



RetiPiù Bilancio esercizio 2016

Distribuiamo l'energia

reti più



Sommario

Organi sociali	3
Missione	4
Numeri	5
Lettera ai soci	7
Relazione sulla gestione	8
Prospetti patrimoniali economici finanziari	43
Note esplicative	49
Relazioni	79

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

<i>Presidente</i>	Mario Carlo Novara
<i>Consigliere</i>	Alberto Rivolta
<i>Consigliere</i>	Sergio Tortini
<i>Consigliere</i>	Mario Carlo Borgotti
<i>Consigliere</i>	Mariangela Pepe

Collegio Sindacale

<i>Presidente</i>	Ivano Ottolini
<i>Sindaco effettivo</i>	Giulio Centemero
<i>Sindaco effettivo</i>	Milena Pozzi

Revisore Legale

AGKNSERCA

Direzione

<i>Direttore Generale</i>	Mario Carlo Borgotti
---------------------------	----------------------



Mission

Progettiamo, costruiamo e gestiamo reti gas, elettricità e illuminazione pubblica.

Eredi di una storia iniziata il 24 luglio 1887, oggi la nostra missione è di essere tra le prime aziende italiane nella distribuzione di energia per qualità ed efficienza del servizio offerto ai clienti, rispetto dell'ambiente, capacità innovativa, sicurezza e forte radicamento sul territorio.

I numeri



1.800
km di
metanodotti



240
km di rete
elettrica



210.000
clienti serviti
dal gas
25.000
clienti serviti
dall'elettricità



376
milioni mc
di gas



145
milioni
kWh di
energia
elettrica



7.000
punti di
illuminazione
pubblica



10
milioni di
investimenti
annui



140
dipendenti



14°
distributore
nazionale



1°
distributore
in Brianza

Lettera ai soci

Signori soci,

Il bilancio 2016 conferma la capacità della vostra Società di creare valore, di rafforzare la propria solidità patrimoniale e di perseguire i propri obiettivi di sviluppo in una logica di continuità, anche in un contesto regolatorio estremamente penalizzante.

Nonostante la consistente riduzione dei ricavi conseguente alle modifiche tariffarie introdotte dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico, RetiPiù ha mantenuto ferma la propria strategia di sviluppo, basata sulla riduzione dei costi, sull'innovazione tecnologica e sulla creazione nuovo valore e rafforzamento del proprio legame con il territorio, che caratterizza da sempre il nostro modello industriale.

Sotto il profilo della crescita il risultato economico conseguito ha visto il Margine Operativo Lordo attestarsi sui 16,6 milioni di euro, mentre il livello degli investimenti ha raggiunto i 17 milioni di euro, creando nuovo valore e rafforzando il legame con il territorio che caratterizza da sempre il modello industriale di RetiPiù.

Nel 2016 è stato pubblicato "Testo unico in materia di società a partecipazione pubblica" che introduce numerose ed importanti novità in materia di funzionamento, costituzione, mantenimento e governance delle società a partecipazione pubblica. Novità che impongono l'adozione di scelte strategiche fondamentali per garantire lo sviluppo e la stessa sopravvivenza delle società a partecipazione pubblica.

RetiPiù sin dal 2015 ha iniziato il processo di adeguamento del proprio modello di sviluppo ad un contesto sempre più sfidante e competitivo, anche dal punto di vista normativo.

Adeguamento che è iniziato con la decisione di iscriversi al programma "Elite" di Borsa Italiana, con l'obiettivo dichiarato di far crescere la cultura aziendale, attraverso il confronto con realtà diverse e aperte al mercato.

Nel maggio 2016 questa iniziativa ha raggiunto un primo importante traguardo superando con successo il check up dei sistemi

manageriali aziendali finalizzato all'individuazione dei potenziali gap rispetto ai requisiti richiesti per una eventuale quotazione in Borsa ed alle conseguenti azioni da porre in essere per superare tali gap ed ottenere il certificato Elite. Azioni che, grazie all'impegno ed alla professionalità dell'intera struttura, sono state poste in atto nella seconda metà del 2016, creando le condizioni che hanno permesso a RetiPiù di acquisire il 3 maggio 2017 la certificazione Elite.

Adeguamento fondamentale anche nel caso si dovesse concludere positivamente il progetto avviato con il Gruppo Ascopiave e finalizzato allo sviluppo delle attività di distribuzione e vendita del gas naturale e dell'energia elettrica in Lombardia.

Questo progetto appare adeguato a sfruttare le economie di scala, nonché a mettere a fattor comune e sviluppare le diverse eccellenze presenti nelle realtà locali oggetto di aggregazione. Consentendo di raggiungere maggiori livelli di efficienza e di qualità dei servizi, attraverso la condivisione delle economie derivanti a RetiPiù dai conferimenti effettuati da Ascopiave, e ulteriori opportunità di sviluppo territoriale.

Anche il tema delle gare d'ATEM per il rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione gas è stato interessato da alcuni interventi di proroga che hanno ancora una volta rinviato l'avvio della stagione delle gare. Particolare impegno è stato posto nel predisporre e trasmettere alle Stazioni Appaltanti le informazioni e la documentazione propedeutica all'indizione delle gare d'ambito (artt. 4 e 5 del D.M. 226/11).

In sintesi i risultati ottenuti con questo bilancio, sono un ulteriore stimolo a focalizzare la nostra azione al raggiungimento dei nostri obiettivi di sviluppo, che vedono nelle gare d'ambito una fondamentale opportunità per crescere e consolidare la nostra posizione di leadership nel territorio brianzolo.

Desio, 19 maggio 2017

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Mario Carlo Novara

Il Direttore Generale

Mario Carlo Borgotti

“Il bilancio 2016, in un contesto regolatorio estremamente penalizzante, conferma la capacità di RetiPiù di saper perseguire i propri obiettivi di sviluppo e di affrontare le nuove sfide imposte dal decreto in materia di società a partecipazione pubblica, creando valore per i propri soci”



Relazione sulla gestione

I risultati

I ricavi dell'esercizio 2016 sono stati pari a 32,9 milioni di euro, in riduzione di circa 2,8 milioni di euro sul dato 2015. Tale riduzione trova giustificazione nella modifica del tasso di remunerazione del capitale investito introdotta con delibera dell'Autorità 583/15/R/com (-900 mila euro); nei minori ricavi da perequazione gas ed energia elettrica ed incentivi sulla continuità del servizio gas (-900 mila euro); oltre che ad un ulteriore calo dei contributi per lavori ed alla modifica del contratto di gestione IP (-1 milione di euro).

Questi dati negativi sono stati compensati dalla riduzione dei costi operativi, ottenuta grazie all'internalizzazione di alcuni contratti di servizio e agli effetti dei processi di miglioramento ed efficientamento avviati negli ultimi anni (-100 mila euro), dalla riduzione dei canoni di concessione frutto delle ultime operazioni di conferimento concluse nel corso del 2015 (-100 mila euro), dal blocco del turn-over del personale che ha consentito di contenere gli effetti degli aumenti contrattuali, ai minori costi per energia elettrica (-500 mila euro), dovuti all'introduzione del nuovo contratto di manutenzione ordinaria dell'impianto di illuminazione pubblica del Comune di Seregno.

Le capitalizzazioni che risultano pari a 7,8 milioni di euro, sono in contrazione rispetto al dato 2015 (-814 migliaia di euro), tale flessione è dovuta all'ulteriore riduzione del numero delle prestazioni richieste dai clienti finali per la realizzazione di nuovi allacciamenti conseguente alla congiuntura economica negativa ed ai minori investimenti effettuati sulla rete di distribuzione.

L'EBITDA risulta pari a 16,6 milioni di euro, in contrazione rispetto al dato del 2015 (-3,1 milioni di euro). Tale andamento è riconducibile in prevalenza all'impatto negativo provocato sui ricavi dalla modifica del tasso di remunerazione del capitale investito introdotto con delibera dell'Autorità 583/15/R/com.

Gli ammortamenti riferiti a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 9 milioni di euro, con un incremento di 200 mila euro rispetto al dato 2015 dovuto al conferimento degli impianti gas da parte di GSD Srl ed ai nuovi investimenti realizzati nel corso del 2016.

Si è provveduto ad effettuare accantonamenti a fondi per 2 milioni di euro.

Gli oneri e proventi della gestione finanziaria, pari a -205 mila euro, sono dovuti principalmente agli oneri per finanziamenti a m/l termine e, in maniera residuale, a proventi per la remunerazione delle giacenze di cassa.

L'utile operativo (EBIT) pertanto è stato pari a 5,3 milioni di euro.

L'utile lordo si attesta a 5,1 milioni di Euro e l'utile netto a 3,3 milioni di euro.

Conto economico riclassificato (migliaia/€)	2016	2015
Ricavi delle vendite e prestazioni	31.192	32.950
Variazione lavori in corso	-	10
Altri ricavi e proventi	1.748	2.767
Totale ricavi operativi	32.940	35.727
Costi operativi	(11.568)	(11.380)
Valore aggiunto	21.372	24.347
Costo del personale	(4.798)	(4.701)
Margine Operativo Lordo (Ebitda)	16.574	19.646
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	(244)	(144)
MOL post partite non ricorrenti	16.330	19.502
Ammortamenti e svalutazione di immobilizzazioni	(9.038)	(8.800)
Accantonamenti per rischi su crediti e diversi	(2.015)	(2.225)
Margine Operativo Netto (Ebit)	5.277	8.477
Risultato gestione finanziaria	(205)	(228)
Rettifiche di attività finanziarie	-	-
Risultato ante imposte	5.072	8.249
Imposte sul reddito	(1.758)	(2.460)
Adeguamento fiscalità differita	-	595
Risultato netto	3.314	6.384

Il capitale investito netto nel corso del 2016 si è incrementato del 6,2%, passando da 155,3 a 165 milioni di euro per effetto principalmente del conferimento degli impianti gas da parte di GSD Srl.

Le attività immobilizzate nette al 31 dicembre 2016 ammontano a 157,5 milioni di euro, contro i 151,5 milioni del 2015 con un incremento pari al 3,9% per effetto principalmente dell'incremento delle immobilizzazioni materiali.

Il patrimonio netto è passato da 144 a 153 milioni di euro.

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2016 si attesta a -12,2 milioni di euro rispetto a -11,3 milioni di euro del 2015.

L'indebitamento è costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine pari a 12,3 milioni di euro, non impatta in maniera significativa sulla struttura patrimoniale di RetiPiù.

Capitale investito e fonti di finanziamento (migliaia/€)	31/12/2016	31/12/2015
Capitale immobilizzato	157.520	151.517
Capitale circolante	7.510	3.751
Capitale investito netto	165.030	155.268
Patrimonio netto	152.838	143.924
Debiti finanziari a m/l termine	12.269	9.201
Posizione finanziaria netta	(77)	2.143
Totale fonti di finanziamento	165.030	155.268

Impieghi (in migliaia di euro)		Fonti (in migliaia di euro)	
Immobilizzi netti	157.520	Mezzi propri	152.838
Magazzino	1.257	Debiti commerciali	7.654
Crediti commerciali	11.296	Debiti per imposte	480
Crediti per imposte	1.335	Altre passività correnti	3.693
Altre attività correnti	5.449	Finanziamenti a M/L	12.269
Crediti v/controllante	464	Finanziamenti a breve	1.974
Disponibilità liquide	1.587		
Totale	178.908	Totale	178.908

Contesto di riferimento: la distribuzione del gas metano

Il servizio di distribuzione gas metano è un servizio pubblico locale, normato dal D.Lgs 23 maggio 2000, n. 164, che consiste nel trasporto del gas, attraverso reti di gasdotti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto (REMI) fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (PDR.). Nell'ambito delle attività di distribuzione gas, svolte in regime di concessione, RetiPiu' Srl deve garantire:

- la connessione alle reti gestite a tutte le società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali che ne facciano richiesta. Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito "Codice di Rete", nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.), accessorie (esecuzione di nuovi impianti; modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.) e opzionali (manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, ecc.);
- la continuità e sicurezza dei servizi, nel rispetto delle norme tecniche e delle regole imposte dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AUTORITÀ). L'attuale normativa stabilisce le condizioni tecniche e procedurali relative ai servizi gestiti, le condizioni economiche e le tariffe da applicare, i livelli minimi di qualità dei servizi da garantire, gli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto degli standard di qualità dei servizi erogati

Il mercato della distribuzione è stato oggetto di una notevole concentrazione, che ha visto passare il numero degli operatori attivi dai 774 del 1998, agli attuali 227, con una riduzione di più del 70%. Il processo di concentrazione sembra aver subito una battuta di arresto a partire dal 2011, probabilmente a causa dell'avvio della definizione del contesto normativo di inquadramento delle gare per il rinnovo delle concessioni del servizio sulla base degli Ambiti Territoriali Minimi, che ha visto introdurre numerose e sostanziali novità nel settore.

Oggi la concentrazione del mercato è la seguente e RetiPiu' Srl, con quasi 210.000 punti di riconsegna gestiti si colloca tra i grandi operatori

OPERATORI *	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
PER NUMERO CLIENTI FINALI (PDR)	226	227	227	226	227	235	251	272
Molto grandi	8	8	7	8	9	9	9	8
Grandi	22	22	26	27	25	23	25	27
Medi	21	21	20	18	18	23	22	27
Piccoli	115	116	115	112	114	112	119	123
Piccolissimi	60	60	59	61	61	68	76	87
PER VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	31.007	29.240	34.241	33.913	34.295	36.336	34.048	33.923
Molto grandi	18.244	17.192	19.553	19.309	19.677	21.016	19.023	17.286
Grandi	7.073	6.750	8.682	8.834	8.591	8.243	8.355	8.954
Medi	21.97	2.061	2.227	2.034	2.015	2.912	2.574	3.403
Piccoli	3.315	3.062	3.578	3.512	3.780	3.909	3.797	3.937
Piccolissimi	177	176	201	223	233	257	298	342

* Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.

Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.

Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.

Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.

Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: AUTORITÀ -Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto agli operatori, RetiPiu' Srl, con 207.423 punti di riconsegna gestiti e 339 milioni di Smc distribuiti, è il primo operatore della distribuzione gas nella Provincia di Monza e Brianza e tra i primi 15 a livello nazionale.

GRUPPO	2015 M(m ³) Distribuiti
Snam	7.542
Zi Rete Gas	5.187
Hera	2.785
A2A	1.832
Iren	1.271
Toscana Energia	1.127
Asco Holding	683
Linea Group Holding	639
E.S.Tr.A.	547
Erogasmet	205
Agsm Verona	372
Acsm-Agam	354
Unión Fenosa Internacional	353
 Distribuzione Energia	339
Energiei	299
Gas Rimini	275
Dolomiti Energia	271
Edison	275
Aimag	258
Aim Vicenza	247
Altri	6.154
TOTALE	31.007

OPERATORE	2015 PDR Serviti
Italgas	5.207.768
Zi Rete Gas	3.796.556
A2A Reti Gas	1.217.041
Hera	1.111.940
Toscana Energia	787.034
Napoletana Gas	742.595
Acegas Aps Amga	478.552
Azienda Energia e Servizi - Torino	463.746
Gas Natural Distribuzione Italia	442.805
Ireti	394.914
Centria	368.487
Ascopiave	335.434
Genova Reti Gas	321.158
Linea Distribuzione	265.796
Erogasmet	235.371
 Distribuzione Energia	207.423
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	185.776
Adrigas	173.067
Agsm Distribuzione	155.813
Dolomiti Reti	153.762
Altri	952.038
Totale	17.996.833

Fonte: AUTORITÀ -Indagine annuale sui settori regolati

Il servizio di distribuzione del gas naturale è stata oggetto nell'ultimo decennio di numerosi interventi legislativi, il più importante dei quali, contenuto nell'art. 46-bis del D.L. 159/2007 e nei successivi decreti ministeriali, ha portato alla definizione di 177 Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) sulla base dei quali dovranno essere svolte le gare per il rinnovo di tutte le attuali 6.470 concessioni comunali. Lo scopo di tale intervento normativo è stato di "...garantire al settore della distribuzione di gas naturale maggiore concorrenza e livelli minimi di qualità dei servizi essenziali, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza" gestiti "...in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi", agevolando "...le relative operazioni di aggregazione", prevedendo di conseguenza che i singoli enti locali appartenenti a ciascun ATEM affidino tale servizio tramite gara unica a un unico operatore.

A questa previsione sono seguiti numerosi provvedimenti che hanno prodotto un articolato e complesso quadro normativo con il fine di definire tutti gli aspetti di gara.

Il 1° aprile 2011 è entrato in vigore il Decreto 19 gennaio 2011, intitolato "Determinazione degli ambiti territoriali del settore della distribuzione del gas naturale", che ha fissato in 177 il numero degli Ambiti Territoriali Minimi e stabilito l'impossibilità degli Enti Locali di indire individualmente la gara per l'affidamento delle concessioni gas.

Il 5 maggio 2011 è entrato in vigore il Decreto Interministeriale 21 aprile 2011, recante "Disposizioni per governare gli effetti connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n.164, recante norme comuni per il mercato del gas", che stabilisce l'obbligo di assunzione da parte del gestore di un numero complessivo di lavoratori determinato da un valore soglia minimo di 1.500 PdR per addetto.

Il 29 giugno 2011 è entrato in vigore il D.Lgs 1 giugno 2011, n. 93, il cui art. 24, comma 4, stabilisce che *"...a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione sono effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'articolo 46-bis, comma 2, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222"*.

Il 18 ottobre 2011 è stato pubblicato il Decreto interministeriale contenente l'elenco dei comuni che rientrano in ciascuno dei 177 ATEM.

Con il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, è stato adottato il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale (di seguito: Regolamento gare). Tale Regolamento gare prevede che gli Enti locali concedenti, appartenenti a ciascun ambito, demandino, in linea generale, al Comune capoluogo di provincia il ruolo di stazione appaltante per la gestione della gara per l'affidamento del servizio, che ha il compito di preparare e pubblicare il bando di gara e il disciplinare di gara e di svolgere e aggiudicare la gara per delega degli Enti locali concedenti. In particolare, nello svolgere dette attività la stazione appaltante deve attenersi agli schemi e alle indicazioni del bando di gara tipo e del disciplinare di gara tipo - di cui, rispettivamente agli allegati 2 e 3 del medesimo Regolamento gare - giustificando eventuali scostamenti; al termine di tali attività, la stazione provvederà ad inviare il bando di gara e il disciplinare di gara, insieme alla nota giustificativa degli scostamenti, all'Autorità, la quale può inviare proprie osservazioni alla stazione appaltante, entro trenta giorni. Lo stesso Regolamento gare, all'articolo 3, ha previsto anche poteri sostitutivi della Regione, nel caso in cui gli Enti locali concedenti non abbiano identificato la stazione appaltante o qualora la stazione appaltante non abbia pubblicato il bando di gara, prevedendo specifiche scadenze dei termini. Nello specifico, l'Allegato 1 del Regolamento gare elenca, per ogni ambito, la data limite entro la quale la provincia, in assenza del comune capoluogo di provincia, convoca i comuni d'ambito per la scelta della stazione appaltante e da cui decorre il tempo per l'eventuale intervento della Regione.

Successivamente, il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 è intervenuto a disciplinare il riconoscimento in tariffa del valore di rimborso delle reti esistenti (VIR) da riconoscere al gestore uscente, precisando che l'Autorità, limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi, riconosce in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località (RAB).

Il 13 dicembre 2012 l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas con la Delibera n. 532/2012/R/ gas ha dato attuazione alle disposizioni dell'articolo 4, comma 7, del Decreto sui criteri di gara n. 226/11, stabilendone le regole, i dati ed i formati per l'invio dello stato di consistenza delle reti alle stazioni appaltanti.

Il 5 febbraio 2013 il Ministro dello Sviluppo Economico, su proposta dall'Autorità con la Delibera n. 514/2012/R/gas del 6 dicembre 2012, ha approvato il contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività della distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, ha modificato in modo sostanziale l'art. 15, comma 5, D.Lgs. n. 164/2000, che stabiliva che al gestore uscente fosse riconosciuto un rimborso costituito dal cosiddetto V.I.R. (Valore Industriale Residuo). In particolare, il provvedimento stabilisce che il rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio di distribuzione gas, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, anche per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, che il Ministero dello Sviluppo Economico può predisporre, ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del Decreto Legge n. 69/13, convertito, con modificazioni, dalla Legge n. 98/13. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del 10% del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità, per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. Delle osservazioni dell'Autorità terrà conto la stazione appaltante, ai fini della determinazione del valore di rimborso da inserire nel bando di gara.

Con il decreto 22 maggio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico, in conformità con il Regolamento Gare, sono stati definite le linee guida, i criteri e le modalità operative da utilizzare per la valutazione del rimborso degli impianti di distribuzione. Avverso questo provvedimento RetiPiù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lazio in data 19 settembre 2014.

Il DL 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni dalla Legge 11 agosto 2014 n. 116, prevede che nella determinazione del valore di rimborso al gestore uscente nel primo periodo si segua la metodologia specificata nei contratti solo se stipulati prima dell'11 febbraio 2012, data di entrata in vigore del DM 11 novembre, 2011 n. 226, altrimenti si deve fare riferimento alle linee guida predisposte da MISE, approvate con DM 22 maggio 2014. Stabilisce, inoltre, un'ulteriore proroga dei termini per la pubblicazione del bando di gara per gli ambiti dei primi sei raggruppamenti, ai fini dell'intervento sostitutivo della regione e delle penali previste dall'art. 4, comma 5, del DL 21 giugno 2013, n. 69.

Con la delibera 26 giugno 2014, n. 310/2014/R/GAS, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10% e le modalità operative per l'acquisizione da parte dell'Autorità dei dati relativi al VIR, necessari per le verifiche di cui al DL 145/13. La deliberazione definisce inoltre le procedure per la verifica degli scostamenti tra VIR e RAB superiori al 10%, in attuazione delle disposizioni dell'articolo 1, comma 16, del medesimo decreto-legge. Successivamente, in data 7 agosto 2014, con la delibera n. 414/2014/R/GAS, l'Autorità ha definito i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari *benchmark* da utilizzare nell'analisi per indici di cui all'articolo 16, comma 1, della deliberazione 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, ai sensi dell'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 145/13. Avverso questo provvedimento RetiPiù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 10 novembre 2014.

In data 24 luglio 2014, con delibera 367/2014/R/gas, l'Autorità ha completato il quadro normativo per il quarto periodo regolatorio del servizio di distribuzione del gas naturale (2014-2019), integrando le disposizioni già approvate con la delibera 573/2013/R/gas con norme specifiche per le future gestioni d'Ambito. Il contenuto principale del provvedimento riguarda il riconoscimento tariffario dello stock di asset di proprietà del gestore uscente, che l'AEEGSI ha stabilito di differenziare distinguendo tra i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente e quelli in cui il gestore entrante coincide con quello uscente. Avverso questo provvedimento RetiPiù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 07 novembre 2014. Ricorso che è stato respinto con sentenza del 19 ottobre 2015. Sentenza appellata al Consiglio di Stato, in data 16 gennaio 2016.

Il decreto ministeriale 20 maggio 2015, n. 106 che ha modificato il Regolamento gare per renderlo congruente con le novità legislative intervenute dopo la sua emanazione e con la regolazione del IV periodo tariffario (2014-2019), definisce le modalità operative da seguire per il rispetto del criterio di gara relativo agli interventi di efficienza energetica nell'ambito ed esplicita i chiarimenti all'art.5 sul calcolo del valore di rimborso già forniti con le Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale, approvate con DM 22 maggio 2014.

Nella versione originaria, il Regolamento gare conteneva un cronoprogramma per lo svolgimento delle gare, cadenzato sulla base delle date limite previste per l'intervento sostitutivo della Regione, in caso di mancato avvio della gara da parte dei Comuni. Secondo tale cronoprogramma, le gare per l'affidamento del servizio nei 177 ATEM, avrebbero dovuto svolgersi in un arco temporale di 3 anni a partire dal 2012, declinate in 8 raggruppamenti. Le date limite individuate nel Regolamento gare, sono state oggetto di diversi interventi di modifica, a partire dal decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, nella legge 9 agosto 2013, n. 98 (di seguito: decreto-legge 69/13) e successivamente con il decreto-legge 145/2013, con il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, con il decreto legge 31 dicembre 2014, n. 192, come convertito dalla legge 27 febbraio 2015, n. 11 e in ultimo con la legge 21/16. In particolare, la legge 21/16 prevede, all'articolo 3, comma 2-bis, ulteriori rinvii rispettivamente di dodici mesi per gli ambiti del primo raggruppamento, di quattordici mesi per gli ambiti del secondo raggruppamento, di tredici mesi per gli ambiti del terzo, quarto e quinto raggruppamento, di nove mesi per gli ambiti del sesto e settimo raggruppamento e di cinque mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento, in aggiunta alle proroghe già vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione in analisi. Inoltre la norma ha cassato sia il potere sostitutivo statale in caso di inerzia della Regione, sia l'applicazione delle penalizzazione economiche per gli enti locali nei casi in cui gli stessi non avessero rispettato i termini per la scelta della stazione appaltante. In secondo luogo la nuova previsione ha definito che, scaduti tali termini, la Regione competente sull'ambito assegni alle stazioni appaltanti ulteriori sei mesi per adempiere, decorsi i quali avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta. Trascorsi due mesi dalla scadenza di tale termine senza che la Regione competente

abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministro dello Sviluppo Economico avvia a gara, nominando il commissario.

Con la delibera dell'Autorità 645/2015/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alla RTDG in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso a seguito delle gare per ambito di concessione

Con la delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2016-2018, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso, a favore dei gestori uscenti, degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/11, secondo le modalità definite con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas.

L'autorità, il 27 gennaio 2016, ha reso pubblici ulteriori chiarimenti in merito sia alla pubblicazione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio senza l'osservanza degli obblighi imposti dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, in materia di scostamenti tra i valori di rimborso ed i valori degli asset ai fini regolatori, sia agli obblighi previsti dall'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, in materia di bandi di gara.

Con la determina 5 febbraio 2016, 4/2016 – DIUC, è stata definita la stratificazione standard del VIR, ai sensi dell'art. 25, comma 3, della RTDG.

Rispetto ai primi bandi pubblicati l'Autorità, con le delibere 22 dicembre 2015, 631/2015/R/gas, e 650/2015/R/gas, ha formulato una serie di osservazioni in merito alla documentazione di gara inviata rispettivamente dal Comune di Milano, stazione appaltante dell'Atem Milano 1 - Città ed impianto di Milano e da Roma Capitale, stazione appaltante dell'Atem Roma 1 – Città ed impianto di Roma. Mentre, con le delibere 28 gennaio 2016, 26/2016/R/gas, 18 febbraio 2016, 59/2016/R/gas, e 25 febbraio 2016, 67/2016/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito ai valori di VIR con scostamento tra VIR e RAB maggiori di 10, con riferimento rispettivamente ai comuni dell'Atem Belluno, ai comuni dell'Atem Torino 2 - Impianto di Torino ed ai comuni dell'Atem Forlì Cesena.

Nel corso del 2015, con la pubblicazione dei primi 14 bandi, sui 95 giunti in scadenza, ha avuto avvio l'iter procedimentale per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale. Iter che sembra essere pesantemente condizionato e rallentato dalla complessità amministrativa creata dall'imponente apparato normativo prodotto in questi anni.

