



Comunicato stampa

EDISON CHIUDE I 9 MESI CON RICAVI A 8,3 MILIARDI DI EURO, EBITDA A 272 MILIONI DI EURO. CONFERMATE LE PREVISIONI DI EBITDA A 1 MILIARDO DI EURO PER IL 2015.

Indebitamento in lieve miglioramento a 1.718 milioni di euro in un contesto di aumento degli investimenti

Milano, 30 ottobre 2015 – Il Consiglio di Amministrazione di Edison riunitosi ieri ha esaminato il Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2015 e ha confermato l'obiettivo di Margine Operativo Lordo per l'intero anno di circa 1 miliardo di euro, valore che tiene conto dell'impatto atteso dall'arbitrato per la fornitura di gas dalla Libia. Il target sarà raggiunto grazie anche ai benefici derivanti dalle azioni messe a punto dalla società per ridurre i costi operativi, ai risultati attesi nel settore gas e alle strategie di copertura delle attività industriali.

HIGHLIGHTS GRUPPO EDISON

<i>in milioni di euro</i>	9 mesi 2015	9 mesi 2014
Ricavi di vendita¹	8.309	8.930
Margine operativo lordo	272	652
Risultato operativo ¹	(157)	387
Risultato netto di Gruppo	(231)	177

Andamento della gestione del Gruppo al 30 settembre 2015

Il terzo trimestre dell'anno è stato caratterizzato da un'ondata di caldo eccezionale che ha determinato un recupero della domanda di energia elettrica, dopo l'incertezza del primo semestre, e un ulteriore incremento dei consumi di gas, pur accompagnato da prezzi del Brent in discesa.

In particolare, nei primi 9 mesi dell'anno i consumi italiani di energia elettrica sono stati di 237,4 Twh, pari a un incremento dell'1,9% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Le alte temperature estive hanno determinato un incremento della domanda di elettricità per alimentare i climatizzatori e l'aumentato fabbisogno è stato soddisfatto soprattutto della generazione termoelettrica (+8.5% rispetto allo

¹ Valori 2014 rideterminati a seguito di alcune riclassificazioni che tuttavia non hanno effetti materiali.

stesso periodo del 2014), che ha sostanzialmente compensato il calo della produzione idroelettrica (-23,1% rispetto ai valori record dello scorso anno).

In crescita anche i prezzi dell'energia elettrica con il Prezzo Unico Nazionale (PUN) che nei primi 9 mesi dell'anno ha registrato un incremento del 5% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Questo fenomeno ha tuttavia un impatto limitato sui risultati Edison in quanto il gruppo contrattualizza anticipatamente gran parte delle vendite di energia.

Per quanto riguarda il gas, la domanda dei primi 9 mesi dell'anno si è attestata a 47,2 miliardi di metri cubi, pari a un aumento dell'8,5% rispetto allo stesso periodo del 2014. L'incremento dei **consumi è stato determinato dall'aumento della produzione termoelettrica** necessaria a coprire i picchi di domanda elettrica dell'estate (+16,2% rispetto ai 9 mesi del 2014) e a compensare il minor contributo della produzione idroelettrica, nonché dalla **maggior richiesta di gas a uso residenziale** registrata dall'inizio dell'anno (+10% rispetto allo stesso periodo del 2014). Sul fronte dei prezzi si segnala la **persistente debolezza delle quotazioni del Brent** che nel periodo hanno avuto un valore inferiore del 47% rispetto ai 9 mesi del 2014.

In questo scenario Edison ha chiuso i primi 9 mesi dell'anno con **ricavi di vendita pari a 8.309 milioni di euro** da 8.930 milioni di euro nello stesso periodo del 2014. A risentirne è stata soprattutto la **filiera energia elettrica** che ha registrato una riduzione dei ricavi a 4.997 milioni di euro nei 9 mesi (5.781 milioni di euro nello stesso periodo del 2014) in conseguenza di minori volumi venduti e di prezzi medi decrescenti dell'energia elettrica. In aumento i ricavi della **filiera idrocarburi** che si sono attestati a 3.873 milioni di euro (+5,8% rispetto a 3.660 milioni di euro nei 9 mesi dello scorso anno) compensando il calo dei prezzi di vendita con l'aumento dei volumi venduti.

Il Margine Operativo Lordo (EBITDA) è calato a 272 milioni di euro dai 652 milioni di euro dei 9 mesi del 2014 che tuttavia comprendevano una componente *one-off* legata alla revisione del contratto di importazione del gas russo e un'idraulicità record che aveva spinto i margini della filiera elettrica. In particolare, **il Margine Operativo Lordo Adjusted² della filiera energia elettrica è sceso a 287 milioni di euro** (510 milioni di euro nei 9 mesi del 2014) a causa della contrazione dei margini della generazione termoelettrica e della diminuzione dell'idraulicità dopo i massimi storici registrati nei 9 mesi dello scorso anno. Positivo l'apporto delle energie rinnovabili grazie all'allargamento del perimetro che ha più che compensato la minore ventosità del periodo. **Il Margine Operativo Lordo Adjusted² della filiera idrocarburi è calato a 54 milioni di euro** da 233 milioni di euro nello stesso periodo del 2014, che tuttavia includevano una componente non ricorrente legata alla revisione del contratto di approvvigionamento del gas dalla Russia. Sul risultato del comparto ha inciso il crollo dei prezzi petroliferi trainato dallo scenario di riferimento: l'andamento delle quotazioni del Brent ha pesato sulle attività E&P italiane e, in misura minore, all'estero.

Sul margine operativo lordo ha inciso positivamente l'implementazione delle azioni avviate dalla società per ridurre i **costi operativi, che nei 9 mesi sono diminuiti del 9%** a parità di perimetro (dell'8% in assoluto). Gli effetti di queste misure, insieme ai risultati attesi dalla nuova campagna di vendita del gas e

² Il Margine Operativo Lordo Adjusted è effetto della riclassificazione dei risultati delle coperture su commodity e cambi associate ai contratti per l'importazione di gas naturale della Filiera Idrocarburi alla Filiera Elettrica, per la parte di risultato riferibile a quest'ultimo settore. Tale riclassificazione viene effettuata al fine di consentire una lettura gestionale coerente dei risultati industriali. Il Margine Operativo Lordo Adjusted è al lordo dei servizi centrali di staff e tecnici.

all'impatto positivo delle strategie di copertura delle attività industriali, si dispiegheranno anche nel quarto trimestre dell'anno contribuendo alla marginalità del periodo.

