



Relazione Finanziaria annuale
al 31 dicembre 2011

Indice

INFORMAZIONI GENERALI.....	6
Organi sociali ed informazioni societarie.....	6
Principali dati economici e finanziari del Gruppo Ascopiave.....	7
RELAZIONE SULLA GESTIONE.....	8
PREMESSA.....	8
La struttura del Gruppo Ascopiave.....	11
Il mercato del gas naturale.....	12
Il quadro economico di riferimento.....	12
Il mercato del gas: scenario europeo.....	14
Il mercato del gas: scenario italiano.....	16
La vendita del gas.....	19
La distribuzione del gas.....	19
Il quadro normativo.....	21
Legislazione nazionale.....	22
Normativa di settore.....	22
Accise ed IVA.....	22
Disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas.....	23
Altri provvedimenti.....	24
Delibere inerenti l’efficienza energetica.....	31
Obblighi di efficienza e di risparmio energetico.....	32
Andamento del titolo Ascopiave S.p.A. in Borsa.....	35
Controllo della società.....	36
Azioni detenute da amministratori e sindaci.....	37
Corporate Governance e Codice Etico.....	37
Rapporti con parti correlate e collegate.....	38
Compensi di amministratori, sindaci ed alta dirigenza.....	39
Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell’esercizio 2011.....	40
Operazioni societarie avvenute nel corso dell’esercizio 2011.....	40
Altri fatti di rilievo.....	42
Vendita di gas naturale e di energia elettrica.....	47
Vendita di gas.....	47
Vendita di energia elettrica.....	51
Iniziative nel fotovoltaico.....	52
Distribuzione di gas naturale.....	54
Gruppo Ascopiave: andamento della gestione.....	54
L’attività di distribuzione del gas naturale.....	54
Progettazione, ampliamento e manutenzione della rete distributiva.....	55
Preventivi e allacciamenti su aree metanizzate.....	61
Attività sui misuratori.....	64
Gestione Appuntamenti con Cliente.....	65
Sito Web: la qualità commerciale e i listini generali di servizi e prestazioni.....	67
Gestione calore.....	67
Cogenerazione.....	68
Efficienza e risparmio energetico.....	69
Altri fatti di rilievo.....	70
Contenziosi.....	70
Distribuzione dividendi.....	73
Nuovo piano di acquisto azioni proprie.....	73
Azioni proprie.....	73
Evoluzione prevedibile della gestione.....	73

Risorse umane	74
Qualità	75
Obiettivi e politiche del Gruppo e descrizione dei rischi	79
Ricerca e sviluppo	79
Altre informazioni	79
Stagionalità dell'attività	79
Sicurezza dei dati personali	80
Elenco sedi della società	81
Sedi in locazione	81
Indicatori di performance.....	82
Commento ai risultati economico finanziari dell'esercizio 2011	83
Andamento della gestione - I principali indicatori operativi	83
Andamento della gestione - I risultati economici del Gruppo	84
Andamento della gestione – La situazione finanziaria	87
Andamento della gestione – Gli investimenti	88
Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto individuale con il patrimonio netto consolidato	90
Prospetti del bilancio consolidato	91
al 31 dicembre 2011	91
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2010	92
Conto economico consolidato e conto economico complessivo consolidato	93
Prospetti delle variazioni nelle voci di patrimonio netto consolidato	94
Rendiconto finanziario consolidato	95
NOTE ESPLICATIVE	96
Informazioni societarie	96
L'attività del gruppo Ascopiave	96
Criteri generali di redazione ed espressione di conformità agli IFRS	96
Schemi di bilancio	97
Principi contabili di recente emanazione	97
Utilizzo di S time	99
Principi di consolidamento	100
Area di consolidamento al 31 dicembre 2011	101
Dati di sintesi delle società consolidate proporzionalmente e delle società consolidate integralmente	102
Criteri di valutazione	103
NOTE DI COMMENTO ALLE VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO	112
Attività non correnti	112
Attività correnti	121
Patrimonio netto consolidato	124
Passività non correnti	125
Passività correnti	130
NOTE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DI CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO	138
Ricavi	138
Costi	140
Proventi e oneri finanziari	144
Imposte	145
Componenti non ricorrenti	146
Transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali	147

ALTRE NOTE DI COMMENTO ALLA RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE AL 31

DICEMBRE 2011	148
Aggregazioni aziendali	148
Impegni e rischi	152
Informativa di settore	158
Utile per azione	159
Dividendi	159
Rapporti con parti correlate	159
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo	160
Obbiettivi e politiche del gruppo	161
Dati di sintesi dell'esercizio 2011 delle società consolidate proporzionalmente	162
Dati di sintesi dell'esercizio 2011 delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto	162

Allegati:

- Bilancio individuale di Ascopiave S.p.A. dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011

Controllo interno:

- Dichiarazione del dirigente preposto - Attestazione al bilancio consolidato ai sensi dell' art. 81-ter del regolamento Consob n.11971;
- Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari.