La prima gara ufficialmente avviata nel gennaio 2017 è stata quella dell'ATEM-Milano 1 - Città ed impianto di Milano, che, stando a quanto si riportata sull'avviso pubblicato dal Comune di Milano volto a selezionare i cinque componenti della commissione aggiudicatrice, dovrebbe "*presumibilmente*" essere aggiudicata entro il 30 giugno 2017.

Contesto di riferimento: la distribuzione dell'energia elettrica

Nell'ambito dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica RetiPù S.r.l. gestisce l'ultima fase della filiera col processo di consegna dell'elettricità all'utente finale dopo la produzione/importazione e la trasmissione e si realizza attraverso un'infrastruttura di rete tipica quale è la rete di distribuzione elettrica capillare fino agli utenti o utilizzatori finali, attraverso punti di consegna dell'elettricità (POD). Nel dettaglio l'attività di distribuzione dell'energia elettrica comprende le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta, media e bassa tensione, affidate in concessione, ivi comprese le operazioni fisiche di sospensione, riattivazione e distacco e le attività di natura commerciale connesse all'erogazione del servizio di distribuzione.

Il contesto di riferimento di settore è sicuramente più stabile di quello del gas, grazie al fatto che esso è regolamentato dal D.Lgs 16 marzo 1999 n.79, ai sensi del quale l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

RetiPù Srl è titolare della concessione dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel comune di Seregno in scadenza al 31 dicembre 2030.

La gara per l'affidamento del servizio predetto deve essere indetta non oltre il quinquennio precedente la scadenza del periodo transitorio e, quindi, non oltre il 31 dicembre 2025.

Contesto di riferimento: i servizi pubblici locali

Nell'ambito dei servizi pubblici locali RetiPù Srl gestisce l'impianto di illuminazione pubblica del comune di Seregno.

L'attuale quadro normativo di riferimento dei servizi pubblici locali è il risultato di una serie di interventi disorganici che hanno oscillato tra la promozione delle forme pubbliche di gestione e gli incentivi più o meno marcati all'affidamento a terzi mediante gara, tema sul quale hanno inciso anche il referendum abrogativo del 12 e 13 giugno 2011 sull'articolo 23-bis del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, e la sentenza della Corte costituzionale 20 luglio 2012, n. 199, che ha dichiarato incostituzionale il successivo articolo 4 del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138. Nel quadro della più ampia delega al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche, il Parlamento, con l'articolo 19 della legge 7 agosto 2015, n. 124, ha delegato il Governo ad intervenire sulla disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale, al fine di assicurare la chiarezza delle regole, la semplificazione normativa e di garantire la tutela e promozione del fondamentale principio della concorrenza. Riprendendo la definizione di matrice europea, i servizi pubblici locali di interesse economico generale sono quei servizi erogati o suscettibili di essere erogati dietro corrispettivo economico su un mercato, che non sarebbero svolti senza un intervento pubblico o sarebbero svolti a condizioni differenti in termini di accessibilità fisica ed economica, continuità, non discriminazione, qualità e sicurezza. Sono servizi che i comuni e le città metropolitane, nell'ambito delle rispettive competenze, assumono come necessari per assicurare la soddisfazione dei bisogni delle comunità locali, così da garantire l'omogeneità dello sviluppo e la coesione sociale.

In data 20 gennaio 2016, il Consiglio dei Ministri aveva approvato la bozza del decreto legislativo attuativo della Legge delega e contenente il "Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale". Con la sentenza 251 del 9 novembre 2016 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale delle disposizioni di delegazione della legge n. 124 del 2015. L'effetto, in concreto, è stato quello di determinare il Governo a ritirare i decreti legislativi appena approvati ma ancora non inviati alla firma del Presidente della Repubblica, quali il decreto sui servizi pubblici locali.

Contesto di riferimento: normativa relativa alle società partecipate dagli Enti Locali

Il decreto legislativo n. 175/2016 recante "*Testo Unico in materia di società partecipate dalla pubblica amministrazione*" è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 210 dell'8 settembre 2016, e rappresenta la nuova disciplina in materia. Il TUSP si applica alla costituzione di società da parte di amministrazioni pubbliche, nonché all'acquisto e alla gestione di partecipazioni, da parte di tali amministrazioni, in società a totale o parziale partecipazione pubblica diretta o indiretta. Alle società quotate e alle loro partecipate si applicano solo alcune disposizioni, inerenti alla condotta dell'azionista pubblico piuttosto che all'organizzazione o all'attività della società partecipata.

L'articolo 4 prevede condizioni e limiti per la costituzione di società a partecipazione pubblica ovvero per l'acquisizione o il mantenimento di singole partecipazioni. Le amministrazioni pubbliche, infatti, non possono, direttamente o indirettamente, costituire società aventi per oggetto attività di produzione di beni e servizi non strettamente necessarie per il perseguimento delle proprie finalità istituzionali, né acquisire o mantenere partecipazioni, anche minoritarie, in tali società. Inoltre, in aggiunta al suddetto principio generale, vengono indicate specifiche ipotesi, mutate dalla prassi applicativa e dalle regole desumibili dalla giurisprudenza nazionale ed europea, nelle quali la costituzione, l'acquisizione o il mantenimento delle partecipazioni pubbliche sono legittime: tra le altre, la produzione di un servizio di interesse generale; la progettazione e la realizzazione di un'opera pubblica; l'autoproduzione di beni o servizi strumentali all'ente o agli enti pubblici partecipanti. Infine, si prevedono ipotesi specifiche di acquisizione di partecipazioni societarie, in ragione della possibilità, per le pubbliche amministrazioni, di realizzare investimenti secondo i criteri propri di un qualsiasi operatore razionale in economia di mercato.

L'articolo 5 detta specifiche disposizioni in materia di obblighi motivazionali relativi alla decisione di costituire una società a partecipazione pubblica o di acquisire partecipazioni, con l'eccezione dei casi in cui la costituzione di una società o l'acquisto di una partecipazione, anche attraverso aumento di capitale, avvenga in conformità a espresse previsioni legislative.

L'articolo 6 razionalizza la governance delle società a controllo pubblico, dettando i principi fondamentali sull'organizzazione e sulla gestione di tali società, secondo criteri di economicità, di efficacia e di efficienza.

L'articolo 7 detta i criteri per la costituzione di società a partecipazione pubblica. L'atto deliberativo, che deve essere pubblicato sui siti istituzionali di tutte le amministrazioni pubbliche partecipanti, deve, inoltre, essere adottato con specifiche modalità: decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze di concerto con i ministri competenti per materia, previa deliberazione del Consiglio, in caso di partecipazioni statali; decreto del Presidente della Regione, a seguito di deliberazione della Giunta regionale, salvo diversa disposizione di legge della Regione, in caso di partecipazioni regionali; deliberazione del Consiglio comunale, in caso di partecipazioni comunali; deliberazione dell'organo amministrativo dell'ente, in tutti gli altri casi di partecipazioni pubbliche (in tale ultima ipotesi sono ricomprese anche le città metropolitane).

L'articolo 8, dettando i criteri per l'acquisto di partecipazioni in società già costituite, ribadisce le medesime modalità di adozione dell'atto deliberativo previste dall'articolo 7 del decreto per la costituzione di società a partecipazione pubblica.

L'articolo 11 prevede che i componenti dell'organo amministrativo di società a controllo pubblico debbano possedere, ferme restando le norme già vigenti in materia di incompatibilità e inconfiribilità degli incarichi, requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza, stabiliti con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze. Per tali società l'organo amministrativo è, di regola, costituito da un amministratore unico, salvo il caso in cui l'assemblea della società disponga, per specifiche ragioni di adeguatezza organizzativa, che la stessa sia amministrata da un consiglio di amministrazione composto da tre o cinque membri, ovvero che sia adottato uno dei sistemi alternativi di amministrazione e controllo previsti dal Codice civile (in tal caso il numero complessivo dei componenti degli organi di amministrazione e controllo non può essere superiore a cinque). Inoltre, è previsto che con DPCM, da adottarsi su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro delegato per la semplificazione e la pubblica amministrazione, ed entro sei mesi dall'entrata in vigore del decreto legislativo, siano definiti i criteri sulla base dei quali l'assemblea della società può disporre la suddetta diversa composizione dell'organo amministrativo. Con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze sono, invece, definiti i criteri di determinazione della remunerazione degli amministratori di società a controllo pubblico, mediante la previsione di limiti massimi di remunerazione proporzionati alla dimensione dell'impresa. Inoltre, gli amministratori delle società in controllo pubblico non possono essere dipendenti dell'amministrazione titolare della partecipazione o di quella titolare di poteri di indirizzo e di vigilanza e, in virtù del principio di onnicomprensività della retribuzione, qualora gli amministratori delle società in controllo pubblico siano dipendenti dell'amministrazione titolare della partecipazione, di quella titolare di poteri di indirizzo e di vigilanza o della società controllante, essi hanno l'obbligo di riversare i relativi compensi all'amministrazione o alla società di appartenenza. Gli statuti delle società controllate devono prevedere, tra gli altri, il divieto di corrispondere gettoni di presenza o premi di risultato deliberati dopo lo svolgimento dell'attività, o trattamenti di fine mandato, ai componenti degli organi sociali, nonché quello di istituire organi diversi da quelli previsti dalle norme generali in tema di società.

L'articolo 12 prevede che i componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società partecipate siano soggetti alle azioni civili di responsabilità previste dalla disciplina ordinaria delle società di capitali, fatta salva l'ipotesi di danno erariale. Costituisce danno erariale il danno, patrimoniale o non patrimoniale, subito dagli enti partecipanti, nonché il danno conseguente alla condotta dei rappresentanti degli enti pubblici partecipanti o comunque dei titolari del potere di decidere per esso, che abbiano con dolo o colpa grave trascurato di esercitare i propri diritti di socio, pregiudicando il valore della partecipazione.

L'articolo 17 contiene alcune specifiche disposizioni relative alle società a partecipazione mista pubblico-privata. La quota di partecipazione del soggetto privato non può essere inferiore al trenta per cento e la procedura di selezione pubblica del medesimo si svolge nel rispetto dei criteri di cui all'articolo 7 e ha ad oggetto, al contempo, la sottoscrizione o l'acquisto della partecipazione societaria da parte del socio privato e l'affidamento del contratto di appalto o di concessione oggetto esclusivo dell'attività della società mista (c.d. gara a doppio oggetto). La durata della partecipazione privata alla società non può essere superiore alla durata dell'appalto o della concessione per l'affidamento e l'esecuzione dei quali essa è costituita. Sono disciplinate le modalità di designazione degli organi di vertice, i contenuti degli statuti e le regole in materia di patti parasociali.

L'articolo 18 prevede la possibilità di quotazione in mercati regolamentati delle società a controllo pubblico, disciplinandone puntualmente la procedura decisoria: l'atto deliberativo prevede uno specifico programma avente ad oggetto il mantenimento o la progressiva dismissione del controllo pubblico sulla società quotata. È comunque fatta salva la possibilità di quotazione in mercati regolamentati di società a partecipazione pubblica singolarmente individuate, soggette a regimi speciali in base ad apposite norme di legge. L'articolo 20 prevede un meccanismo di

verifica e monitoraggio periodico dell'assetto complessivo delle società in cui le amministrazioni pubbliche detengono partecipazioni dirette o indirette, anche mediante la predisposizione di un piano di riassetto per la loro razionalizzazione, fusione o soppressione, anche mediante messa in liquidazione o cessione.

L'articolo 24 prevede una revisione straordinaria delle partecipazioni detenute direttamente o indirettamente dalle amministrazioni pubbliche. Quest'ultime, ove non riconducibili ad alcuna delle categorie previste dal decreto ovvero non soddisfino i requisiti e le condizioni per il mantenimento o l'acquisizione di partecipazioni, sono alienate. A tal fine, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del provvedimento, ciascuna amministrazione pubblica effettua, con provvedimento motivato, la ricognizione di tutte le partecipazioni possedute individuando quelle che devono essere alienate ovvero oggetto di operazioni di razionalizzazione, fusione o soppressione, anche mediante messa in liquidazione o cessione. Il provvedimento di ricognizione è inviato alla sezione della Corte dei conti competente nonché alla struttura competente per il controllo e il monitoraggio, perché verifichi il puntuale adempimento degli obblighi previsti dall'articolo in esame, anche ai fini dell'eventuale esercizio dei poteri di amministrazione straordinaria della società interessata. In caso di mancata adozione dell'atto ricognitivo ovvero di mancata alienazione entro i termini previsti, il socio pubblico non può esercitare i diritti sociali nei confronti della società e, salvo in ogni caso il potere di alienare la partecipazione, la medesima è liquidata in denaro, seguendo, non solo per le società per azioni ma anche per le srl, il procedimento di cui all'articolo 2437-quater del codice civile.

L'articolo 26 stabilisce che nei dodici mesi successivi alla sua entrata in vigore, il decreto non si applica alle società in partecipazione pubblica che abbiano deliberato la quotazione delle proprie azioni in mercati regolamentati con provvedimento comunicato alla Corte dei conti. Ove entro il suddetto termine la società interessata abbia presentato domanda di ammissione alla quotazione, il decreto continua a non applicarsi alla stessa società fino alla conclusione del procedimento di quotazione.

Quadro regolatorio del mercato della distribuzione gas metano

Il servizio di distribuzione del gas naturale è soggetto all'attività regolatoria dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico. L'Autorità è un organismo indipendente, istituito con la Legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. In particolare compito dell'Autorità è quello di regolare tutti gli aspetti connessi all'erogazione del servizio nei confronti degli utenti; tale attività incide direttamente sui fondamentali economici dei rapporti commerciali nei quali si traduce l'espletamento del servizio, quali la definizione delle condizioni economiche, delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio, quali gli standard qualitativi minimi;

La regolazione tariffaria rappresenta l'elemento più importante per le imprese di distribuzione, con essa infatti l'Autorità definisce tutti gli elementi che concorrono alla remunerazione del servizio ed alla valorizzazione degli asset aziendali.

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, sono stati approvati i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

Il TIWACC riporta la formula per la determinazione del WACC e relativo aggiornamento, considerando i diversi parametri che lo compongono: tasso reale di rendimento del capitale proprio (sulla base del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, del livello di inflazione, del *total market return* TMR e del livello del premio per il rischio paese CRP); costo del debito in termini reali; aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio; aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari; livello di *gearing* per il servizio infrastrutturale regolato; fattore correttivo per la copertura delle imposte sui profitti nominali. Inoltre, individua i parametri specifici dei diversi servizi con riferimento al livello di *gearing* (rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito) e al parametro *b* (misura del rischio sistematico e non diversificabile per ciascun servizio) in vigore dal 1 gennaio 2016 (ad eccezione dei parametri *b* relativi al settore elettrico, la cui fissazione avverrà a breve nell'ambito delle decisioni di revisione del periodo regolatorio). Nell'Allegato alla delibera sono quindi riportate tabelle con i valori specifici di parametri base del WACC, del livello di *gearing*, del *b* e del WACC. L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

La revisione della metodologia ha comportato la fissazione per il triennio 2016-18 di un rendimento sul capitale investito (in termini reali e pre-tasse) pari al 6,1% per la distribuzione gas e al 6,6% per la misura gas, con una riduzione di circa 80 punti base rispetto ai valori del 2015.

La tabella sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infra-strutturali dei settori elettrico e gas.

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%
(A) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione.			
(B) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale.			

Il 2016 è il terzo anno del quarto periodo regolatorio (2014-2019) del sistema tariffario della distribuzione e misura del gas, disciplinato dalla delibera 367/2014.

Il sistema tariffario risulta in continuità con l'anno precedente ed assicura a ciascun distributore un vincolo ai ricavi ammessi determinato dall'AEGGSI sulla base dei costi riconosciuti, espressi dalle tariffe di riferimento e dal numero medio di punti di riconsegna serviti nel 2016, rendendo i ricavi indipendenti dalla dinamica dei volumi distribuiti. Questo risultato viene ottenuto attraverso opportuni meccanismi di perequazione tariffaria che consentono ai distributori di regolare con la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) le differenze tra il proprio ricavo ammesso e il ricavo conseguito dalla fatturazione verso le società venditrici (determinato dall'applicazione ai clienti di tariffe obbligatorie determinate dall'Aeegsi per ambiti macroregionali). In particolare:

- il capitale investito riconosciuto nelle tariffe dell'anno t (2015) copre gli investimenti realizzati fino all'anno t-1 (2015), mediante l'applicazione di un tasso di remunerazione del capitale (WACC) pari al 6,1% per il servizio di distribuzione ed al 6,9% per quello di misura; è previsto il riconoscimento in tariffa degli ammortamenti calcolati sulla base delle vite utili regolatorie;
- i livelli dei costi operativi riconosciuti (differenziati per dimensione dell'impresa e densità della clientela) sono aggiornati tramite l'indice inflativo FOI pubblicato dall'Istat,

Sulla base di tali principi, con delibera 173/2016/R/gas l'Autorità ha approvato per il 2016 le tariffe di riferimento provvisorie (basate su una stima degli investimenti del 2015), mentre entro febbraio 2017 è attesa l'approvazione delle tariffe di riferimento definitive, che terranno conto degli investimenti consuntivi dell'esercizio 2015.

Con il documento per la consultazione 456/2016/R/gas l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha illustrato gli orientamenti finali per la definizione dei criteri per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale e per la determinazione del tetto al riconoscimento dei costi di capitale unitari per le località in avviamento. Rispetto alle tre diverse opzioni previste nel documento per la consultazione 205/2016/R/gas, relative ai criteri per il riconoscimento dei costi di investimento realizzati dalle imprese di distribuzione che gestiscono il servizio per ambito comunale o sovra-comunale o che si aggiudicano le gare per l'affidamento del servizio per ambito di concessione (per gli investimenti riportati nei piani di sviluppo che rispettano le condizioni minime di sviluppo e siano supportati da analisi costi-benefici ritenute adeguate da parte dell'Autorità), l'orientamento dell'Autorità è quello di implementare criteri di valutazione dei nuovi investimenti sulla base di costi *standard*, come definiti in apposito prezzario, e che tali criteri - in ragione degli approfondimenti necessari da effettuare - trovino applicazione a partire dall'anno tariffe 2019, con riferimento agli investimenti effettuali dall'anno 2018. Nell'attuale contesto di evoluzione del settore nella prospettiva delle gare per ATEM, in relazione alle quali il quadro di regole definite nel decreto n. 226/11 dovrebbe favorire un'efficiente allocazione delle risorse, evitando investimenti laddove non siano presenti reali esigenze di sviluppo della rete, l'Autorità ritiene che tale metodologia fornisca adeguati stimoli per uno sviluppo efficiente del servizio, sul piano dell'efficienza produttiva, in quanto le imprese sarebbero incentivate a sostenere costi inferiori rispetto al

benchmark fissato dalla medesima Autorità. Inoltre tale metodologia è compatibile con la prospettiva di una futura introduzione di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (*TOTEX*), che potrebbero essere valutate per la regolazione tariffaria del quinto periodo regolatorio che avrà inizio nell'anno 2020. Con riferimento alla definizione di un tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento viene confermato l'orientamento di prevedere che il limite sia fissato in logica *output based*, individuando una soglia massima in termini di spesa per utente servito. Si conferma quindi l'ipotesi di assumere la media della spesa per utente valutata al quarto anno di avviamento per le località con anno di prima fornitura compreso tra il 2003 e il 2005 (circa 3.300 Euro/pdr) e della spesa per utente per le località con anno di prima fornitura negli anni 2009 e 2010 (circa 7.200 Euro/pdr). Nel documento si esprime, inoltre, l'orientamento di prevedere, nel caso una quota degli investimenti sia coperta con contributi, che il tetto trovi applicazione con riferimento alla restante quota degli investimenti, non coperta da contributi, al fine di non introdurre elementi ostativi nei processi di metanizzazione. Viene infine confermata la decorrenza di tale tetto a partire dall'anno tariffe 2018, con riferimento agli investimenti realizzati a partire dall'anno 2017.

Con la delibera 704/2016/R/gas del 01.12.2016, "*Disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale*", l'Autorità ha avviato il tavolo di lavoro tecnico congiunto (tra le imprese di distribuzione, anche attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità) che in relazione al prezzario dovrà intervenire su tematiche quali: descrizione delle voci; criteri per la determinazione dei prezzi; identificazione delle quantità di riferimento per definire i costi riconosciuti; elaborazione di coefficienti correttivi; riconoscimento dei maggiori costi per manutenzioni straordinarie. In esito alle attività del tavolo congiunto è poi prevista una consultazione pubblica prima del provvedimento finale previsto entro il mese di ottobre 2017, affinché il prezzario possa essere applicato con riferimento agli investimenti realizzati nel 2018, con riflessi a partire dalle tariffe nel 2019. Tale provvedimento finale dovrà anche: definire meccanismi di sharing dei maggiori/minori costi sostenuti dalle imprese rispetto ai costi *standard*; introdurre eventuali vincoli in termini di percentuale massima di capitalizzazione delle spese; definire meccanismi di monitoraggio dell'efficacia nell'applicazione dei costi standard, soprattutto nei casi di rinnovo delle reti esistenti.

Per quanto riguarda il tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento, la delibera 704/2016/R/gas, stabilisce che:

- si applichi, nelle località in avviamento, a partire dal 2018 anziché dal 2017;
- trovi applicazione anche negli anni successivi al primo triennio in cui è avviato il servizio;
- sia rappresentato da una soglia massima, in termini di spesa per utente servito, pari a 5.250 euro/pdr, espressa a prezzi 2017 e rivalutabile annualmente con parametri Istat;
- trovi applicazione con riferimento alla restante quota degli investimenti che non sia coperta da eventuali contributi pubblici;
- trovi applicazione sia con riferimento alle imprese distributrici che gestiscono il servizio per ambito comunale o sovra-comunale, sia con riferimento alle imprese distributrici che si aggiudicano le gare per l'affidamento del servizio per ambito territoriale minimo.

Con la delibera 100/2016/R/com del 10.03.2016, "*Disposizioni relative alla emissione della fattura di chiusura per cessazione della fornitura di energia elettrica o gas naturale*", l'Autorità disciplina l'emissione della fattura di chiusura per cessazione della fornitura di energia elettrica o gas naturale. In tema di obblighi di rilevazione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura sono: disciplinate le attività che il distributore dovrà portare a termine in caso di autolettura e nei casi di cessazione della fornitura. E' indicato come, in coerenza con la regolazione già definita dall'Autorità, il distributore dovrà validare, ricondurre il dato alla data di cessazione della fornitura e comunicarlo all'utente. Sono altresì previste disposizioni in merito ai processi informativi tra venditore e distributore inerenti alla trasmissione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura, anche integrando la regolazione in quei casi non ancora disciplinati (autolettura in caso di cambio di controparte commerciale e voltura nel settore elettrico). In tale ambito viene infine evidenziato come, relativamente al cambio della controparte commerciale, verranno definiti con successivo provvedimento gli obblighi relativi alla rilevazione e messa a disposizione del dato di misura da parte del distributore. Vengono, inoltre, indicati due tipologie di indennizzi automatici in capo al distributore:

- il primo è da riconoscere al venditore che emette la fattura di chiusura in caso di mancato rispetto dei termini di messa a disposizione dei dati per tutti i casi di cessazione della fornitura. Il valore degli indennizzi a carico del distributore è posto, sia per il settore elettrico che per quello del gas, pari a 4 €, in caso di ritardo pari ad un giorno solare rispetto ai termini di messa a disposizione dei dati previsti dalla regolazione. È inoltre maggiorato di 0,20 € per ciascun ulteriore giorno di ritardo, fino ad un massimo di 22 € per ritardi superiori a 90 giorni solari. Il livello è fissato, anche in questo caso, secondo un criterio prudenziale e potrà essere aggiornato sulla base del monitoraggio che la delibera avvia.

- il secondo è da riconoscere al cliente finale nei casi in cui il distributore non mette a disposizione il dato di misura (dato effettivo, autolettura validata o dato stimato) funzionale alla cessazione della fornitura in tempo utile per il venditore per emettere la fattura di chiusura. L'indennizzo dovrà essere riconosciuto al cliente finale se il distributore non mette a disposizione i dati di cui sopra entro 30 giorni dalla cessazione della fornitura. Il livello dell'indennizzo è fissato pari a 35€ e dovrà essere riconosciuto nella fattura emessa dal venditore, anche basata su dati di misura stimati dal medesimo.

Con la delibera 102/2016/R/com del 10.03.2016, *“Regolazione della voltura nel settore gas e modifiche all'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 398/2014/r/eel”*, l'Autorità definisce le disposizioni funzionali in merito all'implementazione, per il tramite del Sistema Informativo Integrato SII, del processo di voltura anche per il settore del gas naturale, in analogia a quanto approvato per il settore elettrico con la delibera 398/2014/R/eel. La delibera disciplina la rilevazione e successiva messa a disposizione agli utenti della distribuzione interessati dei dati di misura raccolti in occasione della voltura, con riferimento ai punti non letti mensilmente con dettaglio giornaliero, prevedendo che l'impresa di distribuzione sia tenuta ad effettuare la rilevazione del dato di misura alla data di attivazione contrattuale e definendo tempistiche e modalità di trasmissione dell'autolettura acquisita dal cliente finale richiedente, anche alla luce di quanto previsto dalla deliberazione 100/2016/R/com. Conferma quanto illustrato in consultazione relativamente alle attività di *settlement* collegate alle richieste di voltura, non introducendo una comunicazione specifica da parte del SII a favore del responsabile del bilanciamento per un suo utilizzo ai fini dell'algoritmo di calcolo della sessione di bilanciamento. Individua alcuni principi generali cui l'impresa di distribuzione deve attenersi relativamente alle modalità di gestione di una richiesta di voltura in concomitanza con altre richieste di prestazioni concernenti il medesimo punto.

Con la delibera 209/2016/E/COM del 05.05.2016 il *“Testo integrato in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità”*, l'Autorità ha approvato il Testo Integrato Conciliazione (TICO), contenuto nell'allegato della delibera. Tale disciplina, in attuazione della legge istitutiva dell'Autorità e del Codice del consumo, definisce la procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio Conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale, nonché individua le procedure alternative esperibili, mediante un testo ricognitivo e organico. Per quanto riguarda l'ambito di applicazione e le tipologie di controversie, la procedura si applica, dall'1 gennaio 2017, ai clienti finali di gas naturale e di gas diversi distribuiti a mezzo di reti urbane alimentati in bassa pressione, e ai clienti finali di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione, domestici e non domestici, includendo anche i *prosumer*, per le controversie nei confronti degli operatori e, limitatamente ai *prosumer*, anche del GSE per il ritiro dedicato e lo scambio sul posto. Per quanto riguarda la procedibilità e gli effetti del tentativo obbligatorio di conciliazione, l'Autorità stabilisce che la condizione di procedibilità per gli eventuali seguiti giurisdizionali si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio Conciliazione si conclude senza l'accordo, includendo anche i casi di mancata comparizione della controparte, fermo restando gli eventuali provvedimenti.

Con la delibera 302/2016/R/com del 09.06.2016, *“Modalità e tempistiche relative alla disciplina del recesso dai contratti di fornitura”*, l'Autorità ha modificato le modalità e tempistiche per l'esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura dei clienti finali di piccole dimensioni, anche al fine di omogeneizzare la disciplina al contesto di evoluzione del mercato *retail*.