Il Risultato Operativo (EBIT) è negativo per 157 milioni di euro (+387 milioni nei 9 mesi dello scorso anno). A incidere sono stati il calo della marginalità appena evidenziata, la riduzione della variazione netta del *fair value* relativo all'attività di *hedging* delle *commodity*, particolarmente marcato nei 9 mesi dello scorso anno (43 milioni di euro rispetto a 120 milioni di euro nello stesso periodo del 2014) e i maggiori ammortamenti legati principalmente ai costi di esplorazione.

Il Risultato prima delle imposte è negativo per 180 milioni di euro (+299 milioni di euro nei 9 mesi del 2014) in conseguenza delle dinamiche sopra descritte, in parte bilanciate da utili netti su cambi e da minori oneri finanziari derivanti da un minor livello di debito, peraltro meno oneroso.

Edison chiude i 9 mesi del 2015 con un **Risultato Netto di Gruppo negativo per 231 milioni di euro** (+177 milioni di euro nello stesso periodo del 2014). Sul risultato incide l'effetto determinato dalla dichiarazione di incostituzionalità della Robin Hood Tax, che ha un impatto negativo non ricorrente per 68 milioni di euro, parzialmente mitigato dalla riduzione dell'aliquota fiscale indotta dal 2015 da tale determinazione.

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2015 è sceso a 1.718 milioni di euro da 1.766 milioni rilevati alla fine del 2014. La diminuzione deriva essenzialmente dalla riduzione del capitale circolante operativo in un contesto di crescita degli investimenti, in particolar modo nel settore E&P.

Si ricorda che nel mese di marzo è scaduta l'emissione obbligazionaria di 500 milioni di euro emessa nel 2010, rimborsata attraverso le disponibilità liquide della società.

Previsioni

Edison conferma le previsioni di un Margine Operativo Lordo per il 2015 di circa 1 miliardo di euro, valore che include la manifestazione nel quarto trimestre dei trend sopra evidenziati e dell'impatto atteso dall'arbitrato per il contratto di approvvigionamento di gas dalla Libia.

Tenuto conto del deteriorarsi delle condizioni del mercato italiano dell'energia elettrica cui stiamo assistendo e degli attuali prezzi del Brent, l'EBITDA 2016, a parità di perimetro e senza considerare poste non ricorrenti, potrebbe subire un impatto negativo rispetto al 2015. Una valutazione dettagliata verrà effettuata e presentata al Consiglio di Amministrazione di Edison previsto a dicembre.

Principali fatti avvenuti durante i primi 9 mesi del 2015

13 gennaio - Edison firma un'opzione *put&call* per l'acquisto da Apache Beryl I (controllata da Apache Corporation) delle partecipazioni nei campi petroliferi Scott (10,5%) e Telford (15,7%) situati nella concessione P185 15/22 nel Mare del Nord inglese.

15 aprile - Edison riceve il via libera da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo al progetto di ottimizzazione per il recupero di idrocarburi dal giacimento offshore Rospo Mare tramite quattro nuovi pozzi e l'adeguamento di impianti esistenti presso la piattaforma Rospo Mare B. Il campo petrolifero offshore di Rospo Mare, in produzione dal 1982, è costituito da tre piattaforme petrolifere (Rospo Mare A-B-C) e una nave di stoccaggio e si trova nell'offshore

Adriatico di fronte alla costa abruzzese e molisana, a circa 20 km a est della città di Vasto. Il Campo è gestito da Edison in qualità di operatore al 62% in joint venture con Eni al 38%.

16 aprile – Edison riceve il via libera da parte del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare in concerto con il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo per Vega B, il progetto di valorizzazione del giacimento petrolifero Vega che Edison gestisce dal 1987 in qualità di operatore al 60% in joint venture con Eni al 40%. Il progetto, che secondo quanto previsto dal piano di sviluppo originario della concessione porterà alla realizzazione di una piattaforma satellite (VegaB) collegata alla piattaforma petrolifera già esistente, avrà importanti ricadute sul territorio in termini di investimenti, occupazione e indotto economico.

30 aprile - Edison completa l’operazione sopra menzionata di acquisto da Apache Beryl I delle partecipazioni nei campi petroliferi Scott (10,5%) e Telford (15,7%), accrescendo le proprie riserve di 8,7 milioni di barili di olio equivalente (85% petrolio e 15% gas). Grazie a questa operazione la produzione complessiva di Edison nel Regno Unito raggiungerà a regime circa 6.500 barili di olio equivalente al giorno, portando la produzione giornaliera di Edison a un totale di circa 50.000 barili di olio equivalente al giorno.

16 giugno – Edison inaugura il nuovo Laboratorio Idrocarburi presso il Centro di Ricerca Innovazione e Sviluppo a Trofarello (Torino), un’eccellenza italiana per individuare soluzioni innovative nell’ambito dell’efficienza energetica, la sicurezza ambientale e lo sviluppo delle attività del gruppo. Il Laboratorio Idrocarburi è composto dalle sezioni di Geochimica, Geomeccanica e Petrofisica, tutte dotate di strumenti all’avanguardia per lo sviluppo di particolari spugne in grado di pulire il mare, algoritmi sempre più efficaci nello studio delle rocce che contengono idrocarburi e nell’acquisizione di immagini in 3D.

23 luglio – Edison firma con QALAA Energy un accordo di sviluppo congiunto (Joint Development Agreement) per la costruzione di una centrale termoelettrica da 180 MW (un ciclo combinato a gas) che produrrà energia elettrica per la clientela egiziana usando il gas prodotto dalla concessione di Abu Qir nel Delta del Nilo. L’accordo prevede che Edison e QALAA Energy completino la fase di sviluppo e autorizzazione dell’impianto nei prossimi sei mesi e che la centrale entri in esercizio entro il 2017. I tempi di realizzazione saranno estremamente rapidi grazie all’ubicazione della centrale all’interno del sito industriale dell’impianto di trattamento gas di Abu Qir e all’utilizzo di alcuni importanti componenti elettromeccanici resi disponibili da Edison.

24 luglio – Edison finalizza con la compagnia petrolifera nazionale d’Egitto EGPC (Egyptian General Petroleum Corporation) un accordo per la revisione del prezzo di fornitura del gas. In base all’accordo, la nuova formula di indicizzazione allinea il prezzo di vendita del gas alle condizioni di mercato tenendo in considerazione il declino del valore del Brent e la sostenibilità di nuovi investimenti nel Paese. L’intera produzione di gas e olio di Edison in Egitto viene venduta a EGPC per soddisfare la domanda interna.