Collegio sindacale:

- Relazione del collegio sindacale al bilancio chiuso al 31 dicembre 2011(non disponibile)

Società di revisione:

- Relazione della società di revisione al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2011(Non disponibile);
- Relazione della società di revisione al bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011.(non disponibile)

INFORMAZIONI GENERALI**Organi sociali ed informazioni societarie***Consiglio di Amministrazione e Collegio Sindacale*

Soggetto	carica	durata carica	data inizio	data fine
Beninato Alfonso	Consigliere	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011
Bortolin Gianantonio	Consigliere	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011
Fassina Alessandro	Consigliere indipendente	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011
Zugno Fulvio	Presidente Consiglio di Amministrazione*	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014
Coin Dimitri	Consigliere	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014
Salton Gildo	Consigliere	2011-2014	28/04/2011	30/12/2011
Bernardelli Giovanni	Consigliere indipendente	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014
Colomban Massimino	Consigliere indipendente	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014
Quarello Enrico	Consigliere indipendente	2011-2014	14/02/2012	30/04/2014

(*) Poteri ed attribuzioni di ordinaria e straordinaria amministrazione, nei limiti previsti dalla legge e dallo Statuto e nel rispetto delle riserve di competenza dell'Assemblea dei soci, del Consiglio di Amministrazione, secondo le delibere del Consiglio di Amministrazione.

Soggetto	carica	durata carica	data inizio	data fine
Nicolai Paolo	Presidente del collegio sindacale	2008-2010	13/11/2008	28/04/2011
Sforza Fabio	Sindaco effettivo	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011
Saccardi Giuliano	Sindaco effettivo	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011
Zancopè Ogniben Giovanni	Presidente del collegio sindacale	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014
Papparotto Paolo	Sindaco effettivo	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014
Alberti Elvira	Sindaco effettivo	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014

Comitato per il controllo interno	dal		al		Comitato per la renumerazione	dal		al	
Flavio Trinca	28/04/2008	28/04/2011	Alfonso Beninato	28/04/2008	28/04/2011				
Alfonso Beninato	28/04/2008	28/04/2011	Flavio Trinca	28/04/2008	28/04/2011				
Alessandro Fassina	28/04/2008	28/04/2011	Saccardi Giuliano	28/04/2008	28/04/2011				
Coin Dimitri	28/04/2011	30/04/2014	Coin Dimitri	28/04/2011	30/04/2014				
Bernardelli Giovanni	28/04/2011	30/04/2014	Bernardelli Giovanni	28/04/2011	30/04/2014				
Colomban Massimino	28/04/2011	30/04/2014	Colomban Massimino	28/04/2011	30/04/2014				

Società di Revisione

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Sede legale e dati societari

Ascopiave S.p.A.
Via Verizzo, 1030
I-31053 Pieve di Soligo TV Italia
Tel: +39 0438 980098
Fax: +39 0438 82096
Cap. Soc.: Euro 234.411.575 i.v.
P.IVA 03916270261
e-mail : info@ascopiave.it

Investor relations

Tel. +39 0438 980098
fax +39 0438 964779
e-mail : investor.relations@ascopiave.it

Principali dati economici e finanziari del Gruppo Ascopiave**Dati economici**

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	% dei ricavi	Esercizio 2010	% dei ricavi
Ricavi	1.102.590	100,0%	855.884	100,0%
Margine operativo lordo	95.346	8,6%	78.009	9,1%
Risultato operativo	68.037	6,2%	55.754	6,5%
Risultato netto dell' esercizio	8.259	0,7%	32.845	3,8%

* Si precisa che per margine operativo lordo si intende il risultato prima di ammortamenti, svalutazione crediti, gestione finanziaria ed imposte.

Dati patrimoniali

(migliaia di Euro)	31.12.2011	31.12.2010
Capitale circolante netto	98.485	52.209
Immobilitazioni e altre attività non correnti	547.770	470.712
Passività non correnti (escluso finanziamenti)	(82.466)	(47.526)
Capitale in vestito netto	563.789	475.395
Posizione finanziaria netta	(201.221)	(95.995)
Patrimonio netto Totale	(362.568)	(379.400)
Fonti di finanziamento	(563.789)	(475.395)

* Si precisa che per "Capitale circolante netto" si intende la somma di rimanenze di magazzino, crediti commerciali, crediti tributari, altre attività correnti, debiti commerciali, debiti tributari (entro 12 mesi) e altre passività correnti.

** Si precisa che per "Capitale investito netto" si intende la somma algebrica tra Capitale circolante netto (come sopra definito), immobilizzazioni, altre attività non correnti e passività non correnti.

Dati dei flussi monetari

(Migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Risultato netto della società	6.266	31.174
Flussi di cassa generati dall'attività operativa	3.207	32.470
Flussi di cassa utilizzati dall'attività di investimento	(70.352)	(27.060)
Flussi di cassa generati (utilizzati) dall'attività di finanziamento	88.686	(2.939)
Flusso monetario dell' esercizio	21.541	2.471
Disponibilità liquide all'inizio dell' esercizio	23.313	20.842
Disponibilità liquide alla fine dell' esercizio	44.854	23.313

RELAZIONE SULLA GESTIONE

PREMESSA

Il Gruppo Ascopiave chiude il 2011 con un utile netto di 8,26 milioni di Euro di cui Euro 6,3 milioni di competenza del Gruppo.