Con la delibera 463/2016/R/com del 05.08.2016, *“Disposizioni relative alla fatturazione di periodo, indennizzi a carico dei venditori e delle imprese di distribuzione e ulteriori obblighi in capo alle suddette imprese in tema di misura”*, l'Autorità ha approvato il Testo integrato sulla fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF), introducendo indennizzi, nonché ulteriori obblighi in tema di misura, a carico dei venditori e delle imprese di distribuzione. In particolare, nel caso in cui l'impresa di distribuzione di energia elettrica, con riferimento ai clienti trattati per fascia, abbia stimato i dati di misura per due mesi consecutivi è tenuta a riconoscere al cliente finale, tramite il venditore, un indennizzo di ammontare pari a 10,00. Il diritto a ciascun indennizzo nei casi sopra specificati entra in vigore dal 1° gennaio 2017, ma viene prevista una deroga per il riconoscimento dell'indennizzo al cliente finale; in sede di prima applicazione, infatti, l'indennizzo può essere corrisposto entro un termine pari al doppio rispetto a quanto normalmente previsto dalla regolazione. Per quanto riguarda la disciplina della misura del settore elettrico e su quella del gas naturale la delibera prevede:

- Interventi inerenti la misura per il settore elettrico:
 - la periodicità di rilevazione dei dati di misura viene aumentata: per i punti trattati monorari con potenza non superiore ai 16,5 kW sarà infatti obbligatorio un tentativo di lettura ogni 4 mesi (attualmente è un tentativo all'anno);
 - per i punti trattati monorari, è inoltre introdotto un obbligo di reitero del tentativo di lettura nel caso di almeno due tentativi di lettura falliti consecutivi e di assenza di autoletture validate; o è introdotta

- la procedura di validazione di tutte le autoletture che il venditore trasmette all'impresa di distribuzione (comprese quelle provenienti da reclami dei clienti finali);
- Interventi inerenti la misura per il settore gas:
 - è introdotta la procedura di validazione delle autoletture provenienti da reclami dei clienti finali che il venditore trasmette all'impresa di distribuzione;
 - Interventi inerenti la misura per entrambi i settori:
 - le imprese di distribuzione hanno l'obbligo di registrare le cause (opportunamente codificate) dei tentativi di lettura falliti;
 - sono introdotti indennizzi automatici in capo alle imprese di distribuzione da corrispondere al venditore in caso di messa a disposizione dei dati di misura in ritardo; i livelli dei suddetti indennizzi vengono fissati in coerenza con quelli attualmente già previsti dalla regolazione e potranno essere oggetto di opportune revisioni alla luce dei primi esiti relativi all'applicazione dei medesimi.

Oltre alla regolazione tariffaria l'Autorità provvede a disciplinare i livelli di qualità del servizio di distribuzione gas. Con la delibera 574/2013/R/gas del 12.12.2013, è stata approvata la *"Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG)"*. In continuità con il precedente periodo di regolazione, la delibera disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi, l'odorizzazione del gas. Rispetto alla precedente regolazione viene confermato e rafforzato l'obiettivo di minimizzare il rischio di incidenti provocati dal gas distribuito; con il fine della salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito. Fra le novità introdotte vi è quella della revisione della periodicità di ispezione delle reti di distribuzione di gas naturale, passata da quadriennale a triennale per le reti in alta e media pressione, mentre è stata confermata la frequenza quadriennale per la rete in bassa pressione. Con riferimento al servizio di pronto intervento, l'Autorità ha confermato l'obbligo di garantire una percentuale minima annua di chiamate pari al 90% con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti, aggiornando le disposizioni relative alle modalità organizzative del servizio stesso. Con riferimento ai tempi massimi per l'esecuzione delle prestazioni da parte delle imprese di distribuzione, la RQDG ha introdotto, per il periodo 2014-2019, molte novità, tra le quali si ricorda: l'eliminazione della diversificazione degli standard in funzione della classe del gruppo di misura (esecuzione di lavori semplici, attivazione e disattivazione della fornitura), l'introduzione dell'abbassamento del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi, la trasformazione da generale a specifico dello standard concernente il tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto, l'introduzione di un livello specifico concernente il tempo di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale e l'aggiornamento degli importi relativi agli indennizzi automatici. Nello specifico va ricordata l'introduzione del livello specifico del tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura, che le imprese di distribuzione devono rispettare a partire dall'1 gennaio 2015. La RQDG, inoltre, prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui erogare la prestazione e, per i livelli specifici, un indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Per contro, la RQDG ha introdotto un meccanismo che riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli delle dispersioni, così da ridurre il numero di quelle segnalate da terzi, e del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dalla delibera. La RQDG è stata successivamente modificata ed integrata da vari provvedimenti emanati dall'Autorità: 64/2014/R/gas, 261/2014/R/gas, 117/2015/R/gas, 413/2016/R/com, 686/2016/R/gas, 795/2016/R/com.

Con la delibera ARG/gas 99/11, pubblicata il 29 luglio 2011, l'Autorità ha introdotto il cosiddetto *"Servizio di Default"*, che trasferisce dal venditore al distributore la titolarità di tutti i Punti di Riconsegna per i quali sia stata dichiarata la cessazione amministrativa, a seguito dell'impossibilità di dar seguito alla richiesta di sospensione delle forniture per morosità. Pertanto il distributore, si deve sostituire al venditore, ed effettuare ogni tentativo di disalimentazione, anche mediante iniziative giudiziarie finalizzate ad ottenere un provvedimento giudiziario di accesso forzoso, per non incorrere, dopo i 6 mesi dall'attivazione del *"Servizio di Default"*, nell'obbligo di versamento alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) di penali commisurate ai ricavi derivanti dalla componente relativa al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione di cui all'articolo 10 del TIVG (Componenti fissate dall'Autorità ai sensi del RTDG) con riferimento ai Punto di Riconsegna cui è erogato il Servizio di Default. La delibera, in considerazione dei ricorsi proposti da molte imprese di distribuzione del gas tra i quali anche la nostra società e dei provvedimenti adottati dal giudice amministrativo, è stata successivamente modificata ed integrata da numerosi provvedimenti emanati dall'Autorità: 66/2012/R/gas, 352/2012/R/gas, 353/2012/R/gas, 540/2012/R/gas, 67/2013/R/com, 173/2013/R/com, 241/2013/R/gas, 533/2013/R/gas,

84/2014/R/gas, 134/2014/R/gas, 418/2014/R/gas, 258/2015/R/com. Da ultimo con delibera 711/2016/R/com del 01.12.2016, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'adozione di provvedimenti regolatori atti ad affinare l'attuale disciplina relativa alla morosità nei mercati retail dell'energia elettrica e nel gas naturale anche in ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia, n. 1629/2016, che ha accolto parzialmente il ricorso avverso la delibera 258/2015/R/com di alcuni distributori.

L'Autorità, nel corso del 2015, con la Delibera 554/2015/R/gas ha modificato ulteriormente gli obblighi previsti dalla Delibera ARG/gas n. 155/08 relativi all'introduzione della telelettura/telegestione dei misuratori gas. In particolare l'Autorità, ha fissato che il soggetto responsabile del servizio di misura è tenuto a installare e mettere in servizio i gruppi di misura conformi ai requisiti funzionali richiesti nei punti di riconsegna della rete di distribuzione del gas naturale in cui opera, soddisfacendo al minimo il seguente programma temporale:

- con riferimento ai punti di riconsegna con classe del gruppo di misura maggiore di G40, il 100% in servizio dei punti di riconsegna esistenti alla data del 29 febbraio 2012;
- con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura uguale a G40: il 95% in servizio entro il 31 dicembre 2013; il 100% in servizio entro il 31 dicembre 2014;
- con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura uguale a G25 e G16: il 25% in servizio entro il 31 dicembre 2013; il 60% in servizio entro il 31 dicembre 2014; il 100% in servizio entro il 31 dicembre 2015;
- con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura uguale a G10: il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2014; il 30% in servizio entro il 31 dicembre 2015; il 50% in servizio entro il 31 dicembre 2016; l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2017; il 100% in servizio entro il 31 dicembre 2018;
- con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura minore o uguale a G6:
 - per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013: il 3% installato entro il 31 dicembre 2014; il 3% in servizio entro il 31 dicembre 2015; il 10% installato entro il 31 dicembre 2015; il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2016; il 33% in servizio entro il 31 dicembre 2017; il 50% in servizio entro il 31 dicembre 2018;
 - per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000 al 31 dicembre 2014: il 3% installato entro il 31 dicembre 2015; il 3% in servizio entro il 31 dicembre 2016; il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2017; il 33% in servizio entro il 31 dicembre 2018;
 - per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 50.000 e 100.000 al 31 dicembre 2015: l'8% in servizio entro il 31 dicembre 2018.

La delibera 29 dicembre 2016 821/2016/R/gas, ha introdotto, previa informativa da inviare all'Autorità entro il 31 gennaio 2017, la possibilità per le imprese distributrici di gas naturale di rinviare a fine 2017 l'utilizzo della gestione da remoto della chiusura dell'elettrovalvola presente sugli *smart meter* gas G4 e G6.

Quadro regolatorio del mercato della distribuzione energia elettrica

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, sono stati approvati i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

La revisione della metodologia ha comportato la fissazione per il triennio 2016-18 di un rendimento sul capitale investito (in termini reali e pre-tasse) pari al 5,6% per la distribuzione e misura elettrica, con una riduzione di circa 80 punti base rispetto ai valori del 2015.

Con il 2015 si è concluso il periodo regolatorio 2012-2015 e con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel stata approvata la Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023, contenente il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT 2016-2019, Allegato A), il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME 2016-2019, Allegato B) e il *Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* (TIC 2016-2019, Allegato C).

Il provvedimento ha esteso a otto anni la durata del periodo regolatorio, articolandolo in due quadrienni (NPR1 2016-2019 e NPR2 2020-2023). I criteri tariffari utilizzati nel NPR1 sono in sostanziale continuità di metodo con la regolazione vigente al 2015, mentre nel NPR2 verrà adottato, in via sperimentale, un nuovo approccio tariffario

basato sul riconoscimento della spesa totale (totex) invece che sulla demarcazione, finora adottata, tra costi di capitale e operativi.

In relazione alla fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, la disciplina prevede nel NPR1 un'impostazione per cui le tariffe di trasmissione e distribuzione rispecchiano i costi, evitando duplicazioni e escludendo le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing* che non riflettano specifici obblighi normativi). Con riferimento alle ipotesi di *sharing*, si adotta una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel periodo regolatorio tra utenti e imprese (50%-50%) e di conseguenza il livello di costo riconosciuto è fissato pari al livello del costo operativo effettivo per l'anno 2014 aumentato della quota dei recuperi di produttività lasciata in capo alle imprese.

Per l'NPR1 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a:

- 1,0% per il servizio di trasmissione;
- 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio);
- 1,0% per il servizio di misura.

Per quanto riguarda l'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1, si prevede di confermare l'ipotesi di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio e di confermare i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio. Il provvedimento prevede, inoltre, che i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del 2012-2014 siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR1, vale a dire entro la fine dell'anno 2019.

Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto nel NPR1 la delibera conferma la sostanziale continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori, modificando solo alcuni criteri di compensazione del *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti. Relativamente alla revisione delle vite utili, si prevede di limitare la revisione alle tipologie di cespiti relativi alle linee elettriche (alta e altissima tensione, media e bassa tensione) e alle prese utenti. Per quanto concerne la determinazione del capitale circolante netto si conferma il metodo parametrico in funzione delle immobilizzazioni nette, prevedendo l'applicazione di una percentuale inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione. Il parametro β unlevered viene determinato pari a 0,35 per il servizio di trasmissione e pari a 0,39 per quello di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Per i livelli iniziali dei costi operativi la disciplina ha previsto per il NPR1 l'usuale impostazione, che dimensiona i costi riconosciuti a partire dal livello medio nazionale, come rilevato dai valori contabili del 2014. È stato inoltre mantenuto il criterio del profit sharing, con una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo regolatorio tra clienti e imprese (50%-50%). L'*X-factor* fissato dall'AEEGSI per gli aggiornamenti annuali risulta pari, per la distribuzione elettrica, a 1,9% in termini reali ed è funzionale a riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio.

Al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni viene introdotta una modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo (fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (fondata su un regime parametrico). Le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo hanno in ogni caso la possibilità di accedere al regime di riconoscimento individuale dei costi; in tal caso devono rispettare alcuni requisiti di qualità aggiuntivi. Per le imprese sotto la soglia dei 100.000 punti di prelievo, la delibera aveva previsto che le modalità di attuazione di tale normativa sarebbero state definite entro la fine del mese di luglio 2016. In data 21 luglio 2016 è stata diffusa la consultazione 428/2016/R/EEL recante criteri per il riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.

Con la delibera 06 dicembre 2016 734/2016/R/eel, l'Autorità ha: (i) approvato le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016 per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica; (ii) disposto che, con riferimento a ciascuna impresa che serva fino a 100.000 punti di prelievo, le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016, a copertura dei costi relativi al servizio di misura dell'energia elettrica per i punti di prelievo in bassa tensione, siano pari alla tariffa *MIS_c* di cui all'articolo 12 del TIME 2016; (iii) stabilito che i termini entro cui le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo possono richiedere, ai sensi del comma 4.2 della deliberazione 654/2015/R/EEL, l'applicazione del regime puntuale di determinazione delle tariffe di riferimento, vengano definiti, anche con riferimento alle tariffe relative all'anno 2016, in esito alla definizione dei criteri di riconoscimento parametrico dei

costi. Per il servizio di connessione la delibera ha previsto che si proceda alla razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi entro fine luglio 2017.

Con la delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel, sono stati approvati i Capitoli del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. Il Codice di rete, che definisce le condizioni generali di contratto tra le imprese distributrici e gli utenti del servizio (i venditori), ha stabilito:

- l'introduzione di tre tipologie di fattura: (i) la fattura di ciclo, comprensiva di tutte le partite attinenti al servizio di trasporto e delle rettifiche di conguaglio; (ii) la fattura di rettifica, relativa a rettifiche di importi precedentemente fatturati in relazione al servizio di trasporto diverse da quelle di conguaglio; (iii) la fattura relativa a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi;
- che le fatture di ciclo e le fatture di rettifica possano essere emesse solo successivamente alla messa a disposizione degli utenti dei dati di misura validati e, in particolare, che l'emissione venga effettuata entro quattro giorni lavorativi dalla messa a disposizione dei dati di misura all'utente;
- la definizione dello standard e delle modalità operative di invio delle fatture, con l'obiettivo di rendere più trasparente ed efficiente il processo di fatturazione;
- due scadenze fisse mensili per la decorrenza dei termini di pagamento con riferimento alle fatture di ciclo, coerenti con le tempistiche di emissione delle fatture e con i termini di messa a disposizione dei dati di misura; la scadenza di pagamento pari a 30 giorni dalla data di emissione per le fatture di rettifica e per le fatture relative a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi;
- l'obbligo, per i distributori, di mettere a disposizione i dati di misura validati per i punti di prelievo trattati su base oraria entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo al mese in cui il servizio è stato erogato;
- l'introduzione di un sistema di indennizzi a carico dei distributori in relazione alla tipologia e alla tempistica di messa a disposizione dei dati di misura ai venditori;
- le garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori: il Codice di rete tipo disciplina le forme di garanzia ammesse ai fini della conclusione del contratto di trasporto, nonché i criteri per la loro gestione e per la gestione degli inadempimenti dell'utente, relativi sia alle obbligazioni connesse agli adeguamenti delle garanzie medesime sia alle obbligazioni di pagamento degli importi fatturati

Successivamente, con la delibera 11 dicembre 2015, 609/2015/R/ eel, l'Autorità è intervenuta sul tema delle garanzie e del pagamento delle fatture prevedendo:

- la revisione di alcune disposizioni per l'accesso al *rating* e alla *parent company guarantee* e l'introduzione di un periodo transitorio con l'obbligo, per l'utente del trasporto, di adeguare le garanzie a un importo pari alla stima di tre mesi di erogazione del servizio entro il 12 febbraio 2016;
- l'unificazione della decorrenza dei termini di pagamento per tutte le tipologie di fattura (fatture di ciclo, fatture di rettifica e fatture relative a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi) e lo slittamento della scadenza di pagamento per le fatture di ciclo non emesse nei termini previsti.

Con la delibera 268/2015/R/eel sono state riviste le tempistiche di versamento alla CSEA degli oneri generali e delle ulteriori componenti, al fine di prevedere un allineamento delle tempistiche di versamento degli stessi alle tempistiche attualmente previste per il versamento della componente A₃ - a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate - al Gestore dei servizi energetici (GSE); è stata, inoltre, eliminata la quota dello 0,5% dell'importo dovuto alla CSEA e al GSE trattenuta dalle imprese distributrici, introdotta per tenere conto degli importi inesigibili per morosità dal provvedimento CIP 3/88.

In merito alla regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, già aggiornata con la delibera 4 dicembre 2014, 595/2014/R/eel, l'Autorità ha disposto, con la delibera 11 febbraio 2016, 48/2016/R/eel, che i corrispettivi per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta siano applicati ai singoli misuratori, in relazione al livello di tensione effettivo del punto di misura cui il misuratore si riferisce, e non più in relazione al punto di connessione con la rete.

Con la delibera 10 novembre 2016 646/2016/R/eel, l'Autorità ha definito, per il triennio 2017-2019, il *Riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e altre disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione*. L'intento dichiarato dall'Autorità è quello di favorire lo sviluppo economico ed efficiente del servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione, con minimizzazione dei costi nel lungo periodo, e l'efficacia in termini di prestazioni fornite, intesa come pieno dispiegamento dei benefici dei sistemi di smart metering 2G, ottenibili con la sostituzione degli attuali contatori elettronici con quelli di seconda generazione (2G). La delibera prevede che, a partire dall'anno 2020, il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo sia effettuato sulla base di

criteri fondati sulla spesa totale (Totex). Inoltre stabilisce che l’Autorità, tenuto conto degli effetti prodotti dalla disciplina approvata con la presente deliberazione ed eventualmente sulla base di specifiche analisi costi-benefici, anche a livello di sistema, con successivo provvedimento introduca obblighi di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G, anche al fine di evitare discriminazioni tra clienti a livello nazionale. Infine stabilisce che, con successivo provvedimento da adottarsi entro il 30 giugno 2017, verranno fissati:

- i criteri di riconoscimento dei costi di capitale per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo che non abbiano ancora avviato il proprio piano di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G;
- gli specifici incentivi che favoriscano l’installazione di misuratori 2G prima dell’approvazione e dell’avvio del piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G;
- i criteri di riconoscimento dei costi per l’installazione di sistemi di smart metering 2G per le imprese che servano meno di 100.000 punti di prelievo.

Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione gas metano

Il susseguirsi di numerosi provvedimenti normativi che hanno apportato ulteriori modifiche al quadro regolatorio delle gare d’Ambito per l’affidamento del servizio di distribuzione gas, di fatto ha bloccato l’avvio delle procedure di gara sull’intero territorio nazionale, prorogando la situazione di stallo che da anni blocca lo sviluppo competitivo del settore. L’attività si è, pertanto, concentrata sulle attività di riorganizzazione finalizzate a rafforzare la competitività aziendale in vista delle gare d’ATEM. In particolare, per quanto riguarda gli ATEM MB2 e CO1, sensi dell’art. 5 D.M. 12/11/2011 n.226, si sono sottoscritti con le amministrazioni competenti i verbali di determinazione del Valore di Rimborso degli affidamenti gestiti, calcolati sulla base di quanto stabilito nel contratto di servizio e applicando integralmente i criteri e le modalità contenute nel DM 22 maggio 2014 “Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale”.

L’attività di gestione nel corso del 2016 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

Gas metano	2016	2015
Concessioni gestite	25	25
PDR	207.423	207.179
Gas distribuito (smc)	338.768.173	330.800.863
Attività su richiesta dei clienti finali	706	557
Attività su richiesta delle società di vendita	16.457	15.871
Attività in pronto intervento	5.134	2.681
Switch gestiti	17.597	16.518
Bonus gas gestiti	5.323	5.959
Pratiche di default gestite	268	169
Società di vendita attive	117	111

Le attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita evidenziano un lieve incremento rispetto ai dati 2015 dovuto in massima parte alla riduzione del listino prezzi introdotta nel giugno 2016. L’incremento delle attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita non ha, comunque, permesso di compensare la riduzione dei ricavi tariffari conseguente ai nuovi criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito. L’incremento delle attività di pronto intervento è dovuto ad un problema di dosaggio dell’odorizzante in occasione dell’installazione di un nuovo impianto di odorizzazione ad iniezione.

Per quanto riguarda gli standard di sicurezza e continuità e la qualità del servizio erogato da RetiPiù, va innanzitutto ricordato che l’attuale quadro regolatorio, disciplinato dalla delibera dell’Autorità 574/2013/R/gas, spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Per garantire nel tempo le massime condizioni di sicurezza, efficienza ed eccellenza, RetiPiù da un lato effettua costanti interventi di monitoraggio dello stato delle proprie reti ed impianti, assicurandone la continua e periodica manutenzione nel rispetto delle normative tecniche del settore, mentre dall’altro pone particolare attenzione nell’organizzazione del proprio sistema di Pronto Intervento, in modo da poter fronteggiare con la massima tempestività ogni

eventuale situazione di potenziale pericolo. Impegno che pone RetiPù tra le prime aziende a livello nazionale e che ha permesso di alla nostra società di vedersi riconoscere gli incentivi previste dalle RQDG.

Per quanto riguarda la qualità del servizio il livello di qualità commerciale viene misurato tramite un indice generale che rappresenta la percentuale di prestazioni non eseguite nei tempi standard previsti dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, in riferimento ad attivazioni, riattivazioni, disattivazioni, preventivi ed esecuzione lavori semplici e complessi.

RetiPù ha confermato anche nel 2016 i livelli di eccellenza raggiunti negli ultimi anni in relazione agli standard di qualità e sicurezza stabiliti dall'Autorità.

Servizio GAS		2016	2015
Livelli Specifici di Qualità Commerciale		% rispetto	% rispetto
Preventivazione per lavori semplici		99,57%	97,3%
Preventivazione di lavori complessi		100,00%	100,0%
Esecuzione di lavori semplici		98,87%	94,7%
Attivazione della fornitura		99,85	99,7%
Disattivazione della fornitura		99,98	99,9%
Riattivazione in caso di distacco per morosità		99,28%	98,8%
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità		100,00%	99,6%
Verifica gruppo di misura		100,00%	96,3%
Verifica della pressione di fornitura		100,00%	100,0%
Fascia di puntualità per appuntamenti		99,85%	99,9%
Dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura		100,00%	100,0%
Altri dati tecnici		93,68%	82,0%
Livelli Generali di Qualità Commerciale		% rispetto	% rispetto
Esecuzione di lavori complessi		100,00%	100,0%
Risposta reclami o richieste scritte		100,00%	97,3%
Pronto intervento		% rispetto	% rispetto
Chiamate telefoniche per pronto intervento		91,38%	96,4%
Uscite per pronto intervento		96,34%	99,3%

Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione energia elettrica

L'art. 9 del D.Lgs 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", stabilisce che le concessioni di distribuzione di energia elettrica rilasciate alle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto stesso, hanno scadenza il 31 dicembre 2030, pertanto non sono ipotizzabili sviluppi competitivi del settore.

L'attività di gestione nel corso del 2016 e stata caratterizzata dai seguenti dati:

Energia Elettrica	2016	2015
Concessioni gestite	1	1
POD	25.537	25.427
Energia elettrica distribuita (kWh)	137.049.715	138.711.172
Attività su richiesta dei clienti finali	47	68
Attività su richiesta delle società di vendita	3.328	3.814
Attività in pronto intervento	338	338
Switch gestiti	8.438	1.253
Bonus energia gestiti	647	727
Produttori gestiti	260	251
Società di vendita attive	60	55

Le attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita evidenziano una riduzione rispetto al dato 2015 dovuto al perdurare della crisi immobiliare che continua ad impattare negativamente sulla domanda di nuovi allacciamenti e lavori connessi da parte dei clienti. Va segnalato anche per il 2016 l'aumento del numero dei produttori di energia elettrica, a conferma della tendenza alla diffusione della figura del "prosumer" (produttore e consumatore assieme) che in Italia copre circa più del 10% dell'elettricità consumata.

Anche nel 2016 RetiPiù ha raggiunto livelli di eccellenza rispetto agli standard di servizio della qualità commerciale fissati dall'Autorità (deliberazione n.198/11), che definiscono i tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore. Il sistema integrato AMM aziendale permette la conduzione e telelettura a distanza dei contatori elettronici installati presso tutti i POD gestiti da RetiPiù, contribuendo in modo determinante al raggiungimento degli standard aziendali.

Servizio Energia Elettrica Livelli Specifici di Qualità Commerciale	2016 % rispetto	2015 % rispetto
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT	100%	100,0%
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	100%	100,0%
Esecuzione di lavori semplici	100%	100,0%
Attivazione della fornitura	100%	99,9%
Disattivazione della fornitura	100%	99,7%
Riattivazione per morosità	99,47%	98,9%
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	99,91%	99,8%
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	100%	57,1%
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	100%	100%
Richiesta altri dati tecnici	93,33%	88,9%
Livelli Generali di Qualità Commerciale	% rispetto	% rispetto
Esecuzione di lavori complessi	100%	100,0%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione	100%	100,0%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura	100%	100,0%
Risposta a richieste di informazioni riguardanti la conoscenza del livello di potenza di cortocircuito presso il proprio punto di connessione alla rete	100%	100,0%
Pronto intervento	% rispetto	% rispetto
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle ore 8.00 alle ore 18.00	100%	100,0%
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle ore 18.00 alle ore 8.00 e nei giorni non lavorativi	83,33%	100,0%

Attività di gestione e sviluppo degli altri settori in cui opera la società

Illuminazione pubblica

Il settore dell'illuminazione pubblica oggi presenta grandi potenzialità di sviluppo, soprattutto rispetto alle attività di efficientamento energetico, funzionali alla riduzione e razionalizzazione dei consumi, ed a quelle di sviluppo ed applicazione delle nuove tecnologie che permettono di fare di un impianto di illuminazione pubblica il fulcro di tutti i sistemi «Smart City» richiesti dai cittadini e dagli Amministratori comunali.

Per questi motivi il 2016 è stato caratterizzato da una rinnovata attenzione ed un particolare impegno nel settore, che ha portato alla presentazioni di progetti di finanza ai sensi degli artt. 179, comma 3, e 183, comma 15, del D.Lgs 18 aprile 2016, n. 50. Questi progetti sono stati focalizzati in modo particolare sulle tematiche dell'efficientamento, del risparmio energetico e dello sviluppo delle "reti intelligenti".