31 luglio – Edison annuncia la ripresa delle attività di sviluppo dell’idroelettrico con l’acquisto dal Gruppo AGS (Alto Garda Servizi) dell’impianto idroelettrico di Maleo (Lodi) sul fiume Adda e l’autorizzazione a costruire il nuovo impianto di Pizzighettone (Cremona) sull’altra sponda del fiume. Le due centrali rafforzano le attività dell’azienda in un settore da sempre strategico, quello dell’idroelettrico, e completano il parco produttivo di Edison che attualmente conta una potenza

installata di 7.300 MW. L'impianto di Pizzighettone, i cui lavori di costruzione sono iniziati lo scorso giugno, avrà una capacità di 4,5 MW, entrerà in esercizio entro il 2016 e produrrà 17,5 GWh di energia elettrica. La centrale di Maleo ha una potenza installata di 3 MW, produce circa 15 GWh annui ed è in esercizio dal 2003.

Fusione per incorporazione in Edison di Shen

Infine il Consiglio di Amministrazione ha approvato il progetto di fusione per incorporazione in Edison Spa di Shen Spa (posseduta al 100%). Ai sensi dello statuto, la decisione di fusione sarà assunta dal prossimo Consiglio di Amministrazione di Edison. La documentazione relativa all'operazione, prevista dalla normativa vigente, sarà messa a disposizione degli azionisti e del pubblico nei luoghi e nei termini regolamentari previsti.

Prossima riunione del Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione ha deciso di dedicare la propria riunione dell'8 dicembre prossimo a un primo esame degli indirizzi strategici di lungo periodo di Edison, anche alla luce del "CAP 2030" di EDF.

Documentazione

Si informa che il Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2015 del Gruppo Edison, approvato ieri dal Consiglio di Amministrazione di Edison Spa sarà a disposizione del pubblico il 2 novembre presso la sede sociale, nel sito internet di Borsa Italiana Spa (www.borsaitaliana.it) e di Edison Spa (<http://www.edison.it/it/bilanci-e-documenti-correlati>) e presso il meccanismo di stoccaggio autorizzato "NIS-Storage" (www.emarketstorage.com).

Direzione Relazione Esterne Edison

Andrea Prandi
Direttore Relazione
Esterne
02 6222 7331

Elena Distaso
Responsabile Media Relations
02 6222 8522

Lucia Caltagirone
02 6222 8283

Investor Relations Edison:

02 62228415 - investor.relations@edison.it

I Dirigenti Preposti alla redazione dei documenti contabili societari di Edison S.p.A Didier Calvez e Roberto Buccelli attestano – ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza (D. Lgs. 58/1998) – che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili. Il Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2015 non è oggetto di revisione contabile.

Questo comunicato stampa, e in particolare la sezione intitolata "Previsioni", contiene dichiarazioni previsionali. Queste dichiarazioni sono basate sulle attuali aspettative e proiezioni del Gruppo relativamente ad eventi futuri e, per loro natura, sono soggette ad una componente intrinseca di rischiosità ed incertezza. I risultati effettivi potrebbero differire significativamente da quelli contenuti in dette dichiarazioni a causa di una molteplicità di fattori, incluse una continua volatilità e il deterioramento dei mercati del capitale e finanziari, variazioni nei prezzi delle materie prime, cambi nelle condizioni macroeconomiche e nella crescita economica e altre variazioni delle condizioni di business, l'esito degli arbitrati per i contratti di approvvigionamento del gas, mutamenti della normativa anche regolamentare e del contesto istituzionale (sia in Italia che all'estero), e molti altri fattori, la maggioranza dei quali è al di fuori del controllo del gruppo.

Si allegano il conto economico con evidenza delle altre componenti di conto economico

complessivo del Gruppo, lo stato patrimoniale, il rendiconto finanziario delle disponibilità liquide e la variazione del patrimonio netto consolidato.

Obblighi informativi verso il pubblico previsti dalla delibera Consob n. 11971 del 14.5.1999 e successive modifiche.

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO
(in milioni di euro)

	9 mesi 2015	9 mesi 2014 (*)	3° trimestre 2015	3° trimestre 2014 (*)
Ricavi di vendita	8.309	8.930	2.690	2.819
Altri ricavi e proventi	101	193	31	97
Totale ricavi	8.410	9.123	2.721	2.916
Consumi di materie e servizi (-)	(7.968)	(8.309)	(2.596)	(2.636)
Costo del lavoro (-)	(170)	(162)	(57)	(51)
Margine operativo lordo	272	652	68	229
Variazione netta di fair value su derivati (commodity e cambi)	43	120	91	(37)
Ammortamenti e svalutazioni (-)	(450)	(370)	(150)	(123)
Altri proventi (oneri) netti	(22)	(15)	(11)	(6)
Risultato operativo	(157)	387	(2)	63
Proventi (oneri) finanziari netti	(22)	(99)	(28)	(17)
Proventi (oneri) da partecipazioni	(1)	11	2	4
Risultato prima delle imposte	(180)	299	(28)	50
Imposte sul reddito	(28)	(106)	12	19
Risultato netto da Continuing Operations	(208)	193	(16)	69
Risultato netto da Discontinued Operations	-	-	-	-
Risultato netto	(208)	193	(16)	69
di cui:				
Risultato netto di competenza di terzi	23	16	8	8
Risultato netto di competenza di Gruppo	(231)	177	(24)	61
Utile (perdita) per azione (in euro)				
Risultato di base azioni ordinarie	(0,0455)	0,0329		
Risultato di base azioni di risparmio	0,0375	0,0629		
Risultato diluito azioni ordinarie	(0,0455)	0,0329		
Risultato diluito azioni di risparmio	0,0375	0,0629		

(*) I valori sono stati ridefiniti a seguito della nuova esposizione di derivati e oneri non ricorrenti.

ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO
(in milioni di euro)

	9 mesi 2015	9 mesi 2014	3° trimestre 2015	3° trimestre 2014
Risultato netto	(208)	193	(16)	69
Altre componenti del risultato complessivo:				
A) Variazione riserva di Cash Flow Hedge	(57)	90	(246)	(34)
- Utili (Perdite) del periodo	(84)	126	(360)	(51)
- Imposte	27	(36)	114	17
B) Variazione riserva di partecipazioni disponibili per la vendita	-	-	(1)	-
- Utili (Perdite) su titoli o partecipazioni non realizzati	-	-	(1)	-
- Imposte	-	-	-	-
C) Variazione riserva di differenze da conversione di attività in valuta estera	2	29	(13)	21
- Utili (Perdite) su cambi non realizzati	7	41	(13)	31
- Imposte	(5)	(12)	-	(10)
D) Quota delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni collegate	-	-	-	-
E) Utili (Perdite) attuariali (**)	1	-	-	-
- Utili (Perdite) attuariali	1	-	-	-
- Imposte	-	-	-	-
Totale altre componenti del risultato complessivo al netto delle imposte (A+B+C+D+E)	(54)	119	(260)	(13)
Totale risultato netto complessivo	(262)	312	(276)	56
di cui:				
di competenza di terzi	23	16	8	8
di competenza di Gruppo	(285)	296	(284)	48

(**) Voci non riclassificabili a Conto Economico.