Il patrimonio netto consolidato a fine esercizio ammonta a 362,6 milioni di Euro ed il capitale investito netto a 563,8 milioni di Euro.

Nell'esercizio 2011 il Gruppo ha realizzato investimenti netti per 41,8 milioni di Euro, prevalentemente nello sviluppo, manutenzione e ammodernamento delle reti e degli impianti di distribuzione del gas, nella realizzazione di impianti fotovoltaici e nell'ampliamento di immobili ad uso aziendale.

Attività

Il Gruppo Ascopiave opera principalmente nei settori della distribuzione e della vendita di gas naturale, oltre che in altri settori correlati al core business, quali la vendita di energia elettrica, la gestione calore, la cogenerazione e la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Attualmente il Gruppo è titolare di concessioni e affidamenti diretti per la gestione del servizio di distribuzione del gas in 212 Comuni.

Grazie all'accordo siglato alla fine dell'anno 2010 e perfezionatosi nei primi mesi del 2011, il Gruppo ha rafforzato la propria presenza nel segmento della distribuzione del gas nella regione Lombardia, mediante l'acquisizione, da parte della Capogruppo, della società Unigas Distribuzione Gas S.r.l. (48,86%), titolare di concessioni per la gestione del servizio in 31 comuni del bergamasco.

Al 31.12.2011, il Gruppo Ascopiave gestisce una rete di distribuzione che si estende per oltre 8.500 chilometri, fornendo il servizio ad un bacino di utenza di oltre un milione di abitanti.

L'attività di vendita di gas naturale al mercato dei consumatori finali è svolta attraverso diverse società partecipate dalla capogruppo Ascopiave S.p.A. e sulle quali il Gruppo esercita un controllo esclusivo oppure congiunto con gli altri soci. Nel 2011 il Gruppo ha acquisito da Unigas Distribuzione Gas S.r.l., attraverso la controllata Ascotrade S.p.A., il 100% di BlueMeta S.p.A., società di vendita gas ed energia elettrica con circa 80.000 clienti, e da Amgas S.p.A., attraverso la controllata Asco Blu S.r.l., l'80% di Amgas Blu S.r.l. società di vendita gas con circa 50.000 contratti di vendita nella zona di Foggia.

Grazie alle operazioni di acquisizione aziendale portate a termine nel quinquennio 2007-2011, Ascopiave è diventato uno dei principali operatori nel gas in ambito nazionale, sia per ampiezza del bacino di clientela che per quantitativi di gas venduto. Dal 2007 il Gruppo ha iniziato ad operare come trader del gas e grossista.

Obiettivi strategici

Il Gruppo Ascopiave si propone di perseguire una strategia focalizzata sulla creazione di valore per i propri stakeholders, sul mantenimento dei livelli di eccellenza nella qualità dei servizi offerti, nel rispetto dell'ambiente e delle istanze sociali per valorizzare il contesto in cui opera.

Il Gruppo intende consolidare la propria posizione di leadership nel settore del gas a livello regionale e mira a raggiungere posizioni di rilievo anche in ambito nazionale, traendo vantaggio dal processo di liberalizzazione in atto. In tal senso Ascopiave persegue una strategia di sviluppo le cui principali direttrici sono costituite dalla crescita dimensionale, dall'integrazione a monte nella filiera, dalla diversificazione in altri comparti del settore energetico sinergici con il core business e dal miglioramento dei processi operativi.

Andamento della gestione

Nel 2011 i volumi di gas venduti al mercato finale dalle società consolidate al 100% sono stati pari a 1.122,3 milioni di metri cubi, segnando una crescita del 7,67% principalmente legata all'ampliamento del perimetro di consolidamento. Le società consolidate proporzionalmente (Estenergy S.p.A., ASM Set S.r.l. Veritas Energia S.r.l.), nel 2011 hanno invece venduto complessivamente 621,7 milioni di metri cubi di gas, con una diminuzione del 2,42% rispetto al 2010. La clientela servita al 31 dicembre 2011 dalla società consolidate integralmente raggiunge le 563.186 unità, mentre le società consolidate proporzionalmente gestivano alla stessa data oltre 292.800 clienti.

La vendita di gas nell'ambito di operazioni di trading ha comportato, nell'esercizio, la movimentazione di 1.153,1 milioni di metri cubi (+9,09% rispetto al 2010).

Per quanto concerne l'attività di distribuzione del gas, nel 2011 i volumi erogati attraverso le reti gestite dal Gruppo sono stati 1.029,7 milioni di metri cubi (+9,07% rispetto al 2010).

La rete distributiva ha seguito i trend di sviluppo storicamente consolidati e, per effetto delle nuove estensioni al 31 dicembre 2011 ha un'estensione di 8.577 chilometri.