L'attività di gestione nel corso del 2016 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

illuminazioni pubblica	2016	2015
Concessioni gestite	1	1
Contratti di manutenzione gestiti	1	1
Punti luce gestiti	8.950	8.950

Centro Ispezioni Metrologiche

Nel corso del 2016 è iniziata l'attività del Centro Ispezioni Metrologiche di RetiPiù Srl, con l'obiettivo di internalizzare completamente le attività di ispezione metrologica e di ampliare il nostro perimetro operativo nel settore della misura. Settore che sta acquisendo sempre maggiore rilevanza nel settore delle utilities. In data 16 dicembre 2016 il Centro Ispezioni Metrologiche di RetiPiù Srl ha ottenuto l'accreditamento ISO/IEC 17020/2012 quale organismo di ispezione di Tipo C, in materia di operazione di verifica dispositivi di conversione del volume associato a contatori gas (Tipo 1 e Tipo 2) in conformità a quanto previsto dal D.M. 75/2012

Servizi specialistici intercompany

Oltre questo servizio RetiPiù gestisce una serie di contratti intercompany finalizzati a fornire servizi specialistici alle altre società del Gruppo quali la gestione dei sistemi informativi di Gruppo e la consulenza e supporto in attività di pianificazione e sviluppo strategico.

Evoluzione prevedibile della gestione

La mission di RetiPiù Srl è di essere tra le prime aziende italiane nella distribuzione di energia per qualità del servizio offerto ai clienti, rispetto dell'ambiente, capacità innovativa, sicurezza e forte radicamento sul territorio.

RetiPiù Srl, quindi, persegue una strategia di sviluppo finalizzata alla creazione di valore, basata sulla crescita interna ed esterna, cercando di massimizzare l'efficientamento organizzativo e di mantenere un forte radicamento sul territorio di riferimento.

In particolare l'azione aziendale a breve-medio termine sarà focalizzata a perseguire i seguenti obiettivi:

- concentrare le risorse aziendali sulle attività a maggior valore aggiunto, riducendo le attività appaltate a fornitori esterni e specializzando le strutture operative e di staff,
- massimizzare l'informatizzazione di tutti i processi aziendali, potenziando l'utilizzo degli strumenti informatici al fine di eliminare completamente l'utilizzo di supporti cartacei;
- sviluppare sinergie con le altre società del Gruppo per massimizzare le competenze e le professionalità tecniche presenti in RetiPiù Srl, evitando la duplicazione di funzioni all'interno del Gruppo stesso;
- continuare lo sviluppo del progetto di miglioramento continuo iniziato nel 2009, al fine di raggiungere una sempre maggiore efficienza operativa e gestionale;
- verificare la possibilità partnership con società presenti in altri Ambiti per allargare la nostra quota di mercato sfruttando l'opportunità offerta dalle gare.

Investimenti

Per quanto riguarda il piano investimenti RetiPiù Srl, nel prossimo triennio, prevede di realizzare investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali e immateriali per circa 30 milioni di euro. Gli interventi pianificati consentiranno di sostenere lo sviluppo aziendale, garantendo i più elevati standard in tema di continuità e sicurezza del servizio e di proseguire nel programma di rinnovamento tecnologico delle reti gestite e delle apparecchiature utilizzate dal personale. In particolare, per quanto riguarda il 2017, RetiPiù Srl prevede un incremento degli investimenti rispetto al 2016, riconducibile al mantenimento e allo sviluppo delle reti, al programma di sostituzione massima dei contatori gas con dei contatori elettronici telegestiti (smart meter), al progetto "Energie per Gestire" finalizzato all'estensione della digitalizzazione a tutte le attività aziendali.

Distribuzione gas

Per quanto riguarda il settore delle distribuzione gas, l'obiettivo di RetiPiù Srl è quello di sfruttare le gare d'Ambito per consolidare la propria presenza nei territori in cui è attualmente presente ed espanderla in altri ambiti territoriali, per ampliare le proprie quota di mercato. Pertanto, RetiPiù Srl, parteciperà alle gare per il rinnovo delle

concessioni di interesse strategico al fine di perseguire gli obiettivi di sviluppo volti a mantenere e incrementare la propria quota di mercato nel business della distribuzione gas in Italia.

Distribuzione energia elettrica

Rispetto al settore distribuzione energia elettrica è sicuramente più stabile di quello del gas, grazie al fatto che esso è regolamentato dal D.Lgs 16 marzo 1999 n.79, ai sensi del quale l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. RetiPiù Srl è titolare della concessione dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel comune di Seregno in scadenza al 31 dicembre 2030. La gara per l'affidamento del servizio predetto deve essere indetta non oltre il quinquennio precedente la scadenza del periodo transitorio e, quindi, non oltre il 31 dicembre 2025. Pertanto è ragionevole ipotizzare che il perimetro di attività del settore energia elettrica non subirà mutamenti significativi almeno per i prossimi 12 mesi.

Progetto "TEODOLINDA"

Il 12 luglio 2016, il Gruppo Aeb-Gelsia ed il Gruppo Ascopiave hanno sottoscritto una lettera di intenti nella quale individuano le linee guida e i principi di un percorso finalizzato all'aggregazione delle proprie attività sia di vendita che di distribuzione di gas ed energia, con ambito territoriale focalizzato in Lombardia, ma estendibile anche ad altre realtà territoriali. L'accordo, che prevede un periodo di esclusiva reciproca nelle trattative fissato al 30 settembre 2017, definisce le ipotesi di riferimento, gli approfondimenti e il percorso che le Parti intraprenderanno per perfezionare l'operazione di aggregazione entro la fine dell'anno. Il Progetto prevede di costituire in Lombardia due operatori distinti (uno nella vendita e uno nella distribuzione) in grado di assumere un ruolo di primo piano nei territori serviti, di rafforzare il posizionamento competitivo delle entità risultanti dall'aggregazione, di conseguire risultati economici e performance operative migliori rispetto a quelli delle Parti singolarmente considerate.

Progetto "ELITE"

Nell'ambito del progetto "ELITE" di Borsa Italiana, nel corso del 2016 si è svolto con esito positivo l'incontro di check-up dei sistemi manageriali di RetiPiù Srl, attività propedeutica all'emissione del Certificato di Qualità ELITE, il cui ottenimento è previsto per la prima metà del 2017.

Progetto "ENERGIE PER GESTIRE"

Nel corso del 2016 ha preso avvio il progetto "Energie per Gestire" che prevede l'estensione della digitalizzazione a tutte le attività aziendali, riprogettando in modo integrato e collaborativo i processi interni ed esterni, condividendo le logiche di gestione di ciascun processo e delle principali informazioni che lo caratterizzano. Grazie a questo importante progetto RetiPiù Srl intende, nel corso del 2017, accrescere la propria efficienza operativa, migliorando nel contempo la qualità dei processi e dei servizi erogati.

Progetto "European New Energy Field Test – ENE.FIELD"

Nel corso del 2016 è stato avviato il progetto di installazione e sperimentazione di un impianto prototipale di micro-cogenerazione da 10 kWel basato su quattro moduli fuel cell, della potenza di 2.5 kWel ognuno, tipo SOFC Engen-2500, prodotti da SOLIDPower nell'ambito del progetto europeo "European New Energy Field Test – ENE.FIELD" presso una nostra sede al fine di verificare l'effettiva fattibilità e sostenibilità industriale. Il progetto "European New Energy Field Test – ENE.FIELD"; cofinanziato dalla Commissione Europea, al quale partecipano i principali costruttori di micro-cogeneratori a cella a combustibile europei, si prefigge di installare circa 1000 micro-cogeneratori, per valutare su larga scala le effettive potenzialità di riduzione delle emissioni di CO2 derivate dall'adozione della cogenerazione con celle a combustibile e quantificare il contributo della micro-cogenerazione al raggiungimento degli obiettivi di riduzione del 20% dei consumi energetici entro il 2020. RetiPiù Srl partecipa a questo progetto in partnership con SOLIDpower SPA (costruttore) e il Politecnico di Milano dipartimento di energia. Nel 2017, conclusa la fase di installazione verrà avviata la fase di sperimentazione.

Progetto "LIFE GREEN GAS NETWORK"

RetiPiù in partnership con Terranova e Fiorentini, all'interno del programma Life della Commissione Europea, ha presentato un progetto denominato "LIFE GREEN GAS NETWORK" che è stato uno dei 225 progetti approvati dalla Commissione Europea ed ammessi al finanziamento, su un totale di 1.468 domande presentate. Il progetto ha preso l'avvio nel 2014 ed è finalizzato a dimostrare l'applicabilità di un nuovo sistema di gestione e controllo per la regolazione dei livelli di pressione nelle reti di distribuzione del gas naturale, che, attraverso la riduzione

controllata delle pressioni di esercizio della rete di distribuzione cittadina, permetta di ridurre le emissioni di gas e conseguentemente emissioni di CO2 equivalente in atmosfera.

Progetto “RetiPiù Open”

Nel 2017 progetto “RetiPiù Open” verrà implementato con un sistema avanzato di “vendor rating”. Il progetto, avviato nel 2014, è finalizzato alla gestione di tutti i processi di approvvigionamento aziendali tramite un sistema avanzato di e-procurement, pensato per raggiungere i seguenti obiettivi:

- riduzione dei fabbisogni e della spesa complessiva attraverso l’efficientamento della domanda interna;
- riduzione dei costi di fornitura dei singoli beni sulla base di una migliore gestione del mercato dell’offerta;
- aumento della trasparenza del sistema dato da una migliore organizzazione del servizio e dalla sua accessibilità;
- massima oggettività nei criteri di selezione dei fornitori e di aggiudicazione delle gare.

Progetto “Le Reti del Cuore”

Considerato il buon risultato della prima edizione del progetto “Scegli la Brianza che vuoi tu”, il 2017 vedrà l’avvio del progetto “le Reti del Cuore” che ha l’obiettivo, in collaborazione delle Amministrazioni Comunali, di valorizzare e tutelare il patrimonio culturale delle comunità nel cui territorio RetiPiù Srl opera in qualità di distributore di gas, finanziando interventi di manutenzione, protezione e restauro di beni culturali pubblici, nell’ambito delle opportunità offerte dal D.L. 31 maggio 2014, n. 83, coordinato con la legge di conversione 29 luglio 2014, n. 106, recante: “Disposizioni urgenti per la tutela del patrimonio culturale, lo sviluppo della cultura e il rilancio del turismo”.

Persone e gestione operativa

Le persone di RetiPiù Srl svolgono la propria attività nella condivisione e nel rispetto dei seguenti valori, che ne guidano le decisioni e le modalità operative:

- Eticità e sostenibilità. Ci sentiamo e siamo responsabili, come azienda nel suo complesso e come singoli, verso la società, il territorio e l’ambiente in cui operiamo. Per questo crediamo che la sostenibilità sia innanzitutto passione per il lavoro, un valore che custodiamo e rispettiamo da oltre 100 anni. Senza passione per il lavoro non ci può essere futuro e, quindi, sostenibilità. Ogni giorno lavoriamo perché il domani sia migliore di oggi.
- Innovazione e miglioramento. La nostra storia ci ha insegnato che ogni risultato raggiunto è solo un nuovo punto da cui ripartire, consapevoli che per migliorare occorre avere il coraggio di imboccare strade nuove e “scoprire” nuovi paesaggi.
- Efficienza e attenzione alle persone. Bisogna usare tutte le energie disponibili nel migliore dei modi. Le donne e gli uomini di RetiPiù Srl sono la nostra energia “rinnovabile” e per questo inesauribile, a cui prestiamo la massima attenzione, cercando di premiare il merito di chi mette ogni giorno la propria energia al servizio dell’azienda.

La struttura organizzativa della società, continua ad essere interessata dal progetto di miglioramento continuo, avviato nel 2009, con l’obiettivo di potenziare la nostra competitività e accrescere la qualità del servizio offerto, attraverso: l’acquisizione e l’implementazione delle innovazioni tecnologiche disponibili; la ricerca della massima efficienza ed economicità di gestione; l’attenzione alle risorse umane e alla cultura organizzativa; il rafforzamento della percezione dell’azienda tra i cittadini e gli stakeholder.

Alla data del 31 dicembre 2016, centotrentacinque persone lavoravano in RetiPiù Srl, formando la seguente struttura operativa:

Organico	Numero dipendenti al 31/12/2016	Numero dipendenti medio	Numero dipendenti al 31/12/2015
Dirigenti	3	3	3
Quadri	11	10,83	10
Impiegati	63	61,12	63
Operai	58	58,91	60
TOTALE	135	133,86	136

Le iniziative attuate nel 2016 hanno coinvolto tutte le strutture, con l'attivazione di specifici progetti finalizzati a potenziare la nostra competitività, riducendo i costi di gestione, e accrescere la qualità del servizio offerto, migliorandone gli standard. In particolare la linea è stata impegnata nell'ottimizzare gli standard tecnici, all'informatizzazione dei processi operativi e all'implementazione del progetto di internalizzazione della posa ed attivazione dei contatori elettronici mass-market. Per quanto riguarda gli staff, le attività si sono concentrate alla pianificazione e preparazione preventiva per le previste gare d'ambito e alla acquisizione degli impianti del territorio del Comune di Desio gestiti fino al 30 giugno dalla G.S.D. SpA e a partire dal 01 luglio 2016 dalla RetiPìù Srl.

Le iniziative attuate nel 2016 hanno coinvolto tutte le strutture, con l'attivazione di specifici progetti finalizzati a potenziare la nostra competitività, riducendo i costi di gestione, e accrescere la qualità del servizio offerto, migliorandone gli standard. In particolare sono stati avviati o conclusi i seguenti progetti:

- *“Energie per gestire”*, che prevede l'estensione della digitalizzazione a tutte le attività aziendali, è stata avviata la sostituzione del sistema ERP, impostato sulle ACG di IBM, con un nuovo sistema ERP aziendale basato sulla innovativa piattaforma S/4HANA di SAP, con l'obiettivo di adottare strumenti maggiormente completi nelle funzionalità, flessibili nell'utilizzo e prospettici nel supporto alle esigenze aziendali.
- *“R+Open,”* avviato nel 2014, è stato ulteriormente ampliato con l'obiettivo di gestire tutti i processi di approvvigionamento aziendali tramite il sistema avanzato di e-procurement.
- *“Coltiviamo l'Energia”*, in collaborazione con l'ENEA prevede la realizzazione di una *“fattoria verticale”* basata sull'esperienza sviluppata da ENEA in occasione dell'EXPO Milano 2015. Il progetto, nel suo complesso, è finalizzato all'avvio di una serie iniziative nel capo della ricerca avanzata nella produzione ed utilizzo dell'energia ed in quanto funzionali alla nostra esigenza di sviluppare nuovi business ed estensione di quelli tradizionali, in chiave di crescita futura.

Sono, inoltre, proseguite le iniziative di valorizzazione delle competenze interne mediante la ricollocazione di personale finalizzata alla internalizzazione di tutte le attività di installazione dei contatori elettronici gas, con l'obiettivo di rispettare il calendario di posa ed attivazione dei contatori domestici di classe G4 e G6 fissato dall'AEEGSI. Il piano di installazione massiva dei contatori elettronici gas mass market, avviato nel 2015, ha visto nel 2016 la posa di quasi 15.000 contatori di classe G4 e G6, che hanno portato ad oltre 30.000 il parco complessivo di contatori elettronici mass market installati, in linea con l'obiettivo fissato dall'AEEGSI.

Anche l'attività di formazione del personale rappresenta nella cultura di RetiPìù Srl un elemento fondamentale per il successo aziendale, permettendo il corretto sviluppo dei processi riorganizzativi e la gestione del cambiamento. Nel 2016 il 100% del personale è stato interessato da attività di formazione ed aggiornamento.

Con riferimento alle relazioni sindacali, nel 2016 il rapporto tra RetiPìù Srl e le Organizzazioni Sindacali è proseguito in un clima di proficua collaborazione su tutte le principali tematiche riorganizzative aziendali.

RetiPìù ha un Sistema di Gestione Integrato Qualità dei requisiti dettati dalle norme di riferimento ISO 9001/2008 *“Sistemi di Gestione per la Qualità”*, BS OHSAS 18001/2007 *“Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Luogo di Lavoro”*, ISO 50001/2011 *“Sistema di Gestione dell'Energia”*, ISO 14001/2004 *“Sistemi di Gestione Ambientale”*, ISO/IEC 17020/2012. Le visite ispettive effettuate nel 2016 dall'Ente di Certificazione (IMQ) ai fini del mantenimento della Certificazione di conformità alla norme, si sono concluse tutte con esito positivo.

Salute e sicurezza

Nel 2016 si sono registrati cinque infortuni ed hanno comportato 77 giorni di assenza totali.

L'indice di frequenza è pari a 20,9 con indice di gravità di 0,32

Per tutti gli infortuni è stata valutata la dinamica dell'evento e non sono state rilevate situazioni che hanno comportato modifiche della valutazione dei rischi o delle procedure aziendali.

Nel mese di Novembre è stata effettuata una valutazione preliminare, tramite le liste di controllo INAIL (indicatori oggettivi e verificabili), delle condizioni di stress e lavoro correlato nell'Organizzazione.

Alla luce dei primi risultati conseguiti, ha provveduto inoltre a somministrare un questionario in forma anonima a tutto il personale, la cui compilazione ha coinvolto 128 soggetti su un totale di 132 dipendenti, coprendo una base di campionamento del 97% su un totale della popolazione di RetiPìù Srl.

Tra le principali attività, in materia di salute e sicurezza dei lavoratori, avviate nel corso del 2016 vi è il progetto di sicurezza comportamentale *“Sicura...mente in rete”*, che vede coinvolto tutto il personale operativo.

Il progetto ha, tra i principali obiettivi, quello di ridurre gli infortuni sul lavoro, attraverso la riduzione o l'azzeramento dei comportamenti e delle azioni a rischio e si basa su tecniche di motivazione dei lavoratori, auto-osservazione periodica, reporting di comportamenti o *near miss* e costante erogazione di feedback e di riconoscimenti positivi per i comportamenti corretti.

Investimenti

RetiPù Srl da sempre investe molte risorse per mantenere un costante livello di efficienza e sicurezza dei propri impianti, ricercando soluzioni innovative e tecnologicamente avanzate.

Gli investimenti realizzati nel corso del 2016, per un totale di 17,6 milioni di euro, oltre al conferimento del ramo gas distribuzione del Comune di Desio, sono riferiti principalmente ad interventi su reti ed impianti per rispondere alle richieste dei clienti, a migliorare gli standard di qualità e sicurezza del servizio ed ad aumentare l'efficienza del sistema distributivo gas ed energia elettrica nel loro complesso. A questi si aggiunge l'attività di sostituzione massiva dei misuratori gas metano in ottemperanza alle disposizioni emanate dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico.

Le tabelle seguenti riassumono gli investimenti effettuati nel 2016.

Investimenti per immobilizzazioni immateriali:	Euro (migliaia)
Brevetti industriali	-
Marchi	-
Software	439
Altre immobilizzazioni immateriali	86
Concessioni	602
Immobilizzazioni immateriali in corso	435
Totale immobilizzazioni immateriali	1.562

Investimenti per immobilizzazioni materiali:	Euro (migliaia)
Terreni e fabbricati	389
Rete e impianti	11.723
Attrezzature e strumenti di misura	3.513
Altri beni	117
Impianti in costruzione	318
Totale immobilizzazioni materiali	16.060

Risparmio energetico

L'efficienza energetica ricopre un ruolo fondamentale per conseguire gli ambiziosi obiettivi di contenimento dell'aumento della temperatura media globale del pianeta al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e il proseguimento, nel tempo, degli sforzi per limitare ulteriormente l'aumento della temperatura al di sotto di 1,5°, fissati dall'assemblea plenaria della 21a Conferenza della Convenzione ONU sul clima (COP 21) in coerenza agli impegni assunti dall'Italia, la Strategia Energetica Nazionale ha fissato un obiettivo nazionale di risparmio pari a 20 Mtep/a di energia primaria al 2020, di cui 5,5 Mtep/anno da raggiungersi attraverso i risparmi incentivati dal meccanismo dei Certificati Bianchi (CB). Tali obiettivi sono stati rimodulati alla luce della pubblicazione della direttiva 2012/27/UE che, all'art.7, definisce che ciascun Stato membro istituisca un regime nazionale obbligatorio di efficienza energetica attraverso cui conseguire un obiettivo cumulativo di risparmio energetico finale almeno equivalente al conseguimento ogni anno, dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2020, di nuovi risparmi pari all'1,5% (in volume) delle vendite medie annue di energia ai clienti finali. A tal fine il D.lgs.102/2014, che recepisce nell'ordinamento italiano la direttiva, ha ridefinito l'obiettivo di risparmio cumulato minimo pari a 25,5 Mtep di

energia finale da conseguire nel periodo 2014-2020, definendo che il meccanismo dei certificati bianchi dovrà garantire il raggiungimento del 60% dell'obiettivo.

I certificati bianchi, anche noti come "*Titoli di Efficienza Energetica*" (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Un certificato equivale al risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio (TEP). I TEE sono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici a favore dei soggetti che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati. L'emissione dei TEE viene effettuata a valle di una certificazione da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) dei risparmi conseguiti.

Il meccanismo dei TEE è stato introdotto dai decreti ministeriali del 24 aprile 2001, con la finalità di incentivare la realizzazione di interventi di efficienza energetica negli usi finali al fine di ottemperare agli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio in capo ai soggetti obbligati, ed è stato gradualmente modificato nel corso degli anni coerentemente con l'evoluzione legislativa e, soprattutto, alla luce dei sempre più importanti obiettivi di risparmio energetico a cui il meccanismo è chiamato a contribuire.

Il DM 28 dicembre 2012 ha fissato gli obiettivi di risparmio di energia primaria, espressa in numero di TEE, in capo ai distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali per il quadriennio 2013-2016, che per questo vengono definiti "soggetti obbligati", e ha assegnato al GSE la responsabilità della gestione della valutazione dei progetti di efficienza, ha introdotto rilevanti aggiornamenti soprattutto in merito alla possibilità di rendicontare risparmi conseguibili esclusivamente attraverso progetti nuovi (o in corso di realizzazione) e vietando, altresì, il cumulo dei CB con altri incentivi statali.

Il GSE comunica ai distributori di energia elettrica e gas, soggetti all'obbligo, la rispettiva quota di obiettivo, determinata dal rapporto tra la quantità di energia elettrica e/o gas distribuita dalla singola impresa ai clienti finali connessi alla propria rete, e dall'impresa stessa autocertificata, e la quantità di energia elettrica e/o gas distribuita sul territorio nazionale da tutti i soggetti obbligati, definita annualmente dall'Autorità e conteggiata nell'anno precedente all'ultimo trascorso. Con riferimento all'anno d'obbligo 2016, l'Autorità ha identificato imprese di distribuzione di energia elettrica e gas naturale soggette ad un obbligo cumulato di risparmio pari a 9,51 Milioni di TEE, di cui 5,23 Milioni di TEE a distributori che operano nel settore dell'energia elettrica e 4,28 Milioni di TEE a distributori operanti nel settore del gas naturale.

Entro il 31 maggio di ogni anno, i distributori obbligati devono dimostrare di aver conseguito il loro obiettivo specifico annuale, nella misura minima del 50% (il DM 28/12/2012 stabilisce questa soglia minima per gli anni d'obbligo 2013 e 2014; a partire dall'anno d'obbligo 2015 la soglia minima è del 60%), consegnando al Gestore dei Servizi Energetici Titoli di Efficienza Energetica equivalenti, in volume e tipologia, a tale obiettivo. A fronte dei costi sostenuti per il conseguimento di tali obiettivi, è prevista l'erogazione ai Distributori di un contributo tariffario.

Con la delibera 23 gennaio 2014 n.13/2014/R/efr l'Autorità ha definiti i criteri per la quantificazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi in materia di titoli di efficienza energetica, correlandolo al prezzo medio degli scambi effettuati sul mercato organizzato di borsa. In particolare, entro il 30 Giugno di ogni anno, verrà definito un contributo a preventivo per l'anno d'obbligo appena iniziato (t+1), con la finalità di fornire indicazioni preliminari di prezzo agli operatori, e uno definitivo per l'anno d'obbligo appena terminato (t). L'algoritmo di calcolo è impostato in modo tale che la differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato non superi il valore di 2€/TEE.

Con la determina 16 giugno 2016, DMEG/EFR/11/2016, il Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità ha stabilito in 118,37 €/TEE il contributo tariffario a preventivo per l'obbligo 2016.

Per l'anno d'obbligo 2016, il GSE ha comunicato RetiPìù una quota d'obbligo di 51.145 TEE, pari all'1,26% del quantitativo nazionale, che dovranno essere conseguiti entro il 31 maggio 2017.

A maggio 2016 RetiPìù ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici 26.445 Titoli di Efficienza Energetica, conseguendo il 60% dell'obiettivo specifico 2015, fissato in 43.920 TEE.

Con la Delibera n. 710/2016/E/EFR, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sull'andamento del mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, per valutare l'opportunità di rivedere le modalità di determinazione del contributo tariffario, al fine di aumentare l'efficienza del meccanismo. Nell'ambito dell'istruttoria, sarà analizzato l'andamento dei prezzi e dei volumi degli scambi di Titoli di Efficienza Energetica riscontrati presso il mercato organizzato a partire dal mese di giugno 2016; l'Autorità osserva infatti che, nel mese di novembre 2016, sono stati riscontrati scambi di titoli in borsa avvenuti a prezzi particolarmente alti rispetto al dato storico. Nel dettaglio, l'indagine conoscitiva conclusasi nel marzo 2017, ha evidenziato che i prezzi medi degli scambi di titoli delle sessioni di mercato hanno raggiunto un valore pari a quasi 240 €/TEE nel corso dell'ultima sessione del mese di

novembre 2016, per poi scendere a circa 190 €/tee nel corso del mese di gennaio 2017; successivamente i prezzi medi sono nuovamente aumentati nel corso del mese di febbraio 2017, sino al valore di circa 267 €/TEE registrato al termine dell'ultima sessione del mese, mentre si sono abbassati nel corso delle due sessioni di mercato del mese di marzo sinora tenutesi, sino ad arrivare a un valore medio di poco inferiore a 240 €/TEE, ancora decisamente superiore a quelli riscontrati negli scorsi anni;

Attività di comunicazione

Per quanto riguarda le iniziative finalizzate a rafforzare l'immagine e la percezione di RetiPiù, come soggetto vicino ai cittadini ed alle comunità locali, nel 2016 ha preso avvio il progetto "Vota la Brianza che vuoi tu". Il progetto aveva l'obiettivo di valorizzare e tutelare il patrimonio culturale delle comunità nel cui territorio RetiPiù opera in qualità di distributore di gas, finanziando interventi di manutenzione, protezione e restauro di beni culturali pubblici, nell'ambito delle opportunità offerte dal D.L. 31 maggio 2014, n. 83, coordinato con la legge di conversione 29 luglio 2014, n. 106, recante: "Disposizioni urgenti per la tutela del patrimonio culturale, lo sviluppo della cultura e il rilancio del turismo".

Profilo patrimoniale

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2016 è di 165.030 migliaia di euro, contro i 155.268 migliaia di euro del 2015.