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

(in milioni di euro)

30.09.2014 (*)	30.09.2015	31.12.2014
ATTIVITA'		
4.254 Immobilizzazioni materiali	4.448	4.348
6 Immobili detenuti per investimento	6	6
3.231 Avviamento	3.070	3.070
803 Concessioni idrocarburi	723	739
118 Altre immobilizzazioni immateriali	118	118
148 Partecipazioni	140	149
177 Partecipazioni disponibili per la vendita	170	174
39 Altre attività finanziarie	76	47
294 Crediti per imposte anticipate	525	501
171 Altre attività	299	171
9.241 Totale attività non correnti	9.575	9.323
624 Rimanenze	455	479
2.529 Crediti commerciali	1.768	2.848
25 Crediti per imposte correnti	48	45
1.186 Crediti diversi	1.796	1.634
156 Attività finanziarie correnti	131	132
407 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	249	473
4.927 Totale attività correnti	4.447	5.611
- Attività in dismissione	-	-
- Elisioni attività da e verso Discontinued Operations	-	-
14.168 Totale attività	14.022	14.934
PASSIVITA'		
5.292 Capitale sociale	5.292	5.292
1.787 Riserve e utili (perdite) portati a nuovo	1.782	1.746
107 Riserva di altre componenti del risultato complessivo	(505)	(451)
177 Risultato netto di competenza di Gruppo	(231)	40
7.363 Totale patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	6.338	6.627
123 Patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza	467	510
7.486 Totale patrimonio netto	6.805	7.137
35 Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	36	37
82 Fondo imposte differite	41	45
922 Fondi per rischi e oneri	1.105	923
598 Obbligazioni	599	598
1.014 Debiti e altre passività finanziarie	976	990
6 Altre passività	2	2
2.657 Totale passività non correnti	2.759	2.595
569 Obbligazioni	49	553
527 Debiti finanziari correnti	474	230
1.972 Debiti verso fornitori	1.709	2.321
29 Debiti per imposte correnti	20	20
928 Debiti diversi	2.206	2.078
4.025 Totale passività correnti	4.458	5.202
- Passività in dismissione	-	-
- Elisioni passività da e verso Discontinued Operations	-	-
14.168 Totale passività e patrimonio netto	14.022	14.934

(*) I valori sono stati rideterminati a seguito della nuova esposizione del fair value dei contratti fisici inclusi nei portafogli di trading.

RENDICONTO FINANZIARIO DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE

(in milioni di euro)	9 mesi 2015	9 mesi 2014 ^(*)
Risultato prima delle imposte	(180)	299
Ammortamenti e svalutazioni	450	370
Accantonamenti netti a fondi rischi	(7)	(5)
Risultato di società valutate con il metodo del patrimonio netto (-)	4	(7)
Dividendi incassati da società valutate con il metodo del patrimonio netto	3	3
(Plusvalenze) Minusvalenze da realizzo di immobilizzazioni	2	(6)
Variazione del trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	(1)	-
Variazione Fair Value iscritto nel risultato operativo	(37)	(114)
Variazione del capitale circolante operativo	521	220
Variazione del capitale circolante non operativo	(137)	15
Variazione di altre attività e passività di esercizio	(65)	14
(Proventi) Oneri finanziari netti	22	99
Oneri finanziari netti pagati	(17)	(106)
Imposte sul reddito nette pagate	(53)	(188)
A. Flusso monetario da attività d'esercizio da Continuing Operations	505	594
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-)	(387)	(244)
Investimenti in immobilizzazioni finanziarie (-)	(6)	-
Prezzo netto di acquisizione business combinations	(7)	-
Prezzo di cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali	-	32
Prezzo di cessione di immobilizzazioni finanziarie	-	-
Rimborsi di capitale da immobilizzazioni finanziarie	4	5
Variazione altre attività finanziarie correnti	1	(4)
B. Flusso monetario da attività di investimento da Continuing Operations	(395)	(211)
Accensioni di nuovi finanziamenti a medio e lungo termine	400	350
Rimborsi di finanziamenti a medio e lungo termine (-)	(761)	(713)
Altre variazioni nette dei debiti finanziari	88	(39)
Rimborsi di capitale sociale e riserve (-)	-	-
Dividendi pagati a società controllanti o a terzi azionisti (-)	(61)	(66)
C. Flusso monetario da attività di finanziamento da Continuing Operations	(334)	(468)
D. Differenze di cambio nette da conversione	-	-
E. Flusso monetario netto del periodo da Continuing Operations (A+B+C+D)	(224)	(85)
F. Flusso monetario netto del periodo da Discontinued Operations	-	-
G. Flusso monetario netto del periodo (Continuing e Discontinued Operations) (E+F)	(224)	(85)
H. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio da Continuing Operations	473	492
I. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio da Discontinued Operations	-	-
L. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (Continuing e Discontinued Operations) (G+H+I)	249	407
M. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo da Discontinued Operations	-	-
N. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo da Continuing Operations (L-M)	249	407

(*) I valori sono stati rideterminati a seguito della nuova esposizione.