Risultati economici e situazione finanziaria

I ricavi consolidati del 2011 del Gruppo Ascopiave si attestano a 1.102,6 milioni di Euro, contro gli 855,9 milioni di Euro registrati nel 2010. La crescita del fatturato è determinata principalmente dall'incremento dei ricavi da vendite di gas sia al mercato finale (+105,0 milioni di euro), che sulle operazioni di vendita di gas come trader e grossista (+89,2 milioni di euro) e dall'aumento delle vendite di energia elettrica (+44,6 milioni di euro).

La crescita dei ricavi da vendita gas al mercato finale è dovuta alla crescita dei volumi venduti ed all'incremento dei prezzi medi di vendita, legati in prevalenza all'aumento delle quotazioni dei prodotti energetici incorporati nelle formule di indicizzazione dei prezzi.

Il Risultato Operativo del Gruppo si è attestato a 68,0 milioni di Euro, in miglioramento rispetto ai 55,8 milioni di Euro del 2010.

L'incremento del Risultato Operativo, rispetto all'esercizio precedente è legato prevalentemente alla crescita dei margini commerciali sull'attività di vendita di gas, mentre la redditività dell'attività di distribuzione è rimasta sostanzialmente stabile rispetto allo scorso anno.

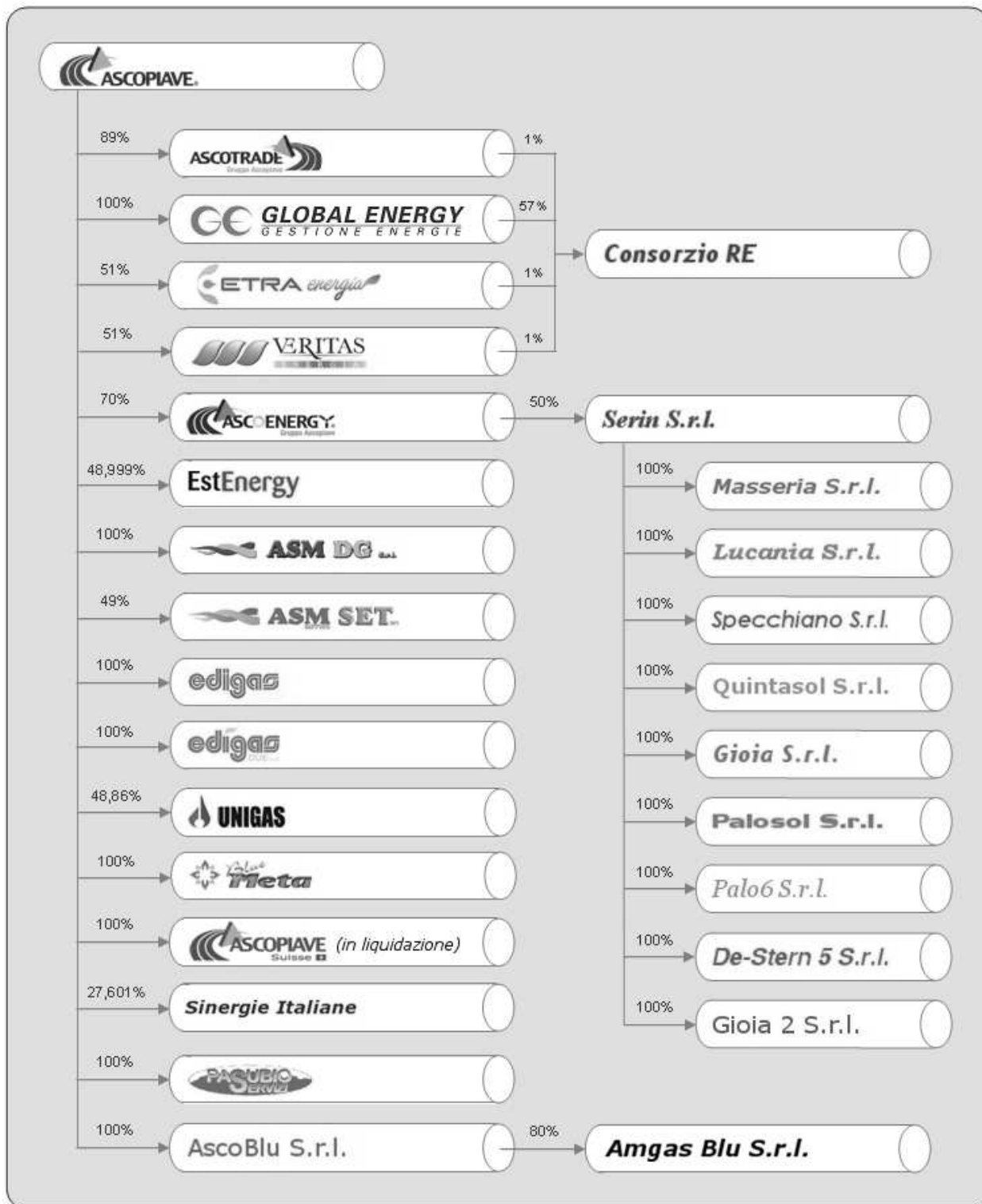
Il risultato netto di pertinenza del Gruppo, pari a 6,3 milioni di Euro, risulta in diminuzione rispetto ai 31,2 milioni di euro del 2010 come effetto combinato del miglioramento della redditività operativa, cui si accompagna un incremento degli oneri finanziari netti, un decremento del risultato ante imposte dovuto al consolidamento con il metodo del patrimonio netto della società collegata Sinergie Italiane S.r.l. ed un aumento complessivo del carico fiscale per imposte sui redditi.