PROFILO PATRIMONIALE (migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015
Immobilizzazioni materiali	164.833	158.243
Immobilizzazioni immateriali	13.286	14.159
Partecipazioni e altre attività finanziarie	-	-
Altre attività/(passività) non correnti	(5.495)	(5.246)
Attività/(passività) fiscali differite	(4.643)	(5.368)
Fondi per il personale	(1.585)	(1.594)
Altri fondi rischi	(8.876)	(8.677)
A - Capitale immobilizzato	157.520	151.517
Rimanenze	1.257	1.072
Crediti commerciali	11.296	9.796
Debiti commerciali	(7.654)	(8.444)
Crediti/(debiti) per imposte	854	(1.513)
Altre attività/(passività) correnti	1.757	2.840
B - Capitale circolante	7.510	3.751
C - Capitale investito netto	165.030	155.268
Capitale	82.551	77.576
Riserve e utili a nuovo	66.973	59.964
Utile d'esercizio	3.314	6.384
D - Patrimonio netto	152.838	143.924
Finanziamenti a medio e lungo termine	12.269	9.201
Finanziamenti a breve termine	1.974	3.724
Attività finanziarie a breve	(464)	(1)
Disponibilità liquide	(1.587)	(1.580)
E - Posizione finanziaria netta	12.192	11.344
F - Fonti di finanziamento	165.030	155.268

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2016 si attesta a 12,2 milioni di euro rispetto a 11,3 milioni di euro del 2015. Si conferma un indebitamento costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine che coprono il totale dell'indebitamento, equilibrando puntualmente la struttura patrimoniale di RetiPiù Srl, caratterizzata da

un elevato livello di immobilizzazioni. L'indebitamento finanziario netto è dettagliato nel seguente prospetto:

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015
Denaro e altri valori in cassa	2	3
Depositi bancari e postali	1.585	1.577
Crediti verso controllante a breve termine	464	1
Debiti verso banche a breve	(1.702)	(907)
Debiti verso altri finanziatori a breve	(272)	(266)
Debiti verso controllante a breve termine	-	(2.551)
PFN corrente	77	(2.143)
Debiti verso banche a medio lungo termine	(10.491)	(7.150)
Debiti verso altri a medio lungo termine	(1.778)	(2.051)
PFN non corrente	(12.269)	(9.201)
PFN TOTALE	(12.192)	(11.344)

Margini finanziari e solvibilità (migliaia di euro)	2016	2015
Margine primario di struttura	(31.487)	(34.480)
Margine secondario di struttura	7.586	1.608
Margine di disponibilità	7.586	1.608
Margine di tesoreria	6.329	536

Quozienti finanziari e di solvibilità	2016	2015
PFN/Equity	0,08	0,08
PFN/Capitale investito netto	0,07	0,07
PFN/Ebitda	0,74	0,58
Copertura oneri finanz. (Ebitda/Oneri finanziari)	72,08	73,55
Copertura oneri finanz. (Ebit/Oneri finanz.)	22,95	31,74
Copertura finanziamenti (Ebitda/Finanziamenti)	1,16	1,52
Copertura finanziamenti (Ebit/Finanziam.)	0,37	0,66
Autonomia finanziaria (Equity/Fonti)	0,93	0,93
Indebitamento complessivo (Debito complessivo/Equity)	0,35	0,37
Indebitamento finanziario (Debito finanziario/Equity)	0,09	0,09
Intensità dei finanziamenti (Debito finanziario/Ricavi)	0,43	0,36
Rapporto primario di struttura	0,83	0,81
Rapporto secondario di struttura	1,04	1,01
Rapporto di disponibilità	1,55	1,09
Rapporto di tesoreria	1,46	1,03

Indici finanziari e di redditività	2016	2015
Valore aggiunto/N. dipendenti fte (Euro '000)	186,1	201,9
ROE netto	2,2%	4,4%
ROE lordo	3,3%	5,7%
ROI operativo (NAT x ROS)	3,2%	5,5%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	0,20	0,23
ROS operativo	16%	23,7%

Ricerca e sviluppo

RetiPiu', nell'anno 2016 non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

Organizzazione societaria

La società ha sede legale in Seregno, via Palestro, 33 e sede operativa in Desio, via Giusti 38.

Il capitale sociale, al 31 dicembre 2016, è pari ad € 82.550.607,69, così suddiviso:

Soci di RetiPiu' Srl	Capitale sociale	Quota di partecipazione
AEB SpA	48.590.833,14	58,862%
Gelsia Srl	15.703.775,68	19,023%
Comune di Lissone	7.749.241,07	9,387%
ASSP SpA	5.242.306,03	6,350%
GSD Srl	4.974.806,50	6,026%
Comune di Nova M.	156.995,38	0,190%
Comune di Biassono	80.110,83	0,097%
Comune di Macherio	52.539,06	0,064%
TOTALE	82.550.607,69	100,000%

RetiPiu' Srl è controllata da AEB S.p.A., che detiene il 58,86% delle quote e che esercita l'attività di direzione e coordinamento nel rispetto degli obblighi fissati dal "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione".

La società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione composto cinque membri. Al Consiglio spettano tutti i poteri per la gestione ordinaria e straordinaria della società, fatta esclusione soltanto per quelli tassativamente riservati dalla legge o dallo statuto all'assemblea dei Soci. Nel rispetto dello Statuto il Consiglio di Amministrazione ha attribuito al Presidente la firma sociale e al Direttore Generale i poteri operativi di ordinaria amministrazione.

Il sistema di controllo interno di RetiPiu' Srl è costituito da un insieme organico di strutture organizzative, attività, procedure e regole finalizzate a prevenire/limitare (attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi) le conseguenze di risultati inattesi ed a garantire (con un ragionevole grado di attendibilità) il raggiungimento degli obiettivi aziendali strategici, operativi (efficacia ed efficienza delle operazioni gestionali e salvaguardia del patrimonio aziendale), informativi (corretta e trasparente informativa interna ed esterna), di conformità a leggi e regolamenti applicabili alla Società.

Il sistema di controllo si esplica attraverso:

- il "controllo primario di linea" affidato alle singole unità della Società e svolto sui propri processi. La responsabilità di tale controllo è demandata al management operativo ed è parte integrante di ogni processo aziendale;
- un "controllo di secondo livello" esercitato da servizi di staff, da organismi esterni (Collegio Sindacale, Revisore Legale, Organismo di Vigilanza di cui al D.Lgs. 231/01) e dal Responsabile delle prevenzione della corruzione e della trasparenza (L.190/2012).

Il sistema normativo interno di RetiPiu' Srl si sviluppa sui seguenti livelli:

- Societario (Statuto, il Codice Etico, Modello 231)
- Procedure
- Istruzioni Operative

All'interno del sistema normativo sono inoltre ricompresi, quale parte integrante dello stesso, i documenti appartenenti ai sistemi di gestione del sistema integrato in materia di salute, sicurezza, ambiente e qualità, in ottemperanza alla normativa internazionale ISO (Politiche, Manuali ecc.).

La società ha adottato il proprio Codice Etico, dove sono espressi i principi di deontologia aziendale che la società riconosce come propri e sui quali richiama l'osservanza da parte di amministratori, sindaci, dipendenti, consulenti

e partner.

Nell'ambito di tale processo il sistema per il controllo interno è stato inoltre implementato attraverso l'adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01, approvato dal Consiglio di Amministrazione. Il Modello organizzativo mira ad assicurare la messa a punto di un sistema modulato sulle specifiche esigenze determinate dall'entrata in vigore del D.Lgs. 231/2001, concernente la responsabilità amministrativa delle società per specifiche ipotesi di reati commessi da soggetti apicali o sottoposti. Il Modello Organizzativo si completa con la costituzione di un Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, organo preposto a vigilare sul funzionamento e sull'osservanza del Modello stesso. L'organismo di Vigilanza evidenzia al Consiglio eventuali necessità di aggiornamenti ed integrazioni in relazione all'evoluzione della struttura organizzativa e della normativa di settore. L'Organismo di Vigilanza in carica è composto da quattro componenti, scelti all'interno dei Collegi sindacali delle società del Gruppo.

La società ha nominato il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ed ha adottato il *"Piano di prevenzione della corruzione, della trasparenza e della integrità"* ai sensi della Legge 190/2012 e D.lgs 33/2013.

Fattori di rischio normativo

I rischi di di RetiPìù sono strettamente legati al tipo di attività svolte oltre che a rischi più generali riguardanti il sistema in cui la stessa opera.

L'Autorità, con delibera 24 gennaio 2007 n. 11/07, ha approvato il *"Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione"*, che stabilisce l'obbligo di separazione funzionale a carico dell'impresa verticalmente integrata, vale a dire il Gruppo di imprese che, nel settore dell'energia elettrica e del gas, svolge almeno una attività in concessione, ad esempio la distribuzione del gas, e almeno una attività liberalizzata, come la vendita di gas. RetiPìù Srl fa parte del Gruppo AEB-Gelsia, che costituisce un'impresa verticalmente integrata ed è quindi soggetto alla disciplina della separazione funzionale. Di conseguenza, in conformità agli obblighi di separazione funzionale prescritti dal Testo Integrato Unbundling, il Consiglio di Amministrazione della Società ha provveduto ad istituire il Gestore Indipendente con delibera approvata in data 30/06/2008 e aggiornata da ultimo in data 05/08/2014 con la nomina degli attuali componenti. Il TIU prevede che il Gestore Indipendente, al quale deve essere garantita autonomia gestionale ed organizzativa, sia assicurata la disponibilità di risorse adeguate per la sua operatività e per l'assolvimento degli obblighi di servizio pubblico connessi con l'attività che amministra, nonché per l'implementazione del piano di sviluppo, come approvato dagli organi societari competenti. Inoltre il Gestore Indipendente deve predisporre il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture dell'attività che amministra e trasmetterlo all'Autorità; segnalando, alla stessa Autorità eventuali differenze nel caso in cui il piano di sviluppo, approvato differisca da quello proposto. Il Gestore Indipendente, infine, non può essere vincolato ad acquisire beni o servizi nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata. L'art. 12 del TIU definisce gli obblighi del Gestore Indipendente, specificando che esso deve assicurare che l'attività che amministra sia gestita secondo criteri di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione. Inoltre, tale organismo deve predisporre ed aggiornare un programma di adempimenti contenenti le misure per perseguire le finalità della separazione funzionale di cui al comma 2.1 del medesimo TIU, assicurando, anche, che, a decorrere dal 31 marzo 2011, siano rispettate le disposizioni in materia di identità, politica di comunicazione e marchio, di cui all'articolo 17, comma 4, ovvero di cui all'articolo 26, comma 3, secondo periodo, delle Direttiva 2009/72/CE ovvero dalla Direttiva 2009/73/CE.

Alla data del 31 dicembre 2016, RetiPìù Srl è titolare di un portafoglio di 25 concessioni di distribuzione di gas naturale, collocate in 4 ambiti territoriali. In base a quanto stabilito dalla vigente normativa, le gare per i nuovi affidamenti del servizio di distribuzione del gas saranno bandite non più per singolo Comune, ma esclusivamente per gli ambiti territoriali determinati con i Decreti Ministeriali del 19 gennaio 2011 e del 18 ottobre 2011, e secondo le scadenze temporali indicate nell'Allegato 1 al Decreto Ministeriale sui criteri di gara e di valutazione delle offerte, emanato il 12 novembre 2011. Con il progressivo svolgimento delle gare, RetiPìù Srl potrebbe non aggiudicarsi la titolarità di uno o più Ambiti, con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, relativamente ai comuni precedentemente gestiti dall'impresa, l'incasso del valore di rimborso previsto a favore del gestore uscente.

Rischi di mercato

La situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società è influenzata da vari fattori, quali l'andamento del Prodotto Interno Lordo, il livello di fiducia delle imprese, l'andamento dei tassi d'interesse, il costo di prodotti utilizzati per le manutenzioni e i nuovi impianti, il tasso di disoccupazione, le sempre maggiori difficoltà a ricorrere al credito.

Nel 2016 la perdurante congiuntura economica negativa ha mantenuto la domanda in tutti i settori, ed in modo particolare in quello immobiliare, strettamente connesso alle nostre attività di carattere commerciale. Questa situazione ha comportato una pesante situazione di stasi, che ha ulteriormente ridotto la richiesta di prestazioni da parte dei clienti finali, riducendo i ricavi di RetiPiù Srl.

Per fronteggiare tale situazione di incertezza, RetiPiù Srl dovrà cercare di crescere nel settore gas metano attraverso la partecipazione alle gare per gli affidamenti delle concessioni e agendo sulla struttura dei costi e sui processi organizzativi.

Rischi operativi

La società ha la responsabilità della distribuzione del gas metano ed energia elettrica, prodotti che comunque rivestono carattere di pericolosità. La gestione del sistema di distribuzione del gas e dell'energia elettrica, per la sua complessità, ampiezza e articolazione, implica potenziali rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione di servizio, non dipendenti dalla volontà della Società, in quanto imputabili a incidenti, guasti, malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ovvero a eventi straordinari, quali esplosioni, incendi, terremoti, o altri simili eventi di forza maggiore. Tali eventi potrebbero, inoltre, causare danni rilevanti a persone, cose o all'ambiente. Le eventuali interruzioni di servizio e gli obblighi di risarcimento causati da tali eventi potrebbero determinare riduzioni dei ricavi e/o incrementi dei costi.

Per limitare al massimo i rischi di natura operativa la società ha organizzato una struttura di controllo che nel rispetto delle procedure stabilite dall'Autorità e delle norme di settore, ha il compito di prevenire qualsiasi pericolo. In ogni caso, tramite il gruppo, la società ha sottoscritto con primarie compagnie di assicurazioni idonei contratti a copertura dei rischi operativi; inoltre esistono polizze assicurative a copertura dei rischi per i clienti finali stabilite direttamente dall'Autorità.

RetiPiù Srl, in particolare, dedica massima cura alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori, ponendo particolare attenzione alla formazione del personale sui pericoli che derivano dallo svolgimento delle attività operative (specialmente l'attuazione delle prescrizioni di sicurezza da adottare a salvaguardia della propria e dell'altrui incolumità), sulle disposizioni per la tutela dell'ambiente e sulla salvaguardia delle risorse. Tale attenzione viene esplicitata anche nei confronti delle società appaltatrici, attraverso continue attività di controllo, allo scopo di assicurare un adeguato livello di sicurezza presso i nostri cantieri.

L'impegno di RetiPiù Srl nel cercare di ridurre al minimo qualsiasi fattore di rischio collegato alle proprie attività si è tradotto nell'adozione di una politica di qualità che ha visto nel 2015 confermate le certificazioni di conformità del Sistema di Gestione Integrato ai requisiti dettati dalle norme di riferimento ISO 9001/2008 "Sistemi di Gestione per la Qualità", BS OHSAS 18001/2007 "Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Luogo di Lavoro" e ISO 50001/2011 "Sistema di Gestione dell'Energia" e ISO 14001/2004 "Sistemi di Gestione Ambientale".

Per quanto riguarda i rischi connessi all'andamento dei prezzi delle prestazioni appaltate a terzi (lavori di estensione e potenziamento reti, fornitura di materiali ecc.) questi non rivestono particolare significatività, ricorrendo RetiPiù Srl a gare periodiche, esperite tramite procedure aperte, che garantiscono comunque l'ottenimento di prezzi in linea con quelli di mercato

Rischi di concentrazione del fatturato e rischio credito

Il fatturato di RetiPiù Srl è caratterizzato da una forte concentrazione, derivante dal fatto che la consociata Gelsia Srl opera come venditore dominante sulla quasi totalità del territorio servito da RetiPiù Srl.

RetiPiù Srl, in quanto soggetto operante nel settore della distribuzione gas ed energia elettrica, non può adottare politiche commerciali per differenziare il proprio fatturato. L'unica possibilità per ridurre la concentrazione del proprio fatturato è quella di acquisire nuovi impianti di distribuzione tramite gare pubbliche.

Il momento di crisi dell'economia genera un aumento del rischio di insolvenza dei clienti. Nella situazione attuale il rischio di credito della società è legato al grado di solvibilità di Gelsia Srl, società del gruppo, quale primo cliente di RetiPiù Srl. Va comunque precisato che Gelsia Srl ha sempre provveduto entro i termini di scadenza al pagamento delle fatture

Rischi liquidità e rischio cambio

La situazione finanziaria della società come sopra dettagliato, non presenta particolari problematiche in relazione a possibili rischi di liquidità, essendo la società scarsamente indebitata. Va comunque monitorata attentamente la situazione in quanto la consistente capitalizzazione di ogni anno rende necessario l'utilizzo di buona parte delle risorse generate dalla gestione oltre al ricorso del credito esterno.

La società non è soggetta a rischio cambi perché non realizza operazioni in valuta diversa dalla moneta europea.

Altre informazioni

Di seguito presentiamo ulteriori informazioni utili alla comprensione della situazione societaria.

In data 16 marzo 2016, a RetiPiù Srl è stato notificato Processo Verbale di Costatazione a seguito della verifica fiscale ai fini dell'IRES, dell'IRAP e dell'IVA, con il quale si contestava: *i)* la legittimità, dal punto di vista fiscale, del trasferimento di avviamenti aziendali effettuato in occasione di conferimenti di rami d'azienda ed ovviamente del processo di ammortamento proseguito in continuità fiscale da parte della conferitaria (cfr. Circolare AE n. 8 del 4/3/2010); *ii)* la legittimità dei criteri di deduzione fiscale adottati dalla società, e più in generale dal gruppo, in relazione alle componenti di costo associate ai premi di produttività riconosciuti ai lavoratori dipendenti in base a specifici accordi sindacali; *iii)* la legittimità della mancata rilevazione di sopravvenienza attiva in relazione ad un contestato debito commerciale non riconosciuto - ma neppure prescritto - rilevato contabilmente da RetiPiù Srl a seguito della fatturazione effettuata da un fornitore per servizi informatici nel corso del periodo d'imposta 2008. Contestazione avverso le quali RetiPiù Srl ha presentato ricorso avanti la Commissione Tributaria di Milano che, in data 16 febbraio 2017, accoglieva la richiesta di sospensiva ravvisando *"...l'eccezionale urgenza, per le ragioni ampiamente svolte dalla società ricorrente il fumus ed il periculum, in base ai pertinenti argomenti di parte"*.

In data 28 giugno 2016 l'Assemblea di RetiPiù Srl ha deliberato un aumento di capitale sociale da Euro 77.575.801,19 ad Euro 82.550.607,69 e, quindi, per complessivi Euro 4.974.806,50, a seguito del conferimento, effettuato da Gestione Servizi Desio S.r.l. , del ramo d'azienda costituito dal complesso di attività, passività, contratti e rapporti giuridici relativi al servizio di distribuzione e misura del gas metano nel Comune di Desio analiticamente descritto e valutato nella perizia di stima redatta dal dott. Marco Ettore con studio in Milano, Galleria S. Carlo n. 6, iscritto al Registro dei Revisori Contabili, asseverata con verbale a rogito notarile, in data 20 maggio 2016 Rep. 13388, che attesta in Euro € 9.030.368,00 il valore del ramo di azienda conferito. Il differenziale tra i valori di conferimento e l'aumento di capitale sociale, pari € 4.055.561,50 è iscritto nei fondi patrimoniali con imputazione alla riserva da sovrapprezzo.

Segnaliamo che nella Società nel corso del 2016 non vi sono stati:

- incidenti sul lavoro relativi al personale con conseguenze gravi;
- addebiti in ordine a malattie professionali su dipendenti o ex dipendenti e cause di mobbing;
- danni causati all'ambiente;
- sanzioni o pene inflitte alla Società per reati o danni ambientali.

Ai sensi dell'art. 2428, comma 3, n. 6-bis del Codice Civile si segnala che la Società non ha effettuato operazioni di copertura a fronte dei rischi finanziari.

La Società non ha compiuto nessuna operazione atipica o inusuale.

Rapporti con imprese collegate, controllate, controllanti e imprese sottoposte al controllo di queste ultime (art. 2428, comma 3, n. 2, C.C.)

RetiPiù Srl fa parte del Gruppo AEB-Gelsia, controllato da AEB SpA.

RetiPiù Srl fruisce e fornisce dalle/alle altre società del gruppo prestazioni di servizio a condizioni di mercato definite in specifici contratti. Per i rapporti economici e patrimoniali con le società controllanti e correlate si rimanda al punto 37 delle note esplicative.

Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti possedute

La Società, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 2474 del Codice Civile per le società a responsabilità limitata, non possiede, né ha accettato in garanzia, quote di partecipazione proprie, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona. La Società non possiede azioni o quote di società controllanti, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti acquistate o alienate

La Società, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 2474 del Codice Civile per le società a responsabilità limitata, non ha acquistato nel corso dell'esercizio, né ha accettato in garanzia, quote di partecipazioni proprie, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona. La Società non ha acquistato nel corso dell'esercizio azioni o quote di società controllanti, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

Il Direttore Generale

Mario Carlo Borgotti

Il Presidente

Mario Carlo Novara

Distribuiamo l'energia

retipiù

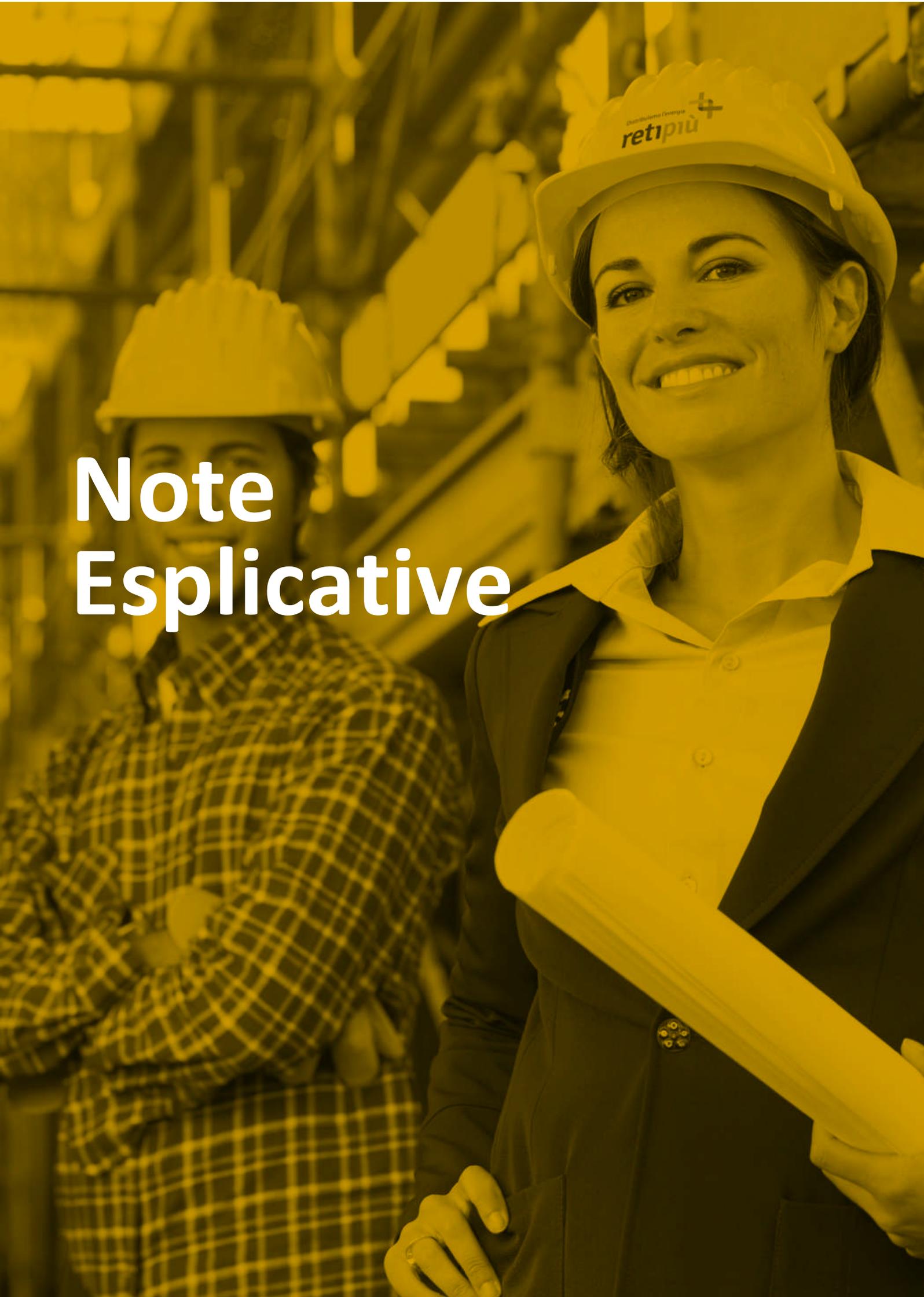
Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari

Situazione Patrimoniale Finanziaria		valori espressi in euro	
Rif.Nota	ATTIVITA'	31.12.2016	31.12.2015
Attività non correnti			
1	Immobili, impianti e macchinari	164.832.902	158.243.187
2	Avviamento e altre attività a vita non definita	-	-
3	Altre attività immateriali	13.285.910	14.159.292
4	Partecipazioni	-	-
5	Altre attività non correnti	286.374	252.938
17	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	5.919.419	5.748.613
Totale Attività non correnti		184.324.605	178.404.030
Attività correnti			
6	Rimanenze	1.257.037	1.072.091
7	Crediti commerciali	11.296.253	9.795.615
8	Crediti per imposte	1.334.580	188.845
9	Altre attività correnti	5.448.550	6.198.201
10	Altre attività finanziarie correnti	464.454	726
11	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.587.461	1.579.771
Totale Attività correnti		21.388.335	18.835.249
Totale Attivo		205.712.940	197.239.279
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
Rif.Nota		31.12.2016	31.12.2015
12	Patrimonio netto		
	Capitale Sociale	82.550.608	77.575.801
	Riserve	66.972.628	59.963.764
	Utile (perdita) dell'esercizio	3.314.302	6.383.979
Totale Patrimonio netto		152.837.538	143.923.544
Passività non correnti			
13	Finanziamenti	12.268.950	9.201.093
14	Altre passività non correnti	5.781.055	5.499.293
15	Fondi per benefici a dipendenti	1.585.119	1.593.785
16	Fondi per rischi ed oneri	8.875.556	8.677.233
17	Fondo Imposte differite passive	10.562.875	11.117.057
Totale Passività non correnti		39.073.555	36.088.461
Passività correnti			
13	Finanziamenti	1.974.717	3.724.215
18	Debiti Commerciali	7.654.317	8.442.502
19	Debiti per imposte	480.306	1.701.900
20	Altri debiti	3.692.507	3.358.657
Totale Passività correnti		13.801.847	17.227.274
Totale Patrimonio netto e passività		205.712.940	197.239.279

Conto economico complessivo		valori espressi in euro	
Rif.Nota		31.12.2016	31.12.2015
Ricavi			
21	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	31.192.266	32.950.291
21a	Variazione dei lavori in corso	422	9.840
22	Altri ricavi e proventi	1.747.796	2.766.855
Totale Ricavi		32.940.484	35.726.986
Costi operativi			
23	Acquisti	-3.153.426	-3.627.232
24	Variazione delle rimanenze	184.424	-47.685
25	Servizi	-11.847.723	-12.516.937
26	Costi per il personale	-8.332.099	-8.101.802
27	Altri costi operativi	-1.023.748	-406.720
28	Costi per lavori interni capitalizzati	7.805.891	8.620.052
Totale Costi operativi		-16.366.681	-16.080.324
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)		16.573.803	19.646.662
Ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti,			
29	Ammortamenti e svalutazioni	-9.037.632	-8.800.324
30	Accantonamenti	-2.014.750	-2.225.130
31	Ricavi e costi non ricorrenti	-243.807	-144.432
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti		-11.296.189	-11.169.886
Risultato operativo (EBIT)		5.277.614	8.476.776
Gestione finanziaria			
32	Proventi da partecipazione	-	-
32	Proventi finanziari	24.534	39.159
32	Oneri finanziari	-229.926	-267.118
32	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
Totale gestione finanziaria		-205.392	-227.959
33	Rettifica di valore di partecipazione e attività finanziarie	-	-
Risultato ante imposte		5.072.222	8.248.817
34	Imposte	-1.757.920	-2.459.600
35	Adeguamento fiscalità differita	-	594.762
Utile (perdita) dell'esercizio		3.314.302	6.383.979
Componenti del conto economico complessivo		-	-
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		3.314.302	6.383.979