VARIAZIONE DEL PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO

(in milioni di euro)	Capitale Sociale	Riserve e utili (perdite) portati a nuovo	Riserva di altre componenti del risultato complessivo					Risultato netto di competenza di Gruppo	Totale Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Patrimonio Netto attribuibile ai soci di minoranza (*)	Totale Patrimonio Netto (*)
			Cash Flow Hedge	Partecipazioni disponibili per la vendita	Differenze da conversione di attività in valuta estera	Quota delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni collegate	Utili (Perdite) attuariali				
Saldi al 31 dicembre 2013	5.292	1.750	-	-	(11)	-	(1)	96	7.126	113	7.239
Destinazione risultato esercizio precedente	-	96	-	-	-	-	-	(96)	-	-	-
Distribuzione dividendi e riserve	-	(63)	-	-	-	-	-	-	(63)	(7)	(70)
Altri movimenti	-	4	-	-	-	-	-	-	4	1	5
Totale risultato netto complessivo	-	-	90	-	29	-	-	177	296	16	312
di cui:											
- Variazione del risultato complessivo	-	-	90	-	29	-	-	-	119	-	119
- Risultato netto al 30 settembre 2014	-	-	-	-	-	-	-	177	177	16	193
Saldi al 30 settembre 2014	5.292	1.787	90	-	18	-	(1)	177	7.363	123	7.486
Riserva per cessione quote azionarie senza perdita di controllo	-	(35)	-	-	-	-	-	-	(35)	389	354
Altri movimenti	-	(6)	-	-	-	-	-	-	(6)	(1)	(7)
Totale risultato netto complessivo	-	-	(548)	-	(7)	-	(3)	(137)	(695)	(1)	(696)
di cui:											
- Variazione del risultato complessivo	-	-	(548)	-	(7)	-	(3)	-	(558)	-	(558)
- Risultato netto dal 1° ottobre al 31 dicembre 2014	-	-	-	-	-	-	-	(137)	(137)	(1)	(138)
Saldi al 31 dicembre 2014	5.292	1.746	(458)	-	11	-	(4)	40	6.627	510	7.137
Destinazione risultato esercizio precedente	-	40	-	-	-	-	-	(40)	-	-	-
Distribuzione dividendi e riserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(66)	(66)
Altri movimenti	-	(4)	-	-	-	-	-	-	(4)	-	(4)
Totale risultato netto complessivo	-	-	(57)	-	2	-	1	(231)	(285)	23	(262)
di cui:											
- Variazione del risultato complessivo	-	-	(57)	-	2	-	1	-	(54)	-	(54)
- Risultato netto al 30 settembre 2015	-	-	-	-	-	-	-	(231)	(231)	23	(208)
Saldi al 30 settembre 2015	5.292	1.782	(515)	-	13	-	(3)	(231)	6.338	467	6.805

(*) I saldi al 31 dicembre 2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

Press Release

EDISON ENDS THE FIRST NINE MONTHS WITH REVENUES OF 8.3 BILLION EUROS AND EBITDA OF 272 MILLION EUROS. THE EBITDA GUIDANCE OF 1 BILLION EUROS FOR 2015 IS CONFIRMED.

Indebtedness improves slightly to 1,718 million euros in a context of higher capital expenditures.

Milan, October 30, 2015 – Edison's Board of Directors, meeting yesterday, reviewed the Quarterly Report at September 30, 2015 and confirmed an EBITDA target for the full year of about 1 billion euros including the expected effects of the arbitration for the gas supply from Libya. This target will also be achieved thanks to the benefits generated by programs implemented by the Company to cut operating costs, the expected results in the gas sector and the hedging strategies executed for the industrial operations.

HIGHLIGHTS OF THE EDISON GROUP

<i>in millions of euros</i>	9 months 2015	9 months 2014
Sales revenues³	8,309	8,930
EBITDA	272	652
EBIT ¹	(157)	387
Group interest in net profit (loss)	(231)	177

Operating Performance of the Group at September 30, 2015

The third quarter of the year was characterized by an exceptional heat wave that caused an upturn in demand for electric power, after the uncertainty of the first half of the year, and a further increase in gas consumption, even though Brent prices followed a downward trend.

More specifically, Italian consumption of electric power totaled 237.4 Twh, for an increase of 1.9% compared with the same period last year. Hot weather conditions during the summer months drove a growth in the consumption of electricity to power air conditioners and this higher demand was met mainly with thermoelectric generation (+8.5% compared with the same period in 2014), which made up most of the shortfall in hydroelectric production (-23.1% compared with the record output of a year earlier).

Electric power prices also moved higher with the Single National Price that in the first nine months of the year registered a 5% increase compared with the same period the previous year. However, this development had only a limited impact on Edison's results, as the Group sells most of its electric power in advance.

³ The data for 2014 were restated due to some reclassifications, which, however, did not have a material effect.

As for natural gas, demand grew to 47.2 billion cubic meters in the first nine months of the year, up 8.5% compared with the same period in 2014. This gain in **consumption is the combined result of the higher thermoelectric production** required to meet the demand peaks recorded during the summer (+16.2%, compared with the first nine months in 2014) and offset the shortfall in hydroelectric production, and of an **increase in demand for natural gas by residential customers** recorded since the beginning of the year (+10% compared with the same period in 2014). The period was characterized by a **persisting weakness of Brent**, which recorded a 47% decrease compared to the first nine months of 2014.

In this scenario, Edison ended the first nine months of 2015 with **sales revenues of 8,309 million euros**, down from 8,930 million euros in the same period in 2014. The decline was particularly pronounced for the **electric power operations**, which reported lower revenues of 4.997 million euros for the first nine months of 2015 (5.781 million euros in the same period in 2014) due to a decrease in sales volumes and declining average prices for electric power. The **hydrocarbons operations** provided a positive contribution of 3,873 million euros to sales revenues (+5.8% compared with 3,660 million euros in the first nine months of 2014), as they succeeded in offsetting the impact of lower sales prices with an increase in sales volumes.

EBITDA decreased to 272 million euros from 652 million euros in the first nine months of 2014, when they included a one-off component related to the revision of the contract to import gas from Russia and benefitted from the record availability of water resources, which boosted the margins of the electric power operations. More in detail, the **adjusted EBITDA⁴ of the electric power operations declined to 287 million euros** (510 million euros in the first nine months of 2014) due to a contraction of margins in the thermoelectric generation and a decrease in the availability of water resources, following the all-time high recorded in the first nine months of the previous year. Renewable energy sources provided a positive contribution, thanks to changes in perimeter, which offset the impact of less windy conditions during the reporting period. The **adjusted EBITDA² of the hydrocarbons operations decreased to 54 million euros**, down from 233 million euros in the same period in 2014, when the reported amount included a nonrecurring component related to the revision of the contract for the supply of gas from Russia. The performance of the hydrocarbons operations was adversely affected by the slump in oil prices, driven by the scenario: the trend in Brent prices had an impact on E&P activities in Italy and, to a lesser extent, on those abroad.

EBITDA benefitted from the implementation of programs launched by the Company to cut **operating costs, which during the first nine months of 2015 decreased by 9%** on a comparable scope of consolidation (8% in absolute terms). The effects of these programs, coupled with the results expected from the new gas sales campaign and the positive impact of the hedging strategies executed for the industrial operations, will be fully felt also in the fourth quarter of the year, supporting profit margins for that period.