La Posizione Finanziaria Netta del Gruppo al 31 dicembre 2011 è pari a 201,2 milioni di Euro è in aumento rispetto ai 96,0 milioni di Euro del 31 dicembre 2010. La variazione dell'indebitamento finanziario (+105,2 milioni di euro) è determinata dai fabbisogni generati dalla gestione del capitale circolante (-32,2 milioni di euro), dagli investimenti netti in immobilizzazioni materiali e immateriali (-39,1 milioni di euro), dalla distribuzione di dividendi e all'acquisto di azioni proprie (-2,64 milioni di euro), dagli investimenti in acquisizioni aziendali (-41,0 milioni di euro), cui ha dato parziale copertura il flusso di cassa reddituale (+33,6 milioni di euro, dato dalla somma del risultato netto, degli accantonamenti e degli ammortamenti).

Il rapporto tra le Posizione Finanziaria Netta e il Patrimonio Netto al 31 dicembre 2011 è risultato pari a 0,55.

La struttura del Gruppo Ascopiave

Nel prospetto che segue si presenta la struttura societaria del Gruppo Ascopiave aggiornata al 31 dicembre 2011. Il gruppo opera a mezzo di 29 società.



Il mercato del gas naturale

Il quadro economico di riferimento

Andamento generale dell'economia

Nel 2011, le tensioni sul debito sovrano della zona Euro, accentuate ed estese sino ad assumere carattere sistemico, e la costante incertezza circa il processo di consolidamento delle finanze pubbliche negli Stati Uniti, si sono ripercosse sulle prospettive di crescita delle economie avanzate.

Secondo recenti stime, mentre gli Stati Uniti, il Giappone e il Regno Unito si prevede continueranno con il recupero evidenziato a partire dal terzo trimestre 2011, si assisterà invece ad una stagnazione dell'area euro ed ad una moderata decelerazione nei *paesi emergenti*¹.

L'OCSE, secondo alcune proiezioni, prevede che nel 2011 il prodotto interno **mondiale** sia aumentato nella media del 3,8% rispetto all'anno precedente, mentre nel 2012 subirà un rallentamento crescendo del 3,4%. L'espansione economica si prevede sarà sempre differenziata nei paesi avanzati (a fronte del ristagno in Europa si prevede vi sarà un'espansione del 2,0% negli Stati Uniti e in Giappone), mentre in quelli emergenti si attenerà in Cina ed India e più nettamente in Brasile, a causa delle misure di economia politica restrittive adottate nel primo semestre.

L'inflazione al consumo, a fine 2011, si è attenuata sia nei principali paesi avanzati sia in quelli emergenti, grazie al calo dei corsi delle materie prime.

Nella media del 2011 l'inflazione dell'**area euro**, misurata dall'indice armonizzato dei prezzi al consumo, è stata pari all'2,7% (+2,2% nel 2010).

All'interno della zona Euro, gli indicatori congiunturali hanno delineato per i mesi conclusivi del 2011 una debole flessione economica, sebbene con persistenti divari tra le maggiori economie dell'area. La crescita del PIL 2011 dell'area Euro sull'anno precedente è attesa attorno al +1,5. Le esportazioni hanno rappresentato il motore della ripresa ciclica dell'area, mentre l'aumento della domanda interna ha contribuito solo in via residuale riflettendo l'incremento appena positivo dei consumi delle famiglie e dei consumi pubblici.

Inoltre, negli ultimi mesi del 2011 le tensioni del debito sovrano nell'area dell'euro si sono inasprite, estendendosi a molti paesi dell'area ed assumendo in alcuni casi anche carattere sistemico. I corsi dei titoli di stato hanno risentito dell'incertezza dei meccanismi di gestione della crisi e del peggioramento delle prospettive di crescita dell'area euro.

Per quanto concerne il quadro congiunturale dell'**economia italiana** nell'anno 2011, il rallentamento del commercio mondiale unito all'aggravarsi della crisi del debito sovrano, nonché l'effetto sul reddito delle famiglie delle manovre correttive di finanza pubblica, hanno pesato sull'andamento economico generale.