RENDICONTO FINANZIARIO (valori espressi in euro)		31.12.2016	31.12.2015
A)	Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)		
	Utile (perdita) dell'esercizio	3.314.302	6.383.979
	Imposte sul reddito	1.757.920	1.864.838
	Interessi passivi/(interessi attivi) (Dividendi)	205.392	227.959
	(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	415.137	716.088
1	Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito,	5.692.751	9.192.864
	<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita</i>		
	Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	1.630.000	2.111.180
	Ammortamento delle immobilizzazioni	9.037.632	8.719.743
	Svalutazione crediti	384.750	113.950
	Svalutazioni per perdite durevoli di valore beni materiali e immateriali		80.581
	Altre rettifiche per elementi non monetari	(733.654)	(2.616.249)
	Totale rettifiche per elementi non monetari	10.318.728	8.409.205
2	Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN	16.011.479	17.602.069
	<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>		
	Decremento/(incremento) delle rimanenze	(184.946)	37.845
	Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	(1.537.688)	(366.399)
	Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	(788.185)	(1.499.436)
	Altre variazioni del capitale circolante netto	(1.178.864)	847.320
	Totale variazioni del capitale circolante netto	(1.331.955)	(980.669)
3	Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN	14.679.525	16.621.400
	<i>Altre rettifiche</i>		
	Interessi incassati/(pagati)	(163.704)	(201.941)
	Imposte sul reddito (pagate)/incassate	(4.442.989)	(3.033.321)
	Dividendi incassati di cui da parti correlate (Utilizzo dei fondi)	(686.849)	(48.221)
	Totale altre rettifiche	(5.293.543)	(3.283.483)
	Flusso finanziario della gestione reddituale (A)	9.385.982	13.337.917
B)	Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento		
	<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
	(Investimenti)	(7.179.540)	(7.099.142)
	Prezzo di realizzo disinvestimenti	1.706.134	400
	<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
	(Investimenti)	(1.561.578)	(2.253.043)
	Prezzo di realizzo disinvestimenti	1.648	
	<i>Altre finanziarie</i>		
	(Investimenti)		
	Prezzo di realizzo disinvestimenti		
	<i>Altre attività e passività non correnti</i>	248.326	864.909
	Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)	(6.785.010)	(8.486.876)
C)	Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento		
	<i>Mezzi di terzi</i>		
	Accensione finanziamenti	5.000.000	-
	Rimborso finanziamenti verso banche	(927.586)	(4.131.123)
	Incremento/(decremento) debiti verso banche	(64.217)	(26.019)
	Rimborso finanziamenti verso altri finanziatori	(266.011)	(259.747)
	Incremento/(decremento) debiti verso altri finanziatori		
	Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso controllante	(3.014.897)	2.360.771
	<i>Mezzi propri</i>		
	Pagamento dividendi	(3.320.570)	(3.000.000)
	Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	(2.593.281)	(5.056.118)
D)	Operazione straordinaria di conferimento		
	Impianti servizi distribuzione gas	(8.880.529)	
	Crediti	(235.430)	
	Debiti verso banche - Mutui	85.654	
	Aumento di capitale	4.974.807	
	Aumento riserva sovrapprezzo azioni	4.055.562	
	Flusso finanziario operazione straordinaria di conferimento (D)	0	0
	Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/- B +/- C) +/- (D)	7.690	-205.077
	Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio	1.587.461	1.579.771
	Denaro e valori in cassa	2.320	2.637
	Depositi bancari e postali	1.585.140	1.577.134
	Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	1.579.771	1.784.848
	Denaro e valori in cassa	2.637	2.831
	Depositi bancari e postali	1.577.134	1.782.017

Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto		valori espressi in euro						
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Altre riserve	Riserve IFRS/IAS	Utili (perdite) portati a nuovo	Utile del periodo	Totale PN
Patrimonio Netto al 31.12.2013	68.906.294	36.171.819	1.120.596	3.235.571	422.604	12.824.081	4.260.320	126.941.285
Destinazione risultato esercizio 2013			213.016			2.047.304	(4.260.320)	(2.000.000)
Variazione 2014 conferimenti	8.669.507	7.014.817				(5.388.032)		10.296.292
Risultato dell'esercizio 2014							5.301.988	5.301.988
Patrimonio Netto al 31.12.2014	77.575.801	43.186.636	1.333.612	3.235.571	422.604	9.483.353	5.301.988	140.539.565
Destinazione risultato esercizio 2014			265.099	2.036.889			(5.301.988)	(3.000.000)
Risultato dell'esercizio 2015							6.383.979	6.383.979
Patrimonio Netto al 31.12.2015	77.575.801	43.186.636	1.598.711	5.272.460	422.604	9.483.353	6.383.979	143.923.544
Destinazione risultato esercizio 2015			319.199	3.764.780			(6.383.979)	(2.300.000)
Variazione 2016 conferimenti	4.974.807	4.055.562						9.030.369
Dividendo straordinario						(1.130.677)		(1.130.677)
Risultato dell'esercizio 2016							3.314.302	3.314.302
Patrimonio Netto al 31.12.2016	82.550.608	47.242.198	1.917.910	9.037.240	422.604	8.352.676	3.314.302	152.837.538



Note Esplicative

Dichiarazione di conformità e criteri di redazione

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 di RetiPù S.r.l. è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali ("IFRS/IAS") emanati dall'International Accounting Standards Board ("IASB") e adottati dall'Unione Europea, incluse tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC").

Il bilancio, redatto in unità di euro e comparato con il bilancio dell'esercizio precedente redatto in omogeneità di criteri, è costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle presenti note esplicative.

Prima applicazione dei principi contabili internazionali

Principio generale

RetiPù S.r.l. ha optato per l'adozione dei principi contabili IFRS/IAS a partire dalla redazione del bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, come consentito dal D.Lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005.

Schemi di bilancio

La Società ha adottato i seguenti schemi di bilancio:

- Un prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria che espone separatamente le attività correnti e non correnti, il Patrimonio Netto e le passività correnti e non correnti;
- Un prospetto di conto economico complessivo che espone i costi ed i ricavi usando una classificazione basata sulla natura degli stessi;
- Un rendiconto finanziario che presenta i flussi finanziari derivanti dall'attività operativa utilizzando il metodo indiretto;
- Un prospetto delle variazioni del Patrimonio netto.

L'adozione di tali schemi permette la rappresentazione più significativa della situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società.

Principi contabili ed emendamenti applicabili dal 1° gennaio 2016

I principi contabili adottati per la redazione del bilancio d'esercizio sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015, fatta eccezione per l'adozione dal 1° gennaio 2016 dei principi contabili, degli emendamenti ed interpretazioni di seguito elencati, che peraltro non hanno avuto effetti significativi sul presente bilancio di esercizio e non hanno comportato modifiche alle opzioni utilizzate per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015.

- Emendamenti allo IAS 19 "Defined Benefit Plans: Employee Contributions" (pubblicato in data 21 novembre 2013): relativo alla iscrizione in bilancio delle contribuzioni effettuate dai dipendenti o da terze parti ai piani a benefici definiti. L'adozione di tali emendamenti non ha comportato effetti sul bilancio separato della Società.
- Emendamenti all'IFRS 11 Joint Arrangements – "Accounting for acquisitions of interests in joint operations" (pubblicato in data 6 maggio 2014): relativo alla contabilizzazione dell'acquisizione di interessenze in una joint operation la cui attività costituisca un business.
L'adozione di tali emendamenti non ha comportato effetti sul bilancio separato della Società.
- Emendamenti allo IAS 16 – Property, plant and Equipment e allo IAS 38 – Intangibles Assets – "Clarification of acceptable methods of depreciation and amortisation" (pubblicati in data 12 maggio 2014): secondo cui un criterio di ammortamento basato sui ricavi è considerato di norma inappropriato, in quanto, i ricavi generati da un'attività che include l'utilizzo dell'attività oggetto di ammortamento generalmente riflettono fattori diversi dal solo consumo dei benefici economici dell'attività stessa, requisito che viene, invece, richiesto per l'ammortamento. L'adozione di tale emendamento non ha comportato effetti sul bilancio separato della Società.

- Emendamento allo IAS 1 – “Disclosure Initiative” (pubblicato in data 18 dicembre 2014): l’obiettivo delle modifiche è di fornire chiarimenti in merito ad elementi di informativa che possono essere percepiti come impedimenti ad una chiara ed intellegibile redazione dei bilanci. L’adozione di tale emendamento non ha comportato effetti sul bilancio separato della Società.
- Emendamento allo IAS 27 Equity Method in Separate Financial Statements (pubblicato in data 12 agosto 2014): introduce l’opzione di utilizzare nel bilancio separato di un’entità il metodo del patrimonio netto per la valutazione delle partecipazioni in società controllate, in società a controllo congiunto e in società collegate. L’adozione di tale emendamento non ha comportato effetti sul bilancio separato della Società.

Infine, nell’ambito del processo annuale di miglioramento dei principi, in data 12 dicembre 2013 lo IASB ha pubblicato il documento “Annual Improvements to IFRSs: 2010-2012 Cycle” (tra cui IFRS 2 Share Based Payments – Definition of vesting condition, IFRS 3 Business Combination – Accounting for contingent consideration, IFRS 8 Operating segments – Aggregation of operating segments e Reconciliation of total of the reportable segments’ assets to the entity’s assets, IFRS 13 Fair Value Measurement – Short-term receivables and payables) e in data 25 settembre 2014 il documento “Annual Improvements to IFRSs: 2012-2014 Cycle” (tra cui: IFRS 5 – Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations, IFRS 7 – Financial Instruments: Disclosure e IAS 19 – Employee Benefits), che integrano parzialmente i principi preesistenti.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS e IFRIC omologati dall’Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dalla Società

- Principio IFRS 15 – Revenue from Contracts with Customers (pubblicato in data 28 maggio 2014 e integrato con ulteriori chiarimenti pubblicati in data 12 aprile 2016) che è destinato a sostituire i principi IAS 18 – Revenue e IAS 11 – Construction Contracts, nonché le interpretazioni IFRIC 13 – Customer Loyalty Programmes, IFRIC 15 – Agreements for the Construction of Real Estate, IFRIC 18 – Transfers of Assets from Customers e SIC 31 – Revenues- Barter Transactions Involving Advertising Services. Il principio stabilisce un nuovo modello di riconoscimento dei ricavi, che si applicherà a tutti i contratti stipulati con i clienti ad eccezione di quelli che rientrano nell’ambito di applicazione di altri principi IAS/IFRS come i leasing, i contratti d’assicurazione e gli strumenti finanziari. I passaggi fondamentali per la contabilizzazione dei ricavi secondo il nuovo modello sono:
 - l’identificazione del contratto con il cliente;
 - l’identificazione delle performance obligations del contratto;
 - la determinazione del prezzo;
 - l’allocazione del prezzo alle performance obligations del contratto;
 - i criteri di iscrizione del ricavo quando l’entità soddisfa ciascuna performance obligation.Il principio si applica a partire dal 1° gennaio 2018 ma è consentita un’applicazione anticipata.
- Pur non avendo ancora completato l’analisi sistematica della fattispecie ed in particolare un’analisi dettagliata dei contratti con i clienti, gli amministratori non si attendono che l’applicazione dell’IFRS 15 possa avere un impatto significativo sugli importi iscritti a titolo di ricavi e sulla relativa informativa riportata nel bilancio separato della Società.
- Versione finale dell’IFRS 9 – Financial Instruments (pubblicato il 24 luglio 2014). Il documento accoglie i risultati delle fasi relative a Classificazione e valutazione, Impairment, e Hedge accounting, del progetto dello IASB volto alla sostituzione dello IAS 39. Il nuovo principio, che sostituisce le precedenti versioni dell’IFRS 9, deve essere applicato dai bilanci che iniziano il 1° gennaio 2018 o successivamente. Gli amministratori non si attendono che l’applicazione dell’IFRS 9 possa avere un impatto significativo sugli importi e l’informativa riportata nel bilancio separato della Società. Tuttavia, non è possibile fornire una stima ragionevole degli effetti finché la Società non abbia completato un’analisi dettagliata.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea

Alla data di riferimento del presente bilancio separato gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'adozione degli emendamenti e dei principi sotto descritti.

- In data 13 gennaio 2016 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 16 – Leases che è destinato a sostituire il principio IAS 17 – Leases, nonché le interpretazioni IFRIC 4 Determining whether an Arrangement contains a Lease, SIC-15 Operating Leases—Incentives e SIC-27 Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease. Il nuovo principio fornisce una nuova definizione di lease ed introduce un criterio basato sul controllo (right of use) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto. Il principio stabilisce un modello unico di riconoscimento e valutazione dei contratti di leasing per il locatario (lessee) che prevede l'iscrizione del bene oggetto di lease anche operativo nell'attivo con contropartita un debito finanziario, fornendo inoltre la possibilità di non riconoscere come leasing i contratti che hanno ad oggetto i "low-value assets" e i leasing con una durata del contratto pari o inferiore ai 12 mesi. Al contrario, lo Standard non comprende modifiche significative per i locatori. Il principio si applica a partire dal 1° gennaio 2019 ma è consentita un'applicazione anticipata, solo per le Società/Gruppi che hanno applicato in via anticipata l'IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers. Gli amministratori non si attendono che l'applicazione dell'IFRS 16 possa avere un impatto significativo sulla contabilizzazione dei contratti di leasing e sulla relativa informativa riportata nel bilancio separato della Società.
- In data 19 gennaio 2016 lo IASB ha pubblicato il documento "Recognition of Deferred Tax Assets for Unrealised Losses (Amendments to IAS 12)" che contiene delle modifiche al principio contabile internazionale IAS 12. Il documento ha l'obiettivo di fornire alcuni chiarimenti sull'iscrizione delle imposte differite attive sulle perdite non realizzate al verificarsi di determinate circostanze e sulla stima dei redditi imponibili per gli esercizi futuri. Le modifiche si applicano a partire dal 1° gennaio 2017 ma ne è consentita l'adozione anticipata.
- In data 29 gennaio 2016 lo IASB ha pubblicato il documento "Disclosure Initiative (Amendments to IAS 7)" che contiene delle modifiche al principio contabile internazionale IAS 7. Il documento ha l'obiettivo di fornire alcuni chiarimenti per migliorare l'informativa sulle passività finanziarie. In particolare, le modifiche richiedono di fornire un'informativa che permetta agli utilizzatori del bilancio di comprendere le variazioni delle passività derivanti da operazioni di finanziamento.
- Interpretazione IFRIC 22 "Foreign Currency Transactions and Advance Consideration" (pubblicata in data 8 dicembre 2016). L'interpretazione ha l'obiettivo di fornire delle linee guida per transazioni effettuate in valuta estera ove siano rilevati in bilancio degli anticipi o acconti non monetari, prima della rilevazione della relativa attività, costo o ricavo. Tale documento fornisce le indicazioni su come un'entità deve determinare la data di una transazione, e di conseguenza, il tasso di cambio a pronti da utilizzare quando si verificano operazioni in valuta estera nelle quali il pagamento viene effettuato o ricevuto in anticipo. L'IFRIC 22 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018, ma è consentita un'applicazione anticipata. Gli amministratori non si attendono un effetto significativo nel bilancio separato della Società dall'adozione di queste modifiche.
- Emendamento allo IAS 40 "Transfers of Investment Property" (pubblicato in data 8 dicembre 2016). Tali modifiche chiariscono i trasferimenti di un immobile a, o da, investimento immobiliare. In particolare, un'entità deve riclassificare un immobile tra, o da, gli investimenti immobiliari solamente quando c'è l'evidenza che si sia verificato un cambiamento d'uso dell'immobile. Tale cambiamento deve essere ricondotto ad un evento specifico che è accaduto e non deve dunque limitarsi ad un cambiamento delle intenzioni da parte della Direzione di un'entità. Gli amministratori non si attendono un effetto significativo nel bilancio separato della Società dall'adozione di queste modifiche.

Criteria di valutazione

I criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2015 sono di seguito riportati:

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono stati iscritti, alla data di Transizione, al costo di acquisto o di costruzione o al valore di conferimento, al netto dell'ammontare complessivo degli ammortamenti e delle perdite per riduzione durevole di valore accumulati secondo quanto previsto dal paragrafo n. 30 del principio contabile internazionale IAS 16 (Immobili, impianti e macchinari).

Considerate la natura e le caratteristiche specifiche degli Immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, si è ritenuto di confermare la valutazione degli stessi mantenendoli iscritti in bilancio al costo, al netto degli ammortamenti accumulati, previa verifica della non sussistenza di eventuali perdite di valore, quindi non si è optato per la rideterminazione del valore come previsto dal paragrafo n. 31 del principio contabile internazionale IAS 16.

In particolare, per quanto riguarda gli impianti di distribuzione, alla luce delle complessità interpretative che caratterizzano la disciplina delle concessioni nell'attuale fase transitoria, pur in presenza di significativi plusvalori latenti, si è ritenuto preferibile applicare il criterio sopra indicato rispetto alla rideterminazione del valore, stante l'oggettiva incertezza riguardo alla possibilità di determinare in modo univoco il relativo *fair value*.

Le quote di ammortamento annuale sono calcolate sulla base di specifici piani di ammortamento che ripartiscono sistematicamente il costo dei beni in relazione alla loro vita utile stimata.

Il costo degli immobili, impianti e macchinari viene pertanto ammortizzato in ciascun esercizio sulla base di aliquote ritenute idonee a ripartire il costo di ciascuna categoria di beni in relazione alla rispettiva possibilità di utilizzazione e alla durata media del loro concorso alla realizzazione dell'attività aziendale.

Per gli impianti sono state utilizzate le aliquote di ammortamento utilizzate dalle aziende di settore ed indicate anche dall'AEEGSI per la determinazione delle tariffe di distribuzione.

Di seguito si riportano le aliquote ordinarie (ridotte alla metà nell'esercizio di entrata in funzione del bene) che si è ritenuto essere espressione dei criteri sopra elencati.

Descrizione categoria cespite	Aliquote %
Impianti di decompressione	5
Rete distribuzione	2
Linee mt	3,33
Linee bt	3,33
Stazioni elettriche	3,33
Allacciamenti	2,5/3,33
Strumenti di misura e controllo	5/6,67
Attrezzature di reparto	12,5
Attrezzature comuni	12,5
Autovetture	20
Autoveicoli	20
Hardware e software di base	20
Mobili e arredi	8,3
Cartografia	10

I costi di manutenzione ordinaria sono spesati nell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi incrementativi del valore o della vita utile del cespite sono capitalizzati ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei cespiti ai quali si riferiscono.

In particolare per quanto riguarda i beni conferiti da parte di GSD Srl la vita utile residua dei cespiti è stata determinata sulla base di un'apposita perizia tecnica redatta da un esperto indipendente, tenuto conto delle indicazioni fornite dal perito incaricato di determinare i valori di conferimento. Su tali basi, la vita tecnica economica residua dei beni conferiti è stata determinata analiticamente ed utilizzata per determinare l'aliquota di ammortamento delle singole categorie di cespiti.

Beni in leasing

Le immobilizzazioni acquisite tramite contratti di locazione finanziaria e che sostanzialmente trasferiscono al locatore tutti i rischi ed i benefici derivanti dalla proprietà del bene locato sono contabilizzate, secondo la metodologia finanziaria, alla data di inizio del leasing al valore equo del bene locato o, se minore, al valore attuale dei canoni. I canoni devono essere ripartiti pro quota fra quota di capitale e quota di interessi in modo da ottenere un tasso di interesse costante sul saldo residuo del debito. In contropartita dell'iscrizione del bene vengono contabilizzati i debiti verso l'ente finanziario locatore. Gli oneri finanziari devono essere imputati direttamente a conto economico. I beni devono essere esposti tra le attività al valore di acquisto diminuito delle quote di ammortamento. L'ammortamento di tali beni viene riflesso nei prospetti annuali applicando lo stesso criterio seguito per gli immobili, impianti e macchinari di proprietà.

RetiPù non ha beni in leasing.

Altre attività immateriali

Le attività immateriali acquistate separatamente o prodotte internamente sono iscritte nell'attivo, secondo quanto disposto dallo IAS 38, quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile. Le attività immateriali acquisite tramite operazioni di aggregazione sono valutate al *fair value*.

Le attività immateriali a vita utile definita sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, al netto dei relativi ammortamenti accumulati ed ammortizzate a quote costanti lungo la loro vita utile stimata e sottoposte a test di congruità ogni volta che vi siano indicazioni di perdite durevoli di valore.

L'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" ha definito i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione, nei casi in cui il soggetto concedente controlla/regola, determinandone il prezzo, i servizi di pubblica utilità che sono offerti dalle società concessionarie tramite le infrastrutture che il concessionario ottiene in gestione o realizza, e mantiene, tramite la proprietà o in altri modi, un interesse residuo sull'attività.

Per RetiPù il principio è applicabile alle attività di distribuzione dell'energia elettrica e del gas. La natura delle concessioni della Società, gran parte delle quali derivano da affidamenti risalenti ad anni non recenti o da operazioni straordinarie (conferimenti), unitamente alle incertezze legate al quadro regolatorio ed alle inevitabili complessità interpretative che si manifestano nell'attuale fase transitoria, ne hanno suggerito l'applicazione relativamente alle fattispecie chiaramente identificabili come rientranti nel nuovo regime concessorio.

L'applicazione dell'IFRIC 12 ha pertanto comportato nella Situazione Patrimoniale-Finanziaria la classificazione delle infrastrutture già rientranti nel nuovo regime concessorio tra le attività immateriali.

Le percentuali di ammortamento utilizzate sono le seguenti:

Descrizione categoria cespiti	Aliquote
Software gestionali	20%
Concessioni	Il piano d'ammortamento è effettuato in funzione della durata delle concessioni
Infrastrutture per accordi in concessione (IFRIC 12)	Il processo di ammortamento delle infrastrutture relative agli accordi in concessione è effettuato per quote costanti secondo le attese di ritorno di benefici economici futuri derivanti dal loro utilizzo e dal loro valore residuo a scadenza.

Perdite durevoli di valore

Ad ogni chiusura di bilancio, RetiPiù S.r.l. rivede il valore contabile delle proprie attività materiali e immateriali per determinare se vi siano indicazioni che queste attività abbiano subito riduzioni di valore. Qualora queste indicazioni esistano, viene stimato l'ammontare recuperabile di tali attività per determinare l'importo della svalutazione.

Quando una svalutazione non ha più ragione di essere mantenuta, il valore contabile dell'attività (o della unità generatrice di flussi finanziari) è incrementato al nuovo valore derivante dalla stima del suo valore recuperabile, ma non oltre il valore netto di carico che l'attività avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione per perdita di valore. Il ripristino del valore è imputato al conto economico.

Partecipazioni

Le partecipazioni rappresentano un investimento duraturo e strategico da parte della società e sono valutate, nel rispetto del principio della continuità di applicazione dei criteri di valutazione, al costo di acquisto o di sottoscrizione, eventualmente ridotto per perdite durevoli di valore. Tale riduzione non può essere mantenuta negli esercizi successivi se sono venuti meno i motivi della rettifica.

Le partecipazioni che non presentano le sopraccitate caratteristiche sono classificate nelle attività finanziarie non correnti.

Altre Attività finanziarie

Le attività finanziarie sono iscritte al minore tra il loro valore contabile ed il relativo valore equo o di presumibile realizzo.

Altre Attività

Le altre attività correnti e non correnti sono iscritte al loro presumibile valore di realizzo.

Rimanenze

Le rimanenze sono iscritte al minore tra il costo di acquisto ed il presumibile valore di realizzo.

Il costo è determinato secondo il metodo del costo medio ponderato.

Crediti

I crediti sono iscritti al presumibile valore di realizzo. L'adeguamento del loro valore nominale al minor valore di realizzo viene effettuato mediante lo stanziamento di un apposito fondo a rettifica diretta della voce sulla base di una approfondita analisi riguardante le singole posizioni.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide, costituite da depositi bancari e valori di cassa, sono iscritte al valore nominale, coincidente con il valore di realizzo con scadenza a breve.

Fondi per rischi ed oneri

I fondi per rischi ed oneri sono stanziati per coprire perdite e debiti, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura del periodo non erano determinabili l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Gli stanziamenti sono rilevati nella situazione patrimoniale-finanziaria solo qualora esista una obbligazione legale o implicita che determini l'impiego di risorse atte a produrre effetti economici per l'adempimento della stessa e se ne possa determinare una stima attendibile dell'ammontare.

Nel caso in cui l'effetto sia rilevante, gli accantonamenti sono calcolati attualizzando i flussi finanziari futuri stimati ad un tasso di attualizzazione stimato al lordo delle imposte, tale da riflettere le valutazioni correnti di mercato del valore attuale del denaro e dei rischi specifici connessi alla passività.

Fondi per benefici ai dipendenti

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato viene stanziato per coprire l'intera passività maturata nei confronti dei dipendenti in conformità alla legislazione vigente ed al contratto collettivo di lavoro e integrativo

aziendale. Tale passività è soggetta a rivalutazione in base all'applicazione di indici fissati dalla normativa vigente.

A seguito della riforma della previdenza complementare e delle conseguenti modifiche legislative, si è determinata la situazione seguente:

- l'obbligazione per il TFR maturato al 31 dicembre 2006 ha conservato le caratteristiche di un Piano a benefici definiti (Defined Benefit Plan per lo IAS 19), con la conseguente necessità di una valutazione effettuata attraverso l'utilizzo di tecniche attuariali, che però deve escludere la componente relativa ad incrementi salariali futuri ma deve tenere conto della stima della durata dei rapporti di lavoro, nonché di altre ipotesi demografico-finanziarie;
- l'obbligazione per le quote maturande a partire dal 1 gennaio 2007, dovute alla previdenza complementare, ha assunto la caratteristica di un Piano a contribuzione definita (Defined Contribution Plan per lo IAS 19) e pertanto il relativo trattamento contabile è assimilato a quello in essere per i versamenti contributivi di altra natura.

Alla luce di quanto sopra descritto, RetiPiù Srl ha provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente la valutazione del TFR secondo quanto previsto dallo IAS 19.

Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato che le differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili non sono risultate significative.

Debiti

I debiti sono iscritti al valore nominale.

Finanziamenti

I finanziamenti sono valutati inizialmente al costo. Tale valore viene rettificato successivamente per tenere conto dell'eventuale differenza tra il costo iniziale e il valore di rimborso lungo la durata del finanziamento utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

I finanziamenti sono classificati tra le passività correnti a meno che la Società abbia il diritto incondizionato di differire l'estinzione di tale passività di almeno dodici mesi dopo la data di riferimento.