EBIT were negative by 157 million euros (+387 million euros in the first nine months of 2014). This result reflects the impact of the reduction in margins mentioned above, the decrease in the net change in the fair value of commodity

⁴ Adjusted EBITDA reflect the effect of the reclassification from the Hydrocarbons Operations to the Electric Power Operations of the portion of the results of commodity and foreign exchange hedges executed in connection with contracts to import natural gas attributable to the Electric Power Operations. This reclassification is being made to provide a consistent operational presentation of industrial results. Adjusted EBITDA include central staff and technical services.

hedging positions, which was particularly significant in the first nine months of the previous year (43 million euros compared with 120 million euros in the same period in 2014) and an increase in depreciation and amortization expense, mainly attributable to exploration costs.

The **result before taxes was negative by 180 million euros** (+299 million euros in the first nine months of 2014), due to the effects of the dynamics described above, offset in part by net foreign exchange gains and a reduction in borrowing costs made possible by a lower level of indebtedness, incurred on less onerous terms.

Edison ended the first nine months of 2015 with a **Group interest in net loss of 231 million euros** (+177 million euros in the same period in 2014). The net loss also reflects the effects of the ruling of unconstitutionality of the Robin Hood Tax, which had a negative nonrecurring impact of 68 million euros, mitigated in part by the reduction in the tax rate produced by the abovementioned ruling starting in 2015.

Net financial debt decreased to 1.718 million euros at September 30, 2015, down from 1.766 million euros at the end of 2014. This reduction, which is mainly the result of a decrease in operating working capital, was achieved despite an increase in capital expenditures, particularly in the E&P sector.

It is also worth mentioning that the 500-million-euro bond issued in 2010 was reimbursed at maturity in March 2015 by means of internally available liquidity.

Outlook

Edison confirms the guidance of 2015 EBITDA of about 1 billion euros, an amount that includes the full impact in the fourth quarter of the trends mentioned above and the expected effects of the arbitration regarding the contract for gas supply from Libya.

Considering the present deteriorating business conditions on the Italian power market and the current low Brent prices, 2016 EBITDA, at same perimeter and without one off, could be negatively affected compared with 2015. A quantitative evaluation will be performed and presented at December Board.

Key Events in the First Nine Months of 2015

January 13 – Edison signs a put&call option to acquire from Apache Beryl I (a subsidiary of Apache Corporation) its interests in the Scott and Telford oil fields (10.5% and 15.7%, respectively) located in the P185 15/22 concession in the British North Sea.

April 15 – The Ministry of the Environment and the Protection of the Territory and the Sea, in concert with the Ministry of Cultural Assets and Activities and Tourism, greenlights Edison's project to optimize the recovery of hydrocarbons from the Rospo Mare offshore field by means of four new wells and an upgrade of the equipment currently installed on the Rospo Mare B platform. The Rospo Mare offshore field, which is in production since 1982 and includes three oil platforms (Rospo Mare A-B-C) and a storage vessel, is located in the Adriatic Sea opposite the coast of the Abruzzo and Molise regions, about 20 km east of the town of Vasto. The field is managed by Edison, as operator at 62%, in a joint venture with Eni at 38%.

April 16 – The Ministry of the Environment and the Protection of the Territory and the Sea, in concert with the Ministry of Cultural Assets and Activities and Tourism, greenlights Edison's Vega B project to fully realize the value of the Vega oil field, which Edison manages since 1987 as operator at 60%, in a joint venture with Eni at

40%. This project, which in accordance with the concession's original development plan will include the construction of a satellite platform (VegaB) connected with the existing oil platform, will generate important benefits for the local community in terms of investments, jobs and ancillary economic activity.

April 30 – Edison closes the transaction mentioned above acquiring from Apache Beryl I its interests in the Scott and Telford oil fields (10.5% and 15.7%, respectively), thereby increasing its reserves by 8.7 million barrels of oil equivalent (85% oil and 15% gas). Thanks to this transaction, Edison's total production in the United Kingdom will increase to about 6,500 barrels of oil equivalent a day, bringing Edison's total production to about 50,000 barrels of oil equivalent a day.

June 16 – Edison inaugurates a new Hydrocarbon Laboratory at its Research, Innovation and Development Center in Trofarello (Turin), an Italian center of excellence for the development of innovative solutions in the areas of energy efficiency and environmental safety for the growth of the Group's businesses. The Hydrocarbon Laboratory is comprised of the Geochemistry, Geomechanics and Petrophysics sections, all equipped with cutting-edge tools for the development of special sponges capable of cleaning the sea and increasingly effective algorithms to study gas and oil bearing rock formations and for the acquisition of 3D images.

July 23 – Edison and QALAA Energy sign a joint development agreement for the construction of an 180 MW thermoelectric power plant (gas fired combined-cycle facility) that will produce electric power for Egyptian customers using gas produced from the Abu Qir concession in the Nile Delta. The agreement calls for Edison and QALAA Energy to complete the plant's development and permit phase within the next six months, with the facility expected to go on stream in 2017. The construction time is extremely short thanks to the fact that the power plant will be located within the industrial compound of the Abu Qir gas treatment facility and the use of some important thermoelectric components provided by Edison.

July 24 – Edison and the Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), Egypt's national oil company, finalize an agreement to revise the gas supply price. Under the agreement, a new indexing formula aligns the sales price of gas with market conditions, taking into account the decrease in the value of Brent crude and the sustainability of new investment in Egypt. Edison's entire oil and gas production in Egypt is sold to EGPC to meet internal demand.

July 31 – Edison announces the resumption of activities to develop its hydroelectric operations with the acquisition from the AGS (Alto Garda Servizi) of a hydroelectric power plant on the Adda River in Maleo (Lodi) and a permit for the construction of a new facility in Pizzighettone (Cremona) on the opposite bank of the river. These two power plants will strengthen the Company's operations in the historically strategic hydroelectric sector and round out Edison's current portfolio of production facilities, which currently boasts an installed capacity of 7,300 MW. The Pizzighettone power plant, the construction of which began this past June and will have an installed capacity of 4.5 MW, is scheduled to go on stream in 2016 and will produce 17.5 GWh of electric power. The Maleo power plant, which has an installed capacity of 3 MW and produces about 15 GWh a year, has been operational since 2003.

Merger by incorporation of Shen into Edison

Lastly, the Board of Directors approved a proposal for the merger by incorporation into Edison Spa of Shen Spa (100% owned). Pursuant to Company Bylaws, the

merger resolution will be adopted by Edison's Board of Directors at its next meeting. The documents concerning this transaction, required by the laws currently in effect, will be made available to the shareholders and the publics at the locations and within the deadlines required pursuant to law.