Nel 2011 il PIL è aumentato dell'1,7% rispetto all'anno precedente. A partire dal terzo trimestre 2011, il PIL dell'Italia ha segnato la prima flessione dall'inizio del 2010, registrando nel quarto trimestre 2011 un -0,7% a livello congiunturale ed uno -0,5% sullo stesso periodo dell'esercizio precedente. La dinamica del prodotto interno lordo, ha risentito della

¹ Brasile, Cina, India, Russia

debolezza della domanda interna. L'interscambio con l'estero ha continuato a sostenere la dinamica del PIL, evidenziando una crescita delle esportazioni sul periodo precedente (+5,6% delle esportazioni di beni e servizi rispetto al 2010) ed al contempo un debole incremento delle importazioni (+0,4% rispetto al 2010) legato anche all'indebolimento della domanda interna.

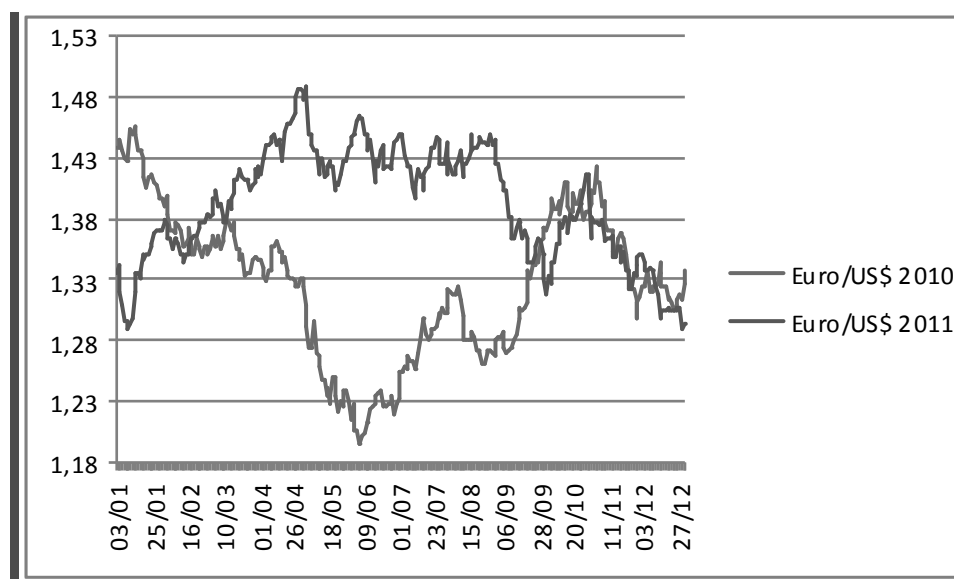
L'ultimo periodo del 2011 porta con sé anche un deterioramento del clima di fiducia dei consumatori. La debolezza del reddito disponibile assieme al pessimismo sulle prospettive del mercato del lavoro hanno inciso in maniera negativa sui consumi delle famiglie. L'occupazione, nonostante il ricorso alla Cassa Integrazione sia sceso rispetto al 2010, ha subito una battuta d'arresto dopo il recupero iniziato nel quarto trimestre del 2010. Infatti, al netto dei fattori stagionali, la disoccupazione ha visto un lieve incremento anche nel 2011, raggiungendo un +8,9% a dicembre.

Nella media del 2011 l'inflazione italiana, misurata dall'indice armonizzato dei prezzi al consumo, ha registrato valori piuttosto in linea con quelli dell'area Euro, +2,8%. A partire dall'estate i prezzi al consumo hanno risentito del rialzo delle imposte indirette, mentre hanno beneficiato dell'attenuazione delle pressioni derivanti dalla domanda interna e dalle materie prime importate.

Evoluzione dei prezzi internazionali dell'energia

Il tasso di cambio euro/dollaro nel 2011 ha registrato una media annua di 1,39 USD per Euro (valore superiore del 5,0% rispetto alla media 2010), raggiungendo un massimo di 1,4882 USD per Euro (maggio 2011) e un minimo di 1,2889 USD per Euro (dicembre 2011). Dopo una crescita del cambio euro/dollaro dagli inizi dell'anno 2011 sino a maggio, la valuta comunitaria ha ricominciato un graduale deprezzamento nei confronti del dollaro sino a raggiungere il suo valore di minimo alla fine dell'anno 2011.

Grafico andamento cambio Euro/US \$, anno 2010 e 2011



Fonte: Banca d'Italia, elaborazioni Ascopiave S.p.A.

Nonostante la congiuntura economica, nel 2011 i costi del greggio si sono ridotti solo moderatamente, per l'intensificarsi delle tensioni geopolitiche in Medio Oriente. Dal gennaio 2011 il prezzo del petrolio (Brent) ha