Riconoscimento dei ricavi

I ricavi sono iscritti al netto dei resi, degli sconti, degli abbuoni e dei premi, nonché delle imposte direttamente connesse con la vendita delle merci e la prestazione dei servizi.

I ricavi per la vendita sono riconosciuti quando l'impresa ha trasferito i rischi ed i benefici significativi connessi alla proprietà del bene e l'ammontare del ricavo può essere determinato attendibilmente.

I ricavi di natura finanziaria vengono iscritti in base alla competenza temporale.

Proventi finanziari

I proventi finanziari includono gli interessi attivi, le differenze di cambio attive, i dividendi da imprese partecipate e i proventi derivanti dagli strumenti finanziari, quando non compensati nell'ambito di operazioni di copertura.

Gli interessi attivi sono imputati a conto economico al momento della loro maturazione, considerando il rendimento effettivo.

I dividendi devono essere contabilizzati per competenza al momento in cui vi è il diritto alla percezione, che generalmente coincide con la delibera di distribuzione.

Oneri finanziari

Gli oneri finanziari includono gli interessi passivi sui debiti finanziari calcolati usando il metodo dell'interesse effettivo e le differenze cambio passive.

Imposte sul reddito dell'esercizio

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile della Società. Sono rilevate nel conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto, nei cui casi l'effetto fiscale è riconosciuto direttamente a patrimonio netto ed evidenziato nelle altre componenti del conto economico complessivo.

Le altre imposte non correlate al reddito sono incluse tra gli oneri operativi.

Le imposte differite sono stanziare secondo il metodo dello stanziamento globale della passività. Esse sono calcolate su tutte le differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività ed il valore contabile.

Le imposte differite attive sulle perdite fiscali e sui crediti d'imposta non utilizzati riportabili a nuovo sono riconosciute nella misura in cui è probabile che sia disponibile un reddito imponibile futuro a fronte del quale possano essere recuperate. Le attività e le passività fiscali correnti e differite sono compensate quando le imposte sul reddito sono applicate dalla medesima autorità fiscale e quando vi è un diritto legale di compensazione.

Le attività e le passività fiscali differite sono determinate con le aliquote fiscali che si prevede saranno applicabili negli esercizi nei quali le differenze temporanee saranno realizzate o estinte.

La società ha aderito al consolidato fiscale nazionale di A.E.B. S.p.A., unitamente alle controllate di quest'ultima Gelsia S.r.l. e Gelsia Ambiente S.r.l., disciplinato dagli articoli 117 e seguenti del TUIR DPR 917/86 manifestando la necessaria opzione.

I rapporti derivanti dalla partecipazione al Consolidato sono regolati da uno specifico Regolamento approvato e sottoscritto da tutte le società aderenti.

Uso di stime

La redazione del bilancio e delle relative note in applicazione degli IFRS richiede da parte degli Amministratori l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data di bilancio.

I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime.

Le stime sono utilizzate per valutare le attività materiali ed immateriali sottoposte ad impairment test come sopra descritto oltre che per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, ammortamenti, svalutazioni di attivo, benefici ai dipendenti, imposte, altri accantonamenti e fondi.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico.

Commento alle principali voci della situazione Patrimoniale-Finanziario

1 - Immobili, Impianti e Macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono relativi principalmente agli impianti di distribuzione e misura del gas naturale ed energia elettrica.

Nel corso del 2016 sono stati eseguiti investimenti per 7,2 milioni di euro e RetiPù Srl ha ricevuto dalla Società GSD Srl, con conferimento del 28 giugno 2016 atto notarile repertorio n. 157921, immobilizzazioni materiali per 8,9 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2016 l'incremento totale delle immobilizzazioni materiali è pari a 16,1 milioni di euro.

Nel corso del 2016 sono stati ceduti in data 22 dicembre 2016 atto notarile repertorio n. 158608 gli impianti di illuminazione pubblica al Comune di Seregno per complessivi euro 1,6 milioni.

Gli ammortamenti si riferiscono ad ammortamenti economico - tecnici determinati sulla base della vita utile dei beni, ovvero sulla loro residua possibilità di utilizzazione da parte dell'impresa. Nel corso dell'esercizio non si evidenziano variazioni nella vita utile stimata dei beni e nei coefficienti di ammortamento applicati ed esplicitati per categorie omogenee alla nota "Criteri di Valutazione - Immobili, impianti e macchinari"

(migliaia di euro)	Terreni, immobili, impianti e macchinari, attrezzature	Altri beni	Immobilizzazioni in corso	Totale
Costo				
Al 1° gennaio 2015	228.390	3.127	719	232.236
Incrementi	6.616	149	334	7.099
Decrementi	(1.214)	(53)	(24)	(1.291)
Giroconti	390	276	(666)	-
Al 31 dicembre 2015	234.182	3.499	363	238.044
Incrementi	6.744	117	318	7.179
Incrementi per conferimento impianti da GSD Srl	14.054	-	-	14.054
Decrementi	(5.757)	(275)	(75)	(6.107)
Giroconti	228	-	(228)	-
Al 31 dicembre 2016	249.451	3.341	378	253.170
Ammortamenti accumulati				
Al 1° gennaio 2015	71.605	1.868	-	73.473
Ammortamenti dell'anno	6.684	397	-	7.081
Variazioni	(703)	(51)	-	(754)
Al 31 dicembre 2015	77.586	2.214	-	79.800
Ammortamenti dell'anno	6.972	312	-	7.284
Variazioni	(3.714)	(206)	-	(3.920)
Variazioni per conferimento impianti da GSD Srl	5.175	-	-	5.173
Al 31 dicembre 2016	86.017	2.320	-	88.337
Valore contabile				
Al 31 dicembre 2015	156.596	1.285	363	158.244
Al 31 dicembre 2016	163.434	1.021	378	164.833

2 - Avviamento e altre attività a vita non definita

Tale voce non presenta alcun valore iscritto al 31.12.2016.

3 - Altre attività immateriali

Sono stati eseguiti investimenti per 1,6 milioni di euro; il decremento pari 0,9 milioni di euro rispetto all'anno 2015 è dovuto a dismissioni e ammortamenti.

(migliaia di euro)	Software	Brevetti	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Altre	Attività immateriali in corso	Totale
Costo						
Al 1° gennaio 2015	5.868	2	14.756	1.440	1.035	23.101
Incrementi	354	-	684	171	1.045	2.254
Decrementi	-	-	(62)	-	(508)	(570)
Giroconti	123	-	39	-	(162)	-
Al 31 dicembre 2015	6.345	2	15.417	1.611	1.410	24.785
Incrementi	439	-	602	86	435	1.562
Decrementi	(3)	-	(83)	-	(621)	(707)
Giroconti	420	-	302	34	(756)	-
Al 31 dicembre 2016	7.201	2	16.238	1.731	468	25.640
Ammortamenti accumulati						
Al 1° gennaio 2015	4.316	-	3.756	933	-	9.005
Ammortamenti dell'anno	683	-	740	215	-	1.638
Variazioni	-	-	(17)	-	-	(17)
Al 31 dicembre 2015	4.999	-	4.479	1.148	-	10.626
Ammortamenti dell'anno	708	-	822	224	-	1.754
Variazioni	(2)	-	(24)	-	-	(26)
Al 31 dicembre 2016	5.705	-	5.277	1.372	-	12.354
Valore contabile						
Al 31 dicembre 2015	1.346	2	10.938	463	1.410	14.159
Al 31 dicembre 2016	1.496	2	10.961	359	468	13.286

4 - Partecipazioni

RetiPiù Srl al 31/12/2016 non è titolare di alcuna partecipazione.

5 - Altre attività non correnti

La voce "Depositi Cauzionali" riguarda i depositi versati per il noleggio di automezzi elettrici e per utenze varie.

Gli "altri crediti non correnti" sono crediti verso il personale per prestiti.

La voce "Ratei e risconti attivi" è composta da risconti attivi e si riferisce a costi di competenza di esercizi futuri relativi ad estensioni garanzie hardware, manutenzioni triennali ed imposta sostitutiva su mutui.

I crediti per Imposte sono relativi al credito IRES derivante dall'istanza di rimborso IRES presentata l'11 marzo 2013, per gli anni dal 2007 al 2011 (art. 2, comma 1-quater-D.L. 201/2011) per la mancata deduzione dell'IRAP relativa al costo del personale. In data 31 luglio 2015 la società ha ricevuto il rimborso degli anni 2007, 2008, 2009 e 2010.

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Depositi cauzionali	106	102	4
Altri crediti non correnti	48	33	15
Ratei e risconti attivi	36	22	14
Crediti per Imposte	96	96	-
Totale altre attività non correnti	286	253	33

6 - Rimanenze

Le rimanenze finali di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali destinati alla costruzione e alla manutenzione degli impianti. La voce presenta una variazione generata dall'incremento delle scorte di magazzino per far fronte agli obblighi di sostituzione dei misuratori gas derivanti dalla delibera n. ARG/gas 631/2013 dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.257	1.072	185
Totale rimanenze	1.257	1.072	185

7 – Crediti commerciali

I "Crediti verso clienti" sono rappresentati principalmente dai crediti vantati nei confronti delle società di vendita "terze" per servizi di distribuzione gas ed energia elettrica

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Crediti verso clienti	3.187	2.590	597
Fatture da emettere verso clienti	1.649	1.443	206
Totale lordo	4.836	4.033	803
Fondo svalutazione crediti	(962)	(969)	7
Totale netto	3.874	3.064	810
Crediti verso imprese controllanti	166	364	(198)
Crediti verso imprese consociate	7.256	6.368	888
Totale crediti commerciali	11.296	9.796	1.500

Nel corso dell'esercizio il fondo svalutazione crediti ha subito la seguente movimentazione:

(migliaia di euro)	Importi
Fondo al 31 dicembre 2015	969
Utilizzi e rilasci dell'esercizio	(392)
Accantonamenti dell'esercizio	385
Fondo al 31 dicembre 2016	962

I "Crediti verso imprese controllanti" sono composti per euro 25 mila da crediti verso il Comune di Seregno e per euro 140 mila da crediti verso AEB Spa per servizi resi.

La voce "crediti verso imprese consociate" è costituita principalmente dai crediti vantati nei confronti della società Gelsia Srl per servizi di distribuzione e misura erogati.

8 – Crediti per imposte

I crediti per imposte sono relativi al credito v/AEB per consolidato fiscale e credito verso Erario per IRAP.

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Crediti da consolidato fiscale	1.125	-	1.125
Verso Erario per IRAP	144	189	(45)
Credito di imposta Art Bonus	65	-	65
Totale crediti per imposte	1.334	189	1.145

9 – Altre attività correnti

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Crediti diversi	5.146	5.861	(715)
Ratei e risconti attivi	303	337	(34)
Totale altre attività correnti	5.449	6.198	(749)

La voce “Crediti diversi” presenta i seguenti valori:

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Crediti per perequazione	1.259	2.769	(1.510)
Crediti v/o CSEA	3.324	2.583	741
Crediti verso il personale	24	20	4
Crediti v/Comune	476	456	20
Altri crediti	63	33	30
Totale crediti diversi	5.146	5.861	(715)

La voce più significativa è rappresentata dai crediti verso la Cassa per i servizi energetici e ambientali che sono costituiti principalmente da crediti per componente commercializzazione gas (597 mila euro), crediti per bonus gas (107 mila euro), crediti per conguagli (64 mila euro), crediti v/CSEA per incentivi continuità gas ed energia elettrica (340 mila euro), crediti per rimborso costi gestione pratiche utenti in default (387 mila euro), crediti per TEE acquistati e non ancora annullati (1.829 mila euro) e crediti per perequazione (1.259 mila euro).

La voce comprende inoltre crediti v/Comuni per 476 mila euro relativi ai corrispettivi “una tantum” versati alle stazioni appaltanti incaricate di esperire le gare d’Ambito per il rinnovo delle concessioni gas per la copertura degli oneri di gara e crediti diversi per euro 87 mila.

La voce “Ratei e risconti attivi” pari a 303 mila euro è così composta:

- 73 mila euro polizze RCA;
- 16 mila euro polizza sanitaria a favore dei dipendenti;
- 84 mila euro spese legali relative a pratiche non ancora concluse al 31 dicembre 2016;
- 68 mila euro per la manutenzione pluriennale degli impianti e per estensione garanzia hardware e software;
- 62 mila euro per manutenzioni hardware e software di competenza dell’anno 2016.

10 – Altre attività finanziarie correnti

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Crediti verso controllanti	464	1	463
Totale altre attività finanziarie correnti	464	1	463

I “crediti verso controllanti” sono crediti relativi al trasferimento di liquidità alla capogruppo nell’ambito del contratto di cashpooling.

11 – Disposizioni liquide e mezzi equivalenti

La voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari ad euro 1.587 mila al 31 dicembre 2016 è rappresentata

quasi esclusivamente da saldi attivi di c/c bancari.

12 – Patrimonio netto

(migliaia di euro)	Importo	Disponibilità Distribuibilità	Importo disponibile	Importo distribuibile	Utilizzazione degli ultimi tre esercizi	
					per copertura perdite	per altre ragioni
Capitale Sociale	82.551				-	-
Riserve di capitale						
Riserva da sovrapprezzo	47.242	A,B,C	47.242	32.649	-	-
Riserva da conferimento	827	A,B,C	827	827	-	-
Riserve di utili						
Riserva legale	1.917	B	1.917	-	-	-
Riserva straordinaria	8.210	A,B,C	8.210	8.210	-	-
Utili/perdite a nuovo	8.353	A,B,C	8.353	8.353	-	-
Riserve IAS						
Riserva da FTA	423	B	423	-	-	-
TOTALI	149.523		66.972	50.039	-	-

Legenda:A: per aumento di capitale; B: per copertura perdite; C: per distribuzione ai soci.

Nella tabella le voci di Patrimonio Netto vengono distinte secondo l'origine, la possibilità di utilizzazione, la distribuibilità e l'avvenuta utilizzazione nei tre esercizi precedenti. La movimentazione delle voci del Patrimonio Netto avvenuta nell'esercizio è illustrata nel relativo prospetto di bilancio.

La Riserva da sovrapprezzo non è distribuibile, ai sensi dell'art. 2431, per 14.593 migliaia di euro, ossia per la quota necessaria affinché la riserva legale raggiunga il quinto del capitale sociale.

Nell'esercizio 2016 il capitale sociale di RetiPù S.r.l. è passato da Euro 77.576 mila ad Euro 82.551 mila per effetto della seguente operazione straordinaria:

- In data 1 luglio 2016 la Società G.S.D. S.p.A. ha conferito in RetiPù Srl il ramo distribuzione gas del territorio di Desio con atto n. 29004 atto notorio n.157921 a totale liberazione dell'aumento di capitale sociale deliberato in data 28 giugno 2016 dall'Assemblea dei soci di RetiPù Srl. Per effetto di tale conferimento il capitale sociale è aumentato di 4.975 mila euro e la riserva sovrapprezzo azioni di 4.055 mila euro.

Al 31 dicembre 2016 il capitale sociale è pari a euro 82.551 mila e la riserva sovrapprezzo azioni è pari a euro 47.242 mila.

13 – Finanziamenti

(migliaia di euro)	31/12/2016		31/12/2015	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Debiti verso banche	1.702	10.491	907	7.150
Debiti verso altri finanziatori	272	1.778	266	2.051
Debiti verso controllanti	-	-	2.551	-
Totale finanziamenti	1.974	12.269	3.724	9.201

La voce "Debiti verso banche" è così composta:

- mutuo chirografario sottoscritto nel 2009 (durata 15 anni) per 3,5 milioni di euro utilizzato per l'acquisto di circa 25.000 contatori elettronici in sostituzione dell'intero parco contatori elettrici gestito, del sistema di

telegestione e per le necessarie attività di installazione. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 248 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.828 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;

- mutuo chirografario sottoscritto nel 2011 (durata 12 anni) per 3,6 milioni di euro al fine di riscattare gli impianti di Triuggio e Albiate, territori gestiti a partire dal 01/01/2012. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 289 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 2.109 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- mutuo chirografario sottoscritto nel 2012 (durata 10 anni) per 4 milioni di euro finalizzato all'acquisizione degli impianti di Lentate sul Seveso, Carugo e Arosio, territori gestiti a partire dal 01/01/2013. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 393 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 2.283 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- il mutuo chirografario sottoscritto nel 2016 (durata 5 anni) per 5 milioni di euro finalizzato alla produzione di TEE, verrà rimborsato nel modo seguente: 729 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 4.271 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- Il mutuo chirografario ricevuto con il conferimento di G.S.D. Spa verrà rimborsato nel modo seguente: 43 mila euro entro i prossimi dodici mesi;

La voce "Debiti verso altri finanziatori" è costituita da un finanziamento conferito dalla società AEB Spa in data 31/12/2011 per 3,3 milioni di euro. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 272 mila euro entro i primi dodici mesi, 1.778 mila euro oltre i prossimi dodici mesi.

I debiti verso controllanti sono debiti relativi al trasferimento di liquidità alla capogruppo nell'ambito del contratto di cashpooling. I "Finanziamenti a M/L termine chirografari" stipulati con i vari Istituti di credito sono così composti (in migliaia di euro):

Erogazione	Istituto di credito	Importo	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni
2009	Banca Popolare di Sondrio	3.500	248	1.078	750
2011	Banca Popolare di Sondrio	3.600	289	1.249	860
2012	Banca Popolare di Sondrio	4.000	393	1.640	643
2016	Banca Popolare di Sondrio	5.000	729	4.271	-
2016	Credito Valtellinese	384	43	-	-
Totale Finanziamenti a M/L chirografari		16.484	1.702	8.238	2.253

14 – Altre passività non correnti

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Depositi cauzionali passivi	354	376	(22)
Ratei e risconti passivi	5.427	5.123	304
Totale Altre passività non correnti	5.781	5.499	282

I "Depositi cauzionali passivi" sono relativi a garanzie fornite dai clienti finali.

La voce "correnti Ratei e risconti passivi" è rappresentata dai risconti sui contributi ricevuti dagli utenti per prestazioni eseguite per nuovi allacciamenti e/o nuove estensioni rete.

15 – Fondi per benefici a dipendenti

La determinazione del TFR secondo lo IAS 19 ha richiesto l'elaborazione di ipotesi attuariali e finanziarie per tener conto della stima delle componenti attuariali connesse alla durata dei rapporti di lavoro, nonché ad altre ipotesi demografico-finanziarie.

RetiPiu' Srl ha pertanto provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente l'aggiornamento della valutazione del TFR secondo quanto previsto dallo IAS 19, con riferimento alla data di chiusura dell'esercizio.

Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato che le differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili non sono risultate significative.

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015
Passività al 1° gennaio	1.594	1.702
Costi previdenziali	-	-
Oneri finanziari	23	21
Pagamenti effettuati	(32)	(129)
Passività al 31 dicembre	1.585	1.594

16 – Fondi per rischi e oneri

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Fondo rischi e oneri	8.875	8.677	198
Totale fondo rischi e oneri	8.875	8.677	198

La società ha iscritto al 31 dicembre 2016 un fondo rischi pari ad 8,9 milioni di euro così composto:

- 3.113 mila euro per adeguamento obblighi sostituzione contatori gas nel rispetto degli obblighi previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas dell'AEEGSI;
- 344 mila euro per oneri correlati alla richiesta del cosiddetto “canone ricognitorio”;
- 910 mila euro per rischi normativi e di perequazioni;
- 54 mila euro per stima conguaglio 2015 polizza RCT/RCO;
- 250 mila euro per rischi inerenti il rimborso dei costi sostenuti per le pratiche degli utenti in default;
- 750 mila euro per rischi da riclassificazione urbanistica del terreno sito in Via Macallè – Seregno.
- 2.031 mila euro per rischi da riclassificazione urbanistica del terreno sito in Via Cesare Battisti-Lissone.
- 827 mila euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- 196 mila euro per oneri contrattuali;
- 400 mila per rischi derivanti da contenziosi legali/tributari.

17 – Fondo imposte differite

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015
Imposte differite attive	5.918	5.749
Imposte differite passive	(10.563)	(11.117)
Posizione netta	(4.645)	(5.368)

Di seguito sono esposti i principali elementi che determinano le imposte differite attive confrontati con quelli dell'esercizio precedente:

Crediti per imposte anticipate	31/12/2016				31/12/2015			
	(migliaia di euro)	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP
Svalutazione crediti	778	187	-	187	738	177	-	177
Rischi	7.930	1.903	333	2.236	7.731	1.901	325	2.226
Ammortamenti	5.231	1.255	72	1.327	5.136	1.234	84	1.318
Ammortamenti su beni conferiti	7.904	1.897	110	2.007	7.169	1.721	110	1.831
Svalutazione magazzino	42	10	-	10	42	10	-	10
Premi amministratori e personale	491	118	-	118	482	133	-	133
1' TOTALE	22.376	5.370	515	5.885	21.298	5.176	519	5.695
Rettifiche 1' adozione IAS	116	28	5	33	138	34	7	41
Differenza aliquota Ires (3,5% reversal 2016)	-	-	-	-	370	13	-	13
Totale crediti per imposte anticipate	22.492	5.398	520	5.918	21.806	5.223	526	5.749

Le imposte differite attive sono state calcolate applicando l'aliquota IRES del 24% e l'aliquota IRAP del 4.2% stabilita per i soggetti esercenti attività in concessione con tariffa regolamentata.

Di seguito sono esposti i principali elementi che determinano le imposte differite passive confrontati con quelli dell'esercizio precedente

Debiti per imposte differite (migliaia di euro)	31/12/2016				31/12/2015			
	Imponibile	IRES	IRAP	Totale	Imponibile	IRES	IRAP	Totale
Ammortamenti	5	1	-	1	3	1	-	1
Ammortamenti su beni conferiti	20	5	-	5	-	-	-	-
Plusvalori su beni conferiti	37.358	8.966	1.570	10.536	38.992	9.358	1.638	10.996
1' TOTALE	37.383	8.972	1.570	10.542	38.995	9.359	1.638	10.997
Rettifiche 1' adozione IAS	76	18	3	21	76	18	3	21
Differenza aliquota Ires (3,5% reversal 2016)	-	-	-	-	2.830	99	-	99
Totale crediti per imposte anticipate	37.459	8.990	1.573	10.563	41.901	9.476	1.641	11.117

Per le imposte differite passive il criterio seguito è il medesimo di quelle attive.

Si rammenta che le imposte differite derivano principalmente dal conferimento effettuato nel 2011 da parte di AEB SpA e ASML SpA.

18 – Debiti commerciali

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Debiti verso fornitori	4.724	5.169	(445)
Debiti per fatture da ricevere	2.410	2.364	46
Totale Fornitori	7.134	7.533	(399)
Debiti verso Imprese controllanti	348	360	(12)
Debiti verso Imprese consociate	172	549	(377)
Totale debiti commerciali	(7.654)	8.442	(788)

La voce "Debiti verso fornitori" si compone principalmente dei debiti verso imprese esterne per prestazioni ricevute per interventi di ampliamento, ammodernamento e manutenzione ordinaria sugli impianti di distribuzione del gas metano e dell'energia elettrica.

La voce "Debiti verso controllanti" si riferisce a debiti verso AEB Spa per prestazioni ricevute e a debiti verso il Comune di Seregno. I debiti "Verso consociate" sono relativi a prestazioni ricevute dalla società Gelsia Srl in forza dei contratti intercompany ed alla fatturazione dei corrispettivi dovuti per i contratti di fornitura gas ed energia elettrica.

19 – Debiti per imposte

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Debiti da consolidato fiscale	-	884	(884)
Erario c/IRPEF	351	694	(343)
Erario c/IVA	129	124	5
Totale debiti per imposte	480	1.702	(1.222)

La voce “Erario c/IRPEF” accoglie il debito per oneri relativi alle competenze maturate a favore dei dipendenti alla data di chiusura dell’esercizio e pagato nei primi mesi del nuovo esercizio. La voce “Erario c/IVA” rappresenta il debito IVA trasferito ad AEB nell’ambito dell’IVA di gruppo.

20 – Altri debiti

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Anticipi e acconti da utenti	56	176	(120)
Debiti verso istituti di previdenza	566	545	21
Ratei e risconti passivi	232	319	(86)
Altri debiti correnti	2.837	2.319	518
Totale altri debiti	3.692	3.359	333

La voce “Anticipi e acconti da utenti” accoglie gli anticipi incassati da clienti per prestazioni di allacciamento ancora da eseguire alla data di chiusura del bilancio.

La voce “Debiti verso istituti di previdenza” accoglie il debito per oneri sociali relativi alle competenze maturate a favore dei dipendenti alla data di chiusura dell’esercizio e pagato nei primi mesi del nuovo esercizio.

La voce “Ratei e risconti passivi” è composta dalle seguenti voci:

- Risconto contributi per impianti per euro 178 mila
- Ratei passivi per interessi su mutui per euro 55 mila;

La voce “Debiti diversi” è così composta:

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Debiti verso CSEA per componenti e perequazione	2.045	1.697	348
Debiti v/o il Personale	627	561	66
Debito v/Comuni per dividendi	110	-	110
Debiti diversi	55	61	(6)
Totale debiti diversi	2.837	2.319	518

I debiti verso CSEA sono costituiti per euro 1.151 mila da debiti per componenti distribuzione gas, euro 168 mila da debiti per componenti EE e 726 mila euro da debiti per perequazione.

Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo

21 – Ricavi delle vendite e prestazioni

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Ricavi delle vendite	28.647	29.498	(851)
Ricavi delle vendite diverse	11	30	(19)
Ricavi delle prestazioni	2.534	3.422	(888)
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	31.192	32.950	(1.758)

I ricavi delle vendite si riferiscono all'attività di distribuzione di gas ed energia. I ricavi delle prestazioni sono relativi ad attività correlate all'attività di distribuzione di gas e di energia elettrica svolte per i clienti finali (società di vendita) e a prestazioni realizzate per le società del gruppo. Dal 1 Aprile 2016 è stato ridefinito il contratto di gestione del servizio IP del Comune di Seregno dal quale è stata scorporata la fornitura di energia elettrica con conseguente riduzione dei relativi costi e ricavi.

22 – Altri ricavi e proventi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Contributi diversi	564	642	(78)
Altri ricavi e proventi	1.184	2.125	(941)
Totale altri ricavi e proventi operativi	1.748	2.767	(1.019)

La voce "contributi diversi" si riferisce ai contributi versati dai clienti finali in relazione alle prestazioni eseguite nell'ambito dell'attività di distribuzione gas ed energia elettrica. La voce "altri ricavi e proventi" presenta un significativo decremento generato da una riduzione dei ricavi per perequazione gas e EE e riduzione incentivo continuità gas.

23 – Acquisti

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Acquisti materie prime e materiale di consumo	2.915	3.375	(460)
Altri acquisti	238	252	(14)
Totale acquisti	3.153	3.627	(474)

La voce presenta un decremento generato principalmente dall'efficientamento del costo di acquisto del materiale.