Next meeting of the Board of Directors

The Board of Directors has decided to devote its next meeting, scheduled on December 8, to a preliminary review of Edison's long-term strategic guidelines, taking also into account EDF's "CAP2030."

Pertinent Documents

Edison announces that the Quarterly Report at September 30, 2015 of the Edison Group, approved yesterday by the Board of Directors of Edison Spa, will be available to the public on November 2 at the Company's head office, on the websites of Borsa Italiana Spa (www.borsaitaliana.it) and Edison Spa (<http://www.edison.it/en/reports-and-related-documents>) and through the authorized storage mechanism "NIS-Storage" (www.emarketstorage.com).

Edison's External Relations Department

Andrea Prandi

External Relations Director
02 6222 7331

Elena Distaso

Head of Media Relations
02 6222 8522

Lucia Caltagirone

02 6222 8283

I

Investor Relations Edison:

02 62228415 - investor.relations@edison.it

As required by Article 154-bis, Section 2, of the Uniform Finance Code (Legislative Decree No. 58/1998), Didier Calvez and Roberto Buccelli, in their capacity as "Dirigenti Preposti alla redazione dei documenti contabili societari" of Edison Spa, attest that the accounting information contained in this press release is consistent with the data in the Company's documents, books of accounts and other accounting records. The Quarterly Report at September 30, 2015 was not audited.

This press release and, specifically, the section entitled "Business Outlook" contains forward-looking statements. These statements are based on the Group's current projections and expectations with regard to future events, which, by their very nature, are subject to an intrinsic component of risk and uncertainty. Actual results could be materially different from those contained in the abovementioned statements due to a number of factors, including continued volatility and a deterioration of the capital and financial markets, fluctuations in raw material prices, changes in macroeconomic conditions and economic growth rates and other changes in business conditions, the outcome of the arbitration proceedings for the gas procurement contracts, changes in the statutory and regulatory framework and institutional scenario (both in Italy and abroad), and many other factors, most of which are beyond the Group's control.

The Group's income statement, showing the other components of the comprehensive income statement, balance sheet, cash flow statement and the statement of changes in consolidated shareholders' equity are annexed to this press release.

Public disclosure required by Consob Resolution No. 11971 of May 14, 1999, as amended.

CONSOLIDATED INCOME STATEMENT

(in millions of euros)

	9 months 2015	9 months 2014 (*)	3 rd quarter 2015	3 rd quarter 2014 (*)
Sales revenues	8.309	8.930	2.690	2.819
Other revenues and income	101	193	31	97
Total net revenues	8.410	9.123	2.721	2.916
Raw materials and services used (-)	(7.968)	(8.309)	(2.596)	(2.636)
Labor costs (-)	(170)	(162)	(57)	(51)
EBITDA	272	652	68	229
Net change in fair value of commodity derivatives	43	120	91	(37)
Depreciation, amortization and writedowns (-)	(450)	(370)	(150)	(123)
Other income (expense), net	(22)	(15)	(11)	(6)
EBIT	(157)	387	(2)	63
Net financial income (expense)	(22)	(99)	(28)	(17)
Income from (Expense on) equity investments	(1)	11	2	4
Profit (Loss) before taxes	(180)	299	(28)	50
Income taxes	(28)	(106)	12	19
Profit (Loss) from continuing operations	(208)	193	(16)	69
Profit (Loss) from discontinued operations	-	-	-	-
Profit (Loss)	(208)	193	(16)	69
Broken down as follows:				
Minority interest in profit (loss)	23	16	8	8
Group interest in profit (loss)	(231)	177	(24)	61
Earnings (Loss) per share (in euros)				
Basic earnings (loss) per common share	(0,0455)	0,0329		
Basic earnings per savings share	0,0375	0,0629		
Diluted earnings (loss) per common share	(0,0455)	0,0329		
Diluted earnings per savings share	0,0375	0,0629		

(*) The amounts have been restated as a result of the new presentation of derivatives and nonrecurring expense.

OTHER COMPONENTS OF THE COMPREHENSIVE INCOME STATEMENT

(in millions of euros)

	9 months 2015	9 months 2014	3 rd quarter 2015	3 rd quarter 2014
Profit (Loss)	(208)	193	(16)	69
Other components of comprehensive income:				
A) Change in the Cash Flow Hedge reserve	(57)	90	(246)	(34)
- Gains (Losses) arising during the period	(84)	126	(360)	(51)
- Income taxes	27	(36)	114	17
B) Change in reserve for available-for-sale investments	-	-	(1)	-
- Gains (Losses) not realized	-	-	(1)	-
- Income taxes	-	-	-	-
C) Differences on the translation of assets in foreign currencies	2	29	(13)	21
- Gains (Losses) not realized	7	41	(13)	31
- Income taxes	(5)	(12)	-	(10)
D) Pro rata interest in other components of comprehensive income of investee companies	-	-	-	-
E) Actuarial gains (losses) (**)	1	-	-	-
- Actuarial gains (losses)	1	-	-	-
- Income taxes	-	-	-	-
Total other components of comprehensive income net of taxes (A+B+C+D+E)	(54)	119	(260)	(13)
Total comprehensive profit (loss)	(262)	312	(276)	56
Broken down as follows:				
Minority interest in comprehensive profit (loss)	23	16	8	8
Group interest in comprehensive profit (loss)	(285)	296	(284)	48

(**) Items not reclassifiable in Income Statement.

CONSOLIDATED BALANCE SHEET

(in millions of euros)