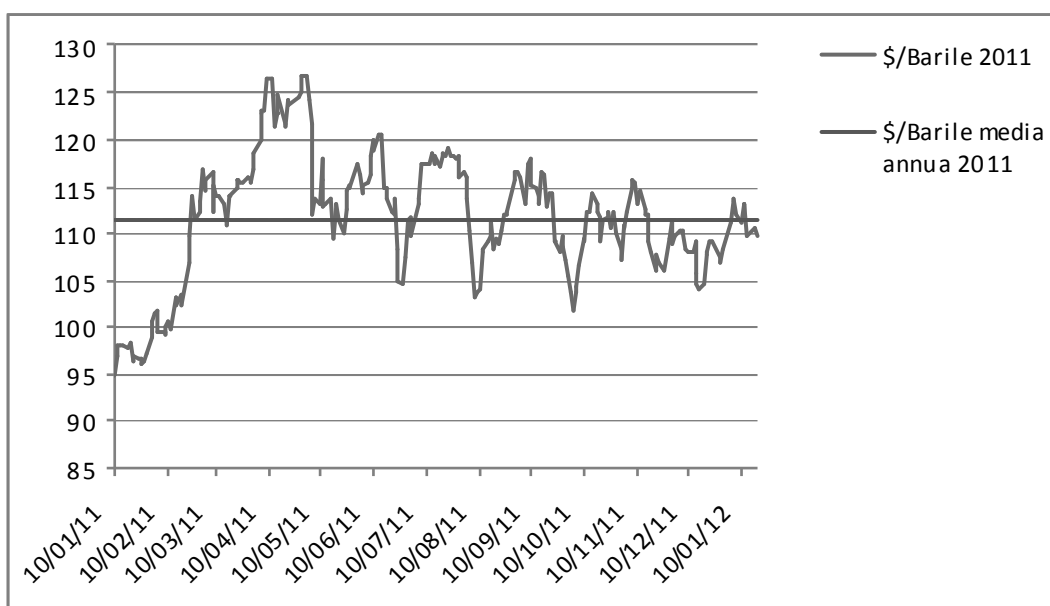
cominciato ad aumentare, portandosi a circa 126,64 euro al barile nei primi giorni di maggio (valore più alto dell'anno), e l'incremento delle quotazioni in euro è stato più sostenuto a causa del deprezzamento della valuta comune nei confronti del dollaro. L'aumento riflette le difficoltà dei paesi produttori a trovare degli accordi in merito ad incrementi di produzione

Quotazioni	2011	2010	2009	2008
Quotazione media annua Brent (dollari / barile)	111,29	79,6	61,5	97,0
Media annua cambio dollaro / euro	1,39	1,33	1,39	1,47
Quotazione media annua Brent (euro / barile)	79,95	59,9	43,8	66,0

Fonte: Banca d'Italia ed EIA, elaborazioni Ascopiave S.p.A.

Il greggio quindi, pur con delle quotazioni altalenanti, nel corso dell'anno ha avuto un andamento positivo. Come evidenziato dal grafico, nel corso del 2011 il prezzo del petrolio ha segnato solo limitate oscillazioni fuori dalla "forchetta" dei 105-120 dollari al barile, sintomo di una maggiore stabilità del mercato rispetto ai periodi precedenti.

Andamento Brent anno 2011



Fonte: EIA, elaborazioni Ascopiave S.p.A.

Le prospettive di evoluzione delle quotazioni del greggio hanno, come è noto, delle ripercussioni sull'andamento degli altri prodotti combustibili ed in particolare del gas. I prezzi internazionali del gas alla base dei contratti di approvvigionamento a lungo termine sono infatti in gran parte agganciati alla quotazione del Brent, attraverso delle formule di indicizzazione predefinite.

Il mercato del gas: scenario europeo

La domanda europea di gas ha evidenziato una flessione in seguito all'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e sulla richiesta di energia elettrica. Medesimo scenario, se non addirittura più severo, può descriversi per l'Italia, dove il mercato nazionale ha segnato una diminuzione di circa 5,3 miliardi di metri cubi rispetto al 2010 e 7,1 miliardi rispetto al livello pre-crisi del 2007 (8,33%).

Secondo stime di Snam Rete Gas, si prevede che la domanda di gas all'interno dei 27 paesi EU cresca nel periodo 2011-2020 di un c.a.g.r. (compound average growth rate) pari all'1,0%.

Nei prossimi anni, si prevede il mercato del gas assisterà ad una crescita graduale, accompagnata dalla necessità di avere maggiori garanzie e per la sicurezza degli approvvigionamenti. Inoltre, a fronte di un progressivo declino della produzione interna, le importazioni di gas sono previste in aumento di un tasso medio annuo pari al 3%.

Il sistema gas in Europa: infrastrutture di importazione e rigassificazione

Fino ad oggi il fabbisogno energetico mondiale risulta essere soddisfatto principalmente da tre fonti fossili tradizionali: carbone, gas e petrolio e tra queste il gas sembra essere la risorsa con il più alto tasso di crescita nei prossimi anni (secondo stime effettuate da Eurogas, si prevede che i consumi attuali raddoppieranno entro il 2030).

Infatti, la concentrazione di CO₂ nell'atmosfera - che si stima raggiungerà presto la soglia dei 400 ppm (parti per milione) - e gli ormai evidenti cambiamenti climatici, fanno sì che si debbano utilizzare nel modo più efficiente possibile le risorse energetiche ad oggi disponibili. Il gas naturale in quanto combustibile fossile meno inquinante di carbone e petrolio, semplice da controllare ed efficiente nella distribuzione e nell'uso, offre all'attuale scenario economico ed ambientale una buona alternativa nell'immediato cammino verso la sostenibilità.