24 – Variazione delle rimanenze

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Rimanenze iniziali di materiali	1.104	1.152	(48)
Rimanenze finali di materiale	(1.289)	(1.104)	(185)
Totale variazione delle rimanenze	(185)	48	(233)

La voce presenta una variazione generata dall'incremento delle scorte di magazzino per far fronte agli obblighi di sostituzione dei misuratori gas derivanti dalla delibera n. ARG/gas 631/2013 dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

25 – Servizi

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Manutenzioni ordinarie e straordinarie	2.391	2.837	(446)
Prestazioni professionali	1.343	1.113	230
Organi societari	107	107	-
Autoconsumi	578	1.048	(470)
Trasporto su rete nazionale	759	744	15
Altri costi per servizi	1.783	1.621	162
Utilizzo locali e attrezzature	228	279	(51)
Utilizzo impianti e affidamento servizi	4.504	4.576	(72)
Altri noleggi	154	192	(38)
Totale costi per servizi	11.847	12.517	(670)

La riduzione dei costi è dovuta all'internalizzazione di una serie di attività operative, nonché all'efficientamento ed all'ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse.

I costi presentano un andamento decrescente rispetto all'anno precedente, ad eccezione della voce "prestazioni professionali" e "altri costi per servizi". L'incremento delle prestazioni professionali è principalmente dovuto ai costi sostenuti per l'implementazione del nuovo sistema informatico SAP 4/HANA che diverrà operativo a partire dal 1 gennaio 2017.

La voce "Altri costi per servizi" presenta un incremento che scaturisce da maggior costi per il servizio di pronto intervento, spese di pubblicità e promozione, correlate al progetto "Scegli la Brianza che vuoi tu".

26 – Costi del personale

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Salari e stipendi	5.918	5.748	170
Oneri sociali	1.945	1.909	36
TFR	362	358	4
Altri costi	107	86	21
Totale	8.332	8.101	231

L'incremento del costo del personale, rispetto all'anno precedente, è dovuto al costo delle ferie non godute ed all'aumento delle ore straordinarie per la sostituzione massiva contatori.

27 – Altri costi operativi

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Oneri di gestione tributari	198	185	13
Contributi associativi	27	21	6
Altri costi operativi	798	201	597
Totale	1.023	407	616

L'aumento degli "altri costi operativi" scaturisce da maggior costi per perequazione gas e energia elettrica, per liberalità deducibili (contributo ai Comuni "Vota la Brianza che vuoi tu").

28 – Costi per lavori interni capitalizzati

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Costi per lavori interni capitalizzati	7.806	8.620	(814)
Totale	7.806	8.620	(814)

I costi per lavori interni capitalizzati presentano una variazione in diminuzione imputabile principalmente alla riduzione dei lavori.

29 – Ammortamenti e svalutazioni

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Ammortamenti immobili, impianti e macchinari	7.285	7.082	203
Ammortamenti delle attività immateriali	1.753	1.638	115
Svalutazione immobilizzazioni	-	80	(80)
Totale	9.038	8.800	238

La voce comprende le quote di ammortamento di competenza economica dell'esercizio, suddivise tra ammortamento degli immobili, impianti e macchinari e l'ammortamento delle attività immateriali. L'incremento della voce "Ammortamenti immobilizzazioni materiali e materiali" è in parte generato dall'ammortamento dei beni conferiti in data 1 luglio 2016 dalla società G.S.D. Spa.

30 – Accantonamenti

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Accantonamento per rischi su crediti e perdite	385	113	272
Accantonamento per rischi ed oneri	1.630	2.111	(481)
Totale	2.015	2.224	(209)

La Società sulla base di una approfondita analisi riguardante le singole posizioni ha eseguito la cancellazione crediti per euro 42 mila sulla base di elementi "certi e precisi" idonei a provare l'inesigibilità del credito e contestualmente ha proceduto ad un accantonamento a fondo svalutazione crediti pari ad euro 385 mila. Si è proceduto ad un accantonamento a fondo rischi per 1.630 mila euro come di seguito esposto:

- 400 mila euro per adeguamento obblighi sostituzione contatori gas;
- 250 mila euro per rischi normativi e di regolamentazione del settore;
- 30 mila euro per stima conguaglio 2015 polizza RCT/RCO;
- 750 mila euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- 200 mila euro per rischi connessi a contenziosi.

31 – Ricavi e costi non ricorrenti

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Ricavi e costi non ricorrenti	(244)	(144)	(100)
Totale	(244)	(144)	(100)

La voce riassume il costo per dismissione di cespiti.

32 – Proventi e oneri finanziari

La gestione finanziaria della Società è oggetto di contratto di cash-pooling con la capogruppo AEB Spa.

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015	Variazione
Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale proventi da partecipazioni	-	-	-
Interessi di mora da clienti	11	19	(8)
Interessi attivi bancari	13	16	(3)
Altri proventi finanziari	-	4	(4)
Totale proventi finanziari	24	39	(15)
Interessi passivi su finanziamenti a M/L termine	141	190	(49)
Altri interessi passivi	88	77	11
Totale oneri finanziari	229	267	38
Proventi su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Oneri su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale Proventi e oneri	-	-	-
Totale Gestione finanziaria	(205)	(228)	23

33 – Rettifica di partecipazioni e attività finanziarie e plusvalenze, minusvalenze da cessioni

La voce non presenta alcun valore iscritto al 31 dicembre 2016.

34 – Imposte sul reddito

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015
Imposte correnti	2.483	3.753
Imposte differite	(554)	(595)
Imposte anticipate	(171)	(699)
Imposte differite attive e Legge di Stabilità 2016	-	674
Imposte differite passive e Legge di Stabilità 2016	-	(1.268)
Totale	1.758	1.865

La tabella che segue evidenzia la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale effettivo dell'IRES. L'aliquota applicata è quella attualmente in vigore (27,5%)

Tabella di riconciliazione (migliaia di euro)		totali	imposta
Risultato prima delle imposte		5.072	
Onere fiscale teorico IRES (aliquota 27,5%)			1.395
Tabella di riconciliazione	parziali	totali	imposta
Variazioni permanenti in aumento ai fini IRES	725		
Variazioni permanenti in diminuzione ai fini IRES	(137)		
Totale		588	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	3.795		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	(37)		
Totale		3.758	
Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	(1.012)		
Totale		(1.012)	
ACE (Deduzione per capitale investito)		(643)	
Imponibile fiscale IRES		7.763	
Imposta corrente IRES (27,5%)			2.135

La tabella che segue evidenzia la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale effettivo dell'IRAP. L'aliquota applicata è quella attualmente in vigore per le imprese che effettuano attività in concessione stabilita nella misura del 4,2% dall'art. 23, comma 5, del DL 98/2011.

Tabella di riconciliazione imposta IRAP (migliaia di euro)	parziali	totali	imposta
Valore della produzione A)	40.746		
Costi della produzione B)	(35.469)		
Differenza (A - B)		5.277	
Costi non rilevanti ai fini IRAP	10.347		
Totale valore della produzione ai fini IRAP		15.624	
Onere fiscale teorico IRAP (aliquota 4,20%)			656
Deduzione e variazione ai fini IRAP	(7.837)		
Totale deduzione e variazioni		(7.837)	
Variazioni permanenti in aumento	541		
Variazioni permanenti in diminuzione	(87)		
Totale variazioni permanenti		454	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	1.820		

Totale differenze temporanee		1.820	
Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti	(1.771)		
Totale differenze da esercizi precedenti		(1.771)	
Imponibili IRAP		8.290	
Onere fiscale effettivo IRAP (aliquota 4,20%)			348

36 – Dividendi

Nel corso dell'esercizio sono stati distribuiti dividendi ordinari per € 2.300.000 riferibili al bilancio chiuso al 31/12/2015 come deliberato dall'Assemblea dei soci di RetiPiu' Srl del 29 aprile 2016 e dividendi straordinari per € 1.130.677 come deliberato dall'Assemblea dei soci di RetiPiu' Srl del 13 dicembre 2016

37 – Informativi sull'impiego di strumenti finanziari

In relazione all'utilizzo di strumenti finanziari, la società è esposta ai seguenti rischi:

- rischio di credito
- rischio di liquidità
- rischi di mercato

Nella presente sezione vengono fornite informazioni integrative relativamente a ciascuna classe di rischio evidenziata.

Classi di strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari iscritti nella situazione patrimoniale sono così raggruppabili per classi.

Il fair value degli strumenti finanziari non è stato calcolato puntualmente, poiché il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso.

31/12/2016					
(migliaia di Euro)	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortizzato	Totale voce di bilancio	Fair Value alla data di bilancio
ATTIVITA' FINANZIARIE					
Crediti commerciali	11.270			11.270	11.270
Altre attività correnti	5.449			5.449	5.449
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	464			464	464
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.587			1.587	1.587
PASSIVITA' FINANZIARIE					
Finanziamenti M/L Termine			14.244	14.244	14.244
Debiti verso banche per finanziamenti a breve					
Altri debiti finanziari					
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)					
Debiti commerciali	7.654			7.654	7.654

31/12/2015					
(migliaia di Euro)	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortizzato	Totale voce di bilancio	Fair Value alla data di bilancio
ATTIVITA' FINANZIARIE					
Crediti commerciali	9.796			9.796	9.796
Altre attività correnti	6.198			6.198	6.198
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	1			1	1

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.580			1.580	1.580
PASSIVITA' FINANZIARIE					
Finanziamenti M/L Termine			10.374	10.374	10.374
Debiti verso banche per finanziamenti a breve					
Altri debiti finanziari					
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	2.551			2.551	2.551
Debiti commerciali	8.442			8.442	8.442

Rischio di credito

L'esposizione al rischio di credito è connessa alle attività prestate a favore delle società di vendita in relazione al servizio di distribuzione gas ed energia elettrica e agli altri servizi forniti dalla Società.

La tabella riporta il dettaglio dei crediti commerciali per anzianità e degli eventuali adeguamenti al presunto valore di realizzo.

(migliaia di Euro)	31/12/2016	31/12/2015
Crediti commerciali	12.258	10.765
Fondo svalutazione crediti	(988)	(969)
Crediti commerciali netti	11.270	9.796
Crediti commerciali totali	11.270	9.796
Di cui scaduti da più di 12 mesi	75	100

(migliaia di Euro)	31/12/2016	31/12/2015
Fondo al 31 dicembre 2015	969	1.030
Accantonamenti	61	54
Utilizzi	(42)	(115)
Fondo al 31 dicembre 2016	988	969

La massima esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore contabile delle attività finanziarie ed è parzialmente mitigata da garanzie ricevute dalle società di vendita. Di seguito si fornisce il dettaglio dei valori contabili e delle garanzie ricevute.

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015
Crediti commerciali	11.270	9.796
Altre attività correnti	5.449	6.198
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	464	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.587	1.580
Totale	18.770	17.575

(migliaia di euro)	31/12/2016	31/12/2015
Fideiussioni da clienti	2.443	1.989
Totale	2.443	1.989

Rischio di tasso

La società non risulta particolarmente esposta al rischio di variazione dei tassi di interesse, poiché i finanziamenti onerosi sono sia a tasso variabile che fisso. Di seguito si fornisce un'analisi della composizione per variabilità del tasso.

Strumenti finanziari fruttiferi (migliaia di Euro)	31/12/2016	31/12/2015
A tasso fisso		
Attività finanziarie	2.051	1.581
Passività finanziarie		
A tasso variabile		
Attività finanziarie		
Passività finanziarie	14.244	12.925

Strumenti finanziari infruttiferi (migliaia di Euro)	31/12/2016	31/12/2015
Attività finanziarie	16.719	15.994
Passività finanziarie	7.654	8.442

La misura dell'esposizione è quantificabile simulando l'impatto sul conto economico e sul patrimonio netto della società di una variazione della curva dell'EURIBOR.

Di seguito si riporta la variazione che avrebbero subito l'utile netto e il patrimonio netto nel caso in cui alla data di bilancio la curva dell'EURIBOR fosse stata più alta o più bassa di 25 basis points rispetto a quanto rilevato nella realtà.

Analisi di sensitività (migliaia di euro)	31/12/2016		31/12/2015	
	Effetto su		Effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva EURIBOR	(23)	(23)	(26)	(26)
Riduzione di [25] bp della curva EURIBOR	23	23	26	26

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità misura la difficoltà della Società ad adempiere alle obbligazioni associate a passività finanziarie. L'approccio della società nella gestione di questo rischio è descritto nella relazione sulla gestione. Di seguito viene fornita un'analisi per scadenza dei flussi di cassa a servizio delle passività finanziarie iscritte in bilancio.

Passività finanziarie 31/12/2016 (migliaia di euro)	Valore contabile	Flussi contrattuali	<1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L Termine	14.244	14.970	2.149	2.379	7.237	3.205
Debiti verso banche per finanziamenti a breve						
Altri debiti finanziari						
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)						
Debiti commerciali	7.654	7.654	7.654			
Totale	21.898	22.624	9.803	2.379	7.237	3.205

Passività finanziarie 31/12/2015 (migliaia di euro)	Valore contabile	Flussi contrattuali	<1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Mutui	10.374	11.077	1.321	1.332	4.084	4.340
Finanziamenti M/L Termine		0				

Altri debiti verso banche		0				
Debiti verso altri finanziatori	2.551	2.551	2.551			
Debiti commerciali	8.442	8.442	8.442			
Totale	21.367	22.070	12.314	1.332	4.084	4.340

38 – Operazioni con parti correlate e controllanti

Nell'esercizio sono stati posti in essere i seguenti rapporti economici con parti controllanti e consociate per prestazioni di servizi indispensabili per lo svolgimento dell'attività caratteristica delle parti stesse e della società, regolate a normali condizioni di mercato.

Rapporti economici (migliaia di euro)	Costi		Ricavi	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Società controllanti	313	305	591	1.199
Comune di Seregno	272	272	432	1.091
A.E.B. S.p.A.	41	33	159	108
Società consociate	660	1.274	22.626	23.608
Gelsia S.r.l.	648	1.266	22.514	23.423
Gelsia Ambiente S.r.l.	12	8	112	185

In conseguenza dei suddetti rapporti economici al 31/12/2016, con le medesime parti correlate, si generano i seguenti saldi patrimoniali:

Rapporti patrimoniali (migliaia di euro)	Patrimoniale attivo		Patrimoniale passivo	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Società controllanti	1.756	365	478	3.919
Comune di Seregno	26	274	338	341
A.E.B. S.p.A.	1.730	91	140	3.578
Società consociate	7.256	6.368	171	549
Gelsia S.r.l.	7.214	6.281	162	356
Gelsia Ambiente S.r.l.	42	87	9	193

39 – Accordi non risultanti dalla situazione patrimoniale-finanziaria

Non vi sono in essere accordi non risultanti dalla situazione patrimoniale finanziaria che comportano rischi e benefici significativi la cui descrizione sia necessaria per valutare la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società.

40 – Compensi ad amministratori, sindaci e società di revisione

I compensi corrisposti ad amministratori e sindaci sono indicati di seguito:

(migliaia di euro)	31/12/2016
Amministratori	47
Sindaci	36

I corrispettivi spettanti alla società di revisione, relativi alla revisione legale dei conti annuali e alla revisione contabile dei conti annuali separati ai sensi della delibera 11/07 dell'AEEGSI, ammontano ad € 23 mila.

Eventi societari e fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

In data 28 aprile 2017 nell'ambito del percorso di possibile aggregazione industriale previsto nella lettera di intenti sottoscritta tra il Gruppo Aeb-Gelsia e Ascopiave in data 12 Luglio 2016, le Parti hanno condiviso di prorogare i termini del periodo di esclusiva nelle trattative al 30 settembre 2017.

In data 7 febbraio 2016 sono stati adottati gli aggiornati al "*Piano triennale di prevenzione della corruzione per il triennio 2017-2019*".

In data 16 marzo 2017, con la delibera 172/2017/R/efr, l'Autorità ha un procedimento finalizzato all'adeguamento alle previste innovazioni normative e attuative delle regole di definizione del contributo tariffario unitario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico individuati dalla normativa.

In data 16 marzo 2017 l'Autorità ha approvato la Delibera n. 145/2017/ R/gas "Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2016" con la quale ha stabilito le tariffe definitive per l'anno 2016.

In data 31 marzo 2017 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di avvalersi del maggior termine di centottanta giorni per l'approvazione del Bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2016, come previsto dall'art. 2364, 2° comma, cod. civ. e dall'art. 14, 5° comma, del vigente statuto sociale, in considerazione del fatto che nel corso degli ultimi mesi l'attività degli uffici contabili è stata prioritariamente indirizzata all'attivazione del nuovo sistema ERP aziendale ed allo svolgimento delle attività necessarie per la predisposizione della documentazione richiesta ai fini delle operazioni straordinarie che, sulla base degli accordi già sottoscritti e/o in corso di formalizzazione a livello di Gruppo, vedono coinvolta RetiPìù Srl.

Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio

Signori soci,

in relazione a quanto precedentemente esposto ed ai dati indicati nel fascicolo di bilancio, vi proponiamo:

- 1) di approvare il bilancio d'esercizio al 31.12.2016, che chiude con un utile dell'esercizio di Euro 3.314.302;
- 2) di destinare l'utile netto di esercizio pari a Euro 3.314.302 come segue:
 - 5% a Riserva Legale per Euro 165.715;
 - 1.500.000 Euro alla distribuzione quale dividendo in favore dei soci;
 - 1.648.587 Euro riserva straordinaria;
- 3) di porre in pagamento l'indicato saldo del dividendo dell'esercizio 2016 di 1.500.000 Euro, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 1 dicembre 2017.

Desio, 19 maggio 2017

Il Direttore Generale

Mario Carlo Borgotti

Il Presidente

Mario Carlo Novara

ALLEGATO

Dati essenziali del bilancio della società che esercita l'attività di Direzione e Coordinamento

La società al 31.12.2016 era controllata da AEB SpA.

Ai fini di quanto richiesto dall'art. 2497-bis del Codice Civile si riporta nel prosieguo un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio approvato dalla società AEB SpA e riferito all'esercizio 2015.

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA AEB S.p.A	Esercizio 2015	
	Parziale	Totale
ATTIVITA'		
Immobili, impianti e macchinari	30.815.460	
Avviamento e altre attività a vita non definita	-	
Altre attività immateriali	5.218.117	
Partecipazioni	133.286.025	
Altre attività finanziarie non correnti	-	
Altre attività non correnti	147.084	
Imposte differite attive	1.298.383	
Attività non correnti disponibili per la rivendita	210.266	
Totale Attività non correnti		170.975.335
Rimanenze	596.103	
Crediti commerciali	382.563	
Crediti per imposte	3.920.770	
Altre attività correnti	135.933	
Altre attività finanziarie correnti	2.551.170	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.614.491	
Totale Attività correnti		12.201.030
TOTALE ATTIVO		183.176.365

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA		
Patrimonio netto:		
Capitale sociale	84.192.200	
Riserve	62.462.221	
Utile (perdita) dell'esercizio	4.951.147	
Totale Patrimonio Netto		151.605.568
Finanziamenti	8.157.969	
Altre passività non correnti	2.737.171	
Fondi per benefici a dipendenti	251.539	
Fondi per rischi ed oneri	2.431.091	
Fondo imposte differite passive	945.890	
Totale Passività non correnti		14.523.660
Finanziamenti	9.162.821	
Debiti Commerciali	2.286.592	
Debiti per imposte	4.128.203	
Altre debiti	1.469.521	
Totale Passività correnti		17.047.137
TOTALE PATRIMONIO NETTO e PASSIVO		183.176.365

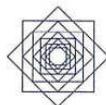
CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO AEB S.p.A.	Esercizio 2015	
Ricavi delle vendite	12.251.227	
Costi operativi	(10.732.308)	
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)		1.518.919
Ammortamenti	(2.502.621)	
Accantonamenti	(84.000)	
Ricavi e costi non ricorrenti	-	
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non ricorrenti		(2.586.621)
Risultato operativo (EBIT)		(1.067.702)
Proventi da partecipazioni	5.989.684	
Proventi finanziari	37.148	
Oneri finanziari	(223.740)	
Totale gestione finanziaria		5.803.092
Rettifica di valore di partecipazione e attività finanziarie	-	
Risultato ante imposte		4.735.390
Imposte		215.757
Utile (perdita) dell'esercizio		4.951.147
Componenti del conto economico complessivo		-
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio		4.951.147



Relazione

**Società di
Revisione
e**

**Collegio
Sindacale**

**AGKNSERCA**

revisione e organizzazione contabile

25124 Brescia, Via Cipro 1
tel. +39 030 2427246
fax +39 030 2427273
e-mail: info@agknserca.it
www.agknserca.it**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE****ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39**Ai Soci della
RETIPIÙ S.r.l.***Relazione sul bilancio d'esercizio***

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della RetiPù S.r.l. (di seguito anche la "Società"), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2016, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note esplicative.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Responsabilità della società di revisione

E' nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio d'esercizio sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 39/10. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio d'esercizio. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio d'esercizio dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio d'esercizio nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.



Giudizio

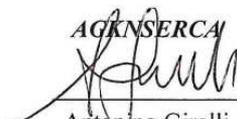
A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della RetiPù S.r.l. al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione, la cui responsabilità compete agli amministratori della RetiPù S.r.l., con il bilancio d'esercizio della Società al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della RetiPù S.r.l. al 31 dicembre 2016.

Brescia, 26 maggio 2017


AGKNSERCA
Antonino Girelli
Revisore legale

RETIPIU' S.r.l.

Società soggetta a Direzione e Coordinamento di AEB SpA
Sede Sociale in Seregno (MB) Via Palestro n.33
Capitale Sociale Euro 82.550.607,69 i.v.
Iscritta al Registro Imprese di Monza e Brianza n. 04152790962
R.E.A. n. 1729350
Codice Fiscale e Partita IVA 04152790962

Relazione del Collegio sindacale

ai sensi dell'art.2429 c.c.

Bilancio dell'esercizio sociale chiuso il

31 Dicembre 2016

* * *

Signori Azionisti,

abbiamo esaminato il Bilancio dell'esercizio sociale chiuso il 31 dicembre 2016 predisposto dagli Amministratori, comunicato ai sensi di legge al Collegio sindacale unitamente ai prospetti ed agli allegati di dettaglio e alla Relazione sulla gestione, bilancio che qui viene sottoposto alla Vostra approvazione.

Ricordiamo che dall'esercizio 2013 la società ha redatto il bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards (IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea. Il riferimento agli IFRS emanati include anche tutti gli International Accounting (IAS) vigenti.

La data di transizione ai Principi Contabili Internazionali IFRS/IAS è il 1 gennaio 2012.

Attività svolta

La nostra relazione ha ad oggetto il resoconto dell'attività di vigilanza e controllo svolta da parte del Collegio Sindacale sull'amministrazione della Società in conformità alla Legge ed ai Regolamenti vigenti, tenendo conto delle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e degli Esperti contabili.

Si segnala che la revisione legale dei conti è esercitata dalla società di revisione AGKNSERCA S.n.c..

Abbiamo vigilato sull'osservanza della Legge e dello Statuto sociale e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione.

Abbiamo partecipato alle Assemblee degli azionisti, alle riunioni del Consiglio di

Amministrazione, e possiamo ragionevolmente assicurare che le azioni deliberate sono conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

Abbiamo ottenuto dagli Amministratori informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società.

Dagli scambi di informazioni intervenuti con il soggetto incaricato alla revisione legale dei conti non sono emersi dati e notizie rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione.

Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, anche tramite la raccolta di informazioni presso i soggetti incaricati delle funzioni e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo valutato l'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché l'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dagli amministratori, dai soggetti incaricati delle funzioni e dal soggetto preposto al controllo contabile, anche tramite l'esame di documenti aziendali e a tale riguardo non abbiamo osservazioni da riferire.

Non sono pervenuti al Collegio Sindacale esposti o denunce ai sensi dell'art. 2408 del codice civile.

Nel corso dell'attività di vigilanza come sopra descritta, non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiederne la menzione nella presente relazione.

La Società si è adeguata alle norme sulla trasparenza, approvando il Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità, aggiornato, sviluppato secondo le indicazioni del Piano Nazionale Anticorruzione (PNA) del Dipartimento della Funzione Pubblica (DFP). È stato nominato il Responsabile della prevenzione della corruzione e Responsabile della trasparenza nella persona del Direttore Generale, che a sua volta ha nominato dei Referenti, che collaborano con lui nell'attività di controllo e presidio sull'osservanza delle misure del Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità, per garantire un adeguato livello di legalità, di trasparenza e sviluppo della cultura dell'integrità.

È stata inoltre predisposta per l'assemblea dei Soci, la Relazione annuale dell'Organismo di Vigilanza Legge 231/2001 che evidenzia il lavoro svolto durante l'esercizio 2016 e le attestazioni rilasciate dai componenti Odv circa l'osservanza del Modello Organizzativo vigente.



Bilancio d'esercizio

Relativamente al bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016, in aggiunta a quanto precede, Vi attestiamo che:

- Sono stati applicati i criteri di valutazione secondo quanto previsto dai principi contabili internazionali, IAS n. 16 per la valutazione dei beni materiali, IAS n. 38 per le attività immateriali, IAS n. 19 per le obbligazioni maturate dal TFR anche in considerazione che le valutazioni attuariali previste dal predetto IAS 19 rispetto ai dati contabili non sono risultate significative;
- La Relazione sulla gestione è stata redatta secondo quanto previsto dall'art. 2428 del c.c.;
- Abbiamo verificato la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui abbiamo avuto conoscenza a seguito dell'espletamento dei nostri doveri e non abbiamo osservazioni al riguardo.

Il Bilancio d'esercizio al 31.12.2016 presenta un'utile d'esercizio pari ad euro 3.314.302,00 e si riassume nei seguenti valori:

Attività	Euro	205.712.940
Passività	Euro	(52.875.402)
Patrimonio netto prima del risultato d'esercizio	Euro	(149.523.236)
Utile d'esercizio	Euro	3.314.302

Il conto economico complessivo presenta, in sintesi, i seguenti valori:

Totale ricavi delle vendite	Euro	32.940.484
Totale costi operativi	Euro	(16.366.681)
EBITDA	Euro	16.573.803
Totale ammortamenti, svalutazioni.	Euro	(11.296.189)
EBIT	Euro	5.277.614
Totale gestione finanziaria.	Euro	(205.392)
Rettifiche di valore di att. Fin.	Euro	-
Risultato prima delle imposte	Euro	5.072.222

<i>Imposte sul reddito</i>	<i>Euro</i>	<i>(1.757.920)</i>
<i>Adeguamento fiscalità differita</i>	<i>Euro</i>	<i>-</i>
<i>Utile d'esercizio</i>	<i>Euro</i>	<i>3.314.302</i>

La società di Revisione ha rilasciato in data 26 Maggio 2017 la relazione ai sensi dell'art. 14 del D.L. 39/2010 in cui attesta che il bilancio d'esercizio chiuso al 31.12.2016 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Vostra società.

Conclusioni

In considerazione di quanto in precedenza evidenziato, dichiariamo che il bilancio della società RetiPù s.r.l. così redatto e presentato dagli Amministratori e certificato dai revisori contabili incaricati, è nel suo complesso meritevole di approvazione, unitamente alla proposta di destinazione del risultato conseguito.

Milano, 31 Maggio 2017

/SINDACI

Ivano Ottolini

Milena Pozzi

Giulio Centemero





RetiPiù Srl

Soggetta a Direzione e Coordinamento di AEB SpA

Sede Sociale: Via Palestro, 33

20831 Seregno (MB)

Capitale Sociale: Euro 82.550.607,69 i.v.

Registro imprese: MB N. 04152790962

R.E.A.: N. 1729350

Codice Fiscale e Partita IVA: 04152790962