energia solar recebem 6 CV/MWh durante 15 anos. Dos 6 CV, até Mar-2017, 2 CV apenas podem ser vendidos após Abr-2017 e até Dez-2020. Valor dos CV com limite superior e inferior (€59,9 / €29,4)</li> </ul>
 <b>Italy</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Projectos em operação antes de 2013 recebem, até 2015, preço de mercado + CV. GSE tem a obrigação de comprar CV de acordo com 0,78 x (€180/MWh - "P-1" (preço médio de mercado ano anterior)). Para 2015, preço do CV é €97,4. A partir de 2016, preço de mercado + incentivo (incentivo = 1 x (€180/MWh - "P-1") x 0,78)</li> <li>Novos projectos: Leilões com atribuição de CAEs (20 anos)</li> </ul>
 <b>Brazil</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacidade instalada no âmbito do programa PROINFA</li> <li>Leilões competitivos com atribuição de CAEs durante 20 anos</li> </ul>

## Métricas Ambientais



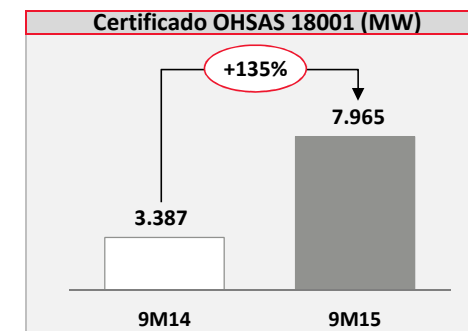
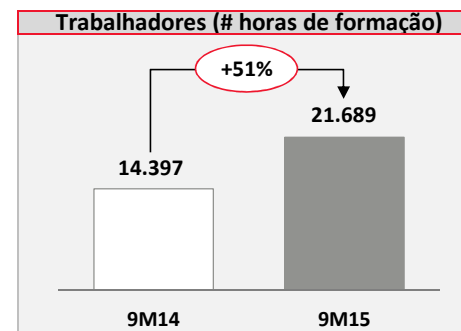
Compliance	9M15	9M14	Δ YoY
Valor monetário das sanções ambientais (€m)	0,3	-	-

Tratamento de resíduos	9M15	9M14	Δ YoY
Total de resíduos (kg/GWh)	53,8	55,7	(4%)
Total de resíduos perigosos (kg/GWh)	27,6	30,3	(9%)
Total de resíduos relacionados com Óleo	93%	93%	(0,4pp)
% de resíduos perigosos reciclados	98%	91%	+7pp

## Métricas Económicas

Valor Económico (€M)	9M15	9M14	Δ YoY
Gerado directamente	1.316	1.044	+26%
Distribuído	899	702	+28%
Acumulado	417	342	+22%

## Métricas Sociais



Capital Humano	9M15	9M14	Δ YoY
Trabalhadores	1.009	905	+11%
Rotatividade	11%	9%	+3pp
% mulheres na força de trabalho	31%	31%	+0,4pp

Indicadores de Saúde e Segurança	9M15	9M14	Δ YoY
Número de acidentes industriais	18	15	+20%
Taxa de ferimentos <sup>(1)</sup>	4,3	4,5	(5%)
Taxa de dias de trabalho perdidos por acidentes <sup>(2)</sup>	153	150	+2%

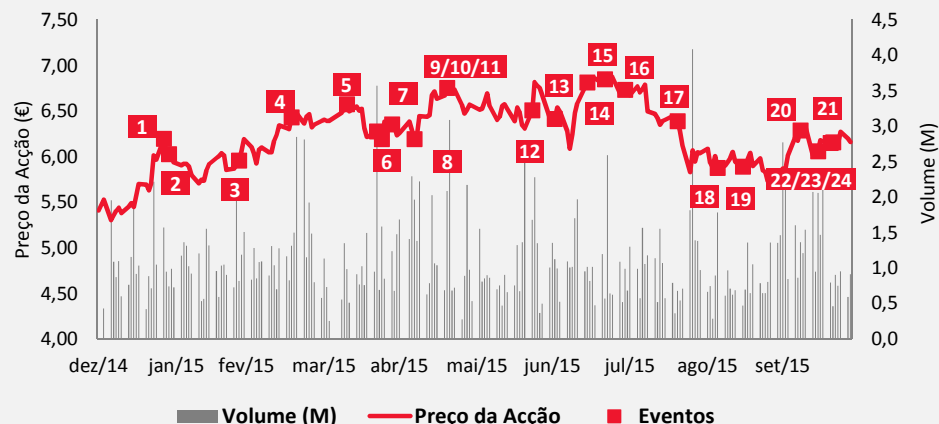
Cidadania Corporativa	9M15	9M14	Δ YoY
Voluntariado de trabalhadores (horas)	863	1.130	(24%)

## Principais Eventos em Sustentabilidade

Data	Descrição
Mar-15	EDPR reconhecida na Polónia como Great Place to Work, com o segundo lugar na categoria de empresas com menos de 50 trabalhadores.
Mar-15	Campanha "Kilos of Solidarity" - recolha de mais de 1.500 kg de bens e produtos essenciais para distribuição em 10 ONGs.
Abr-15	A EDPR foi reconhecida como "Great Place to Work" em Espanha, na categoria de empresas com 250 a 500 trabalhadores.
Set-15	Colaboradores, parceiros e fornecedores participaram no "Parte de Nós Ambiente" - voluntariado ambiental (Roménia, UK e Espanha).
Set-15	O Grupo EDP apresenta nas Nações Unidas uma estratégia para prevenir alterações climáticas.