09.30.2014 (*)	09.30.2015	12.31.2014
ASSETS		
4.254 Property, plant and equipment	4.448	4.348
6 Investment property	6	6
3.231 Goodwill	3.070	3.070
803 Hydrocarbon concessions	723	739
118 Other intangible assets	118	118
148 Investments in associates	140	149
177 Available-for-sale investments	170	174
39 Other financial assets	76	47
294 Deferred-tax assets	525	501
171 Other assets	299	171
9.241 Total non-current assets	9.575	9.323
624 Inventories	455	479
2.529 Trade receivables	1.768	2.848
25 Current-tax assets	48	45
1.186 Other receivables	1.796	1.634
156 Current financial assets	131	132
407 Cash and cash equivalents	249	473
4.927 Total current assets	4.447	5.611
- Assets held for sale	-	-
- Eliminations of assets from and to discontinued operations	-	-
14.168 Total assets	14.022	14.934
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		
5.292 Share capital	5.292	5.292
1.787 Reserves and retained earnings (loss carryforward)	1.782	1.746
107 Reserve for other components of comprehensive income	(505)	(451)
177 Group interest in profit (loss)	(231)	40
7.363 Total shareholders' equity attributable to Parent Company shareholders	6.338	6.627
123 Shareholders' equity attributable to minority shareholders	467	510
7.486 Total shareholders' equity	6.805	7.137
35 Provision for employee severance indemnities and provisions for pensions	36	37
82 Provision for deferred taxes	41	45
922 Provisions for risks and charges	1.105	923
598 Bonds	599	598
1.014 Long-term financial debt and other financial liabilities	976	990
6 Other liabilities	2	2
2.657 Total non-current liabilities	2.759	2.595
569 Bonds	49	553
527 Short-term financial debt	474	230
1.972 Trade payables	1.709	2.321
29 Current taxes payable	20	20
928 Other liabilities	2.206	2.078
4.025 Total current liabilities	4.458	5.202
- Liabilities held for sale	-	-
- Eliminations of liabilities from and to discontinued operations	-	-
14.168 Total liabilities and shareholders' equity	14.022	14.934

(*) The amounts have been restated as a result of the new presentation of fair value on physical contracts included in trading portfolios.

CASH FLOW STATEMENT

(in millions of euros)	9 months 2015	9 months 2014 (*)
Profit (Loss) before taxes	(180)	299
Depreciation, amortization and writedowns	450	370
Net additions to provisions for risks	(7)	(5)
Interest in the result of companies valued by the equity method (-)	4	(7)
Dividends received from companies valued by the equity method	3	3
(Gains) Losses on the sale of non-current assets	2	(6)
Change in the provision for employee severance indemnities and provisions for pensions	(1)	-
Change in fair value recorded in EBIT	(37)	(114)
Change in operating working capital	521	220
Change in non-operating working capital	(137)	15
Change in other operating assets and liabilities	(65)	14
Net financial (income) expense	22	99
Net financial expense paid	(17)	(106)
Net income taxes paid	(53)	(188)
A. Cash flow from continuing operations	505	594
Additions to intangibles and property, plant and equipment (-)	(387)	(244)
Additions to non-current financial assets (-)	(6)	-
Net price paid on business combinations	(7)	-
Proceeds from the sale of intangibles and property, plant and equipment	-	32
Proceeds from the sale of non-current financial assets	-	-
Repayment of capital contribution by non-current financial assets	4	5
Change in other current financial assets	1	(4)
B. Cash used in investing activities from continuing operations	(395)	(211)
Receipt of new medium-term and long-term loans	400	350
Redemption of medium-term and long-term loans (-)	(761)	(713)
Other net change in financial debt	88	(39)
Distribution of shareholders' equity and reserves (-)	-	-
Dividends paid to controlling companies or minority shareholders (-)	(61)	(66)
C. Cash used in financing activities from continuing operations	(334)	(468)
D. Net currency translation differences	-	-
E. Net cash flow for the period from continuing operations (A+B+C+D)	(224)	(85)
F. Net cash flow for the period from discontinued operations	-	-
G. Net cash flow for the period (continuing and discontinued operations) (E+F)	(224)	(85)
H. Cash and cash equivalents at the beginning of the year from continuing operations	473	492
I. Cash and cash equivalents at the beginning of the year from discontinued operations	-	-
L. Cash and cash equivalents at the end of the period (continuing and discontinued operations) (G+H+I)	249	407
M. Cash and cash equivalents at the end of the period from discontinued operations	-	-
N. Cash and cash equivalents at the end of the period from continuing operations (L-M)	249	407

(*) The amounts have been restated as a result of the new presentation.

CHANGES IN CONSOLIDATED SHAREHOLDERS' EQUITY

(in millions of euros)											
	Share capital	Reserves and retained earnings (loss carry-forward)	Reserve for other components of comprehensive income					Group interest in profit (loss)	Total shareholders' equity attributable to Parent Company shareholders	Shareholders' equity attributable to minority shareholders (*)	Total shareholders' Equity (*)
			Cash Flow Hedge reserve	Reserve for available-for-sale investments	Differences on the translation of assets in foreign currencies	Interest in other components of comprehensive income of investee companies	Actuarial gains (losses)				
Balance at December 31, 2013	5.292	1.750	-	-	(11)	-	(1)	96	7.126	113	7.239
Appropriation of the previous year's profit (loss)	-	96	-	-	-	-	-	(96)	-	-	-
Dividends and reserves distributed	-	(63)	-	-	-	-	-	-	(63)	(7)	(70)
Other changes	-	4	-	-	-	-	-	-	4	1	5
Total comprehensive profit (loss)	-	-	90	-	29	-	-	177	296	16	312
of which:											
- Change in comprehensive income	-	-	90	-	29	-	-	-	119	-	119
- Profit (Loss) from 01.01.2014 to 09.30.2014	-	-	-	-	-	-	-	177	177	16	193
Balance at September 30, 2014	5.292	1.787	90	-	18	-	(1)	177	7.363	123	7.486
Reserve for sale shares without loss of control	-	(35)	-	-	-	-	-	-	(35)	389	354
Other changes	-	(6)	-	-	-	-	-	-	(6)	(1)	(7)
Total comprehensive profit (loss)	-	-	(548)	-	(7)	-	(3)	(137)	(695)	(1)	(696)
of which:											
- Change in comprehensive income	-	-	(548)	-	(7)	-	(3)	-	(558)	-	(558)
- Profit (Loss) from 10.01.2014 to 12.31.2014	-	-	-	-	-	-	-	(137)	(137)	(1)	(138)
Balance at December 31, 2014	5.292	1.746	(458)	-	11	-	(4)	40	6.627	510	7.137
Appropriation of the previous year's profit (loss)	-	40	-	-	-	-	-	(40)	-	-	-
Dividends and reserves distributed	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(66)	(66)
Other changes	-	(4)	-	-	-	-	-	-	(4)	-	(4)
Total comprehensive profit (loss)	-	-	(57)	-	2	-	1	(231)	(285)	23	(262)
of which:											
- Change in comprehensive income	-	-	(57)	-	2	-	1	-	(54)	-	(54)
- Profit (Loss) from 01.01.2015 to 09.30.2015	-	-	-	-	-	-	-	(231)	(231)	23	(208)
Balance at September 30, 2015	5.292	1.782	(515)	-	13	-	(3)	(231)	6.338	467	6.805

(*) The balance at December 31, 2013 has been restated as a result of the adoption of IFRS 11 "Joint Arrangements".