## Desempenho da acção em 2015



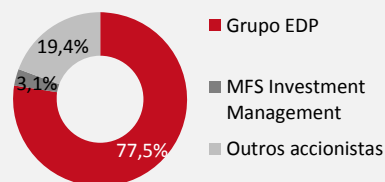
## Principais Eventos em 2015

#	Data	Descrição	Preço Acção
1	26-Jan	EDPR executa project finance para 120 MW no Brasil	6,19
2	28-Jan	EDPR publica relatório de volumes e capacidade de 2014	6,02
3	25-Fev	EDPR publica resultados de 2014	5,95
4	18-Mar	EDPR executa nova transacção de rotação de activos nos EUA	6,42
5	09-Abr	Assembleia Geral de Accionistas da EDPR	6,57
6	21-Abr	EDPR publica relatório de volumes e capacidade do 1T15	6,27
7	23-Abr	EDPR anuncia pagamento de dividendo de €0,04 para dia 8 de Maio	6,19
8	27-Abr	EDPR assina acordo para compra de 45% da EDPR Brasil à EDP Brasil	6,35
9	06-Mai	EDPR informa sobre alteração de órgãos sociais	6,19
10	06-Mai	EDPR informa sobre representante das relações com o mercado	6,19
11	06-Mai	EDPR publica resultados do 1S15	6,19
12	19-Mai	EDPR informa sobre participações minoritárias (CTG - Brasil)	6,75
13	22-Jun	EDPR informa - análise de programa complementar de Rotação de Activos	6,50
14	01-Jul	EDPR informa sobre novo acordo "tax equity" para 99 MW nos EUA	6,41
15	14-Jul	EDPR publica relatório de volumes e capacidade do 1S15	6,81
16	21-Jul	EDPR informa sobre parques eólicos offshore no Reino Unido	6,84
17	29-Jul	EDPR publica resultados do 1S2015	6,73
18	19-Ago	EDPR informa sobre deliberação da Autoridade da Concorrência	6,38
19	04-Set	EDPR informa sobre notícia relativa ao programa de Rotação de Activos	5,87
20	14-Set	EDPR informa sobre o seu programa de Rotação de Activos	5,88
21	07-Out	EDPR informa sobre acordo para aquisição de licenças de 216 MW	6,28
22	14-Out	EDPR publica relatório de volumes e capacidade dos 9M15	6,05
23	19-Out	EDPR informa sobre acordo com a CTG para projectos offshore (UK)	6,14
24	20-Out	EDPR informa sobre novo acordo "tax equity" para 199 MW nos EUA	6,15

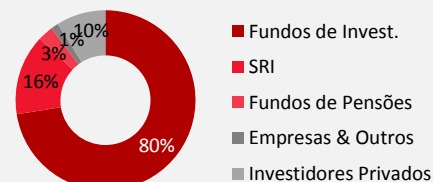
## Indicadores de Mercado

	2015 <sup>(1)</sup>	9M15	1S15	1T15	2014	2013
Preço de Abertura	€ 5,40	€ 5,40	€ 5,40	€ 5,40	€ 3,86	€ 3,99
Preço Mínimo	€ 5,30	€ 5,30	€ 5,30	€ 5,30	€ 3,87	€ 3,58
Preço Máximo	€ 6,90	€ 6,90	€ 6,81	€ 6,47	€ 5,70	€ 4,36
Preço Médio	€ 6,24	€ 6,24	€ 6,22	€ 5,95	€ 5,03	€ 3,93
Preço de Fecho	€ 6,16	€ 5,87	€ 6,35	€ 6,40	€ 5,40	€ 3,86
Desempenho da acção	+14%	+9%	+18%	+18%	+40%	(3%)
Dividendo por acção	0,04	€ 0,04	€ 0,04	-	€ 0,04	€ 0,04
Retorno Total Accionista	+15%	+9%	+18%	+18%	+41%	(2%)
Volume (€M) <sup>(2)</sup>	236,1	212,5	143,9	89,5	396,8	448,1
Média Diária (M)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,6	1,8
Cap. Bolsista (€M)	5.371	5.116	5.539	5.583	4.714	3.368

## Estrutura Accionista



## Tipo de Investidor (ex-Grupo EDP)<sup>(3)</sup>



## Direcção de Relações com Investidores

Rui Antunes, Director  
Francisco Beirão  
Maria Fontes  
Paloma Bastos-Mendes  
Filipe Lopes

Morada:  
Serrano Galvache, 56 - Edificio Olmo, 7º  
28033, Madrid, España

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

Sede:  
Plaza de la Gesta, nº 2  
33007 Oviedo, España  
C.I.F. n.º A-74219304

(1) De 01-Jan-2015 até 27-Outubro-2015; (2) Dados Bloomberg incluem outras bolsas e OTC; (3) Dados a 31-Dez-14.



**renováveis**  
powered by nature