Il suo utilizzo non necessita di nuove innovazioni tecnologiche ed al contempo si stima che date le sue riserve convenzionali possano costituire una buona fonte energetica per altri sessant'anni agli attuali tassi di consumo.

Inoltre, a seguito della tragedia nucleare che ha colpito il Giappone nel marzo 2011, diversi stati (tra cui la Germania, per esempio), stanno procedendo alla graduale eliminazione dell'energia nucleare optando per produzione di energia da fonti rinnovabili nel medio periodo e colmando il gap energetico che si formerà nel breve periodo attraverso la produzione di energia da centrali a gas naturale.

Alla luce di quanto appena illustrato, e a fronte di una progressiva diminuzione della produzione interna, Europa ed Italia hanno intrapreso il loro cammino verso lo sviluppo ed il potenziamento delle infrastrutture per l'importazione e lo stoccaggio del gas naturale alla ricerca di un approvvigionamento maggiormente diversificato e flessibile.

Italia come hub per l'Europa

La posizione geografica dell'Italia le permetterebbe di rappresentare un ponte tra i paesi produttori ed i mercati europei candidandosi a rappresentare un hub di scambio mediterraneo e una borsa del gas nell'area, con conseguente aumento della concorrenza e l'accesso al mercato italiano ed europeo di nuovi operatori

L'Italia nel 2010, con il decreto legislativo n. 130 del 13.08.2010, ha varato uno schema di decreto delegato volto proprio alla liberalizzazione degli stoccaggi, che se potenziati avvicineranno il paese allo scenario di "hub" per

l'Europa. L'opportunità di far leva sugli stoccaggi permetterebbe di innescare il processo di filiera del gas (approvvigionamento, trasporto e distribuzione) che potrà consentire lo sviluppo della nascente ed ancora rudimentale borsa del gas.

Un'ulteriore spinta nei confronti di questo progetto è giunta attraverso il Decreto legislativo n. 93 del 01.06.2011, il quale evidenzia la volontà del Governo italiano di recepire le misure di sicurezza, approvvigionamento e bidirezionalità dei flussi indicate nel regolamento dell'Unione Europea UE n. 994/2010.

Il mercato del gas: scenario italiano

La domanda di gas in Italia e le sue fonti di copertura

Nell'anno solare 2011 il consumo interno lordo di gas in Italia è diminuito del 6,3% rispetto al 2010 toccando i 77,83 miliardi di metri cubi (fonte: Ministero dello Sviluppo Economico).

La domanda evidenzia una flessione rispetto all'anno precedente con un decremento di 5,26 miliardi di metri cubi, (circa il 6,3% in meno rispetto al 2010).

La riduzione ha interessato trasversalmente tutti i principali settori di consumo. Alla congiuntura economica, che è andata peggiorando nel secondo semestre 2011, nel settore termoelettrico si è sommata una maggiore competitività delle fonti rinnovabili e del carbone rispetto al gas naturale, mentre nei segmenti grossista, piccole medie imprese, terziario e residenziale si sono aggiunte delle condizioni climatiche atipiche.

La copertura della domanda di gas è avvenuta prevalentemente mediante il ricorso a fonti di importazione, che nel 2011 hanno raggiunto il livello di 70,37 miliardi di metri cubi, in diminuzione di 4,98 miliardi di metri cubi rispetto al 2010 (-6,6%). Rispetto al 2010, i quantitativi transitati da alcuni punti di interconnessione risultano in ripresa: +17,6% Tarvisio, +38,7% Passo Gries. Penalizzati invece i punti di interconnessione legati al Nord Africa, Mazara del Vallo -17,9% e Gela -71,5%, i quali hanno risentito delle tensioni politiche ed economiche che hanno interessato quelle zone per tutto il 2011. In particolar modo, nel primo semestre del 2011, in Libia si è assistito ad blocco pressoché totale degli impianti ed installazioni di produzione al quale si è aggiunta la chiusura del gasdotto Greenstream durante la fase acuta della crisi interna del Paese. Stazionario il contributo del gas immesso dal punto di ingresso di Cavarzere, proveniente dal terminale GNL operativo dal terzo trimestre 2009 (-0,2% nel 2011), mentre è stato in lieve flessione il quantitativo proveniente dal GNL di Panigaglia (-4,3% nel 2011).

La produzione nazionale di gas naturale

Nel 2011 la produzione italiana di gas, pari a 8,4 miliardi di metri cubi, ha subito un decremento del 0,5% rispetto al 2010 raggiungendo i suoi minimi storici, coprendo un 11% dei consumi nazionali.

Come è evidente, i giacimenti di gas in Italia sono in via di esaurimento e il contributo della produzione nazionale alla copertura dei fabbisogni è destinata a diventare sempre più marginale.

Prospettive di sviluppo della domanda di gas in Italia

Per il mercato italiano si prevede uno scenario simile a quello europeo.

Snam Rete Gas stima per il periodo 2011-2020 una crescita media annua del mercato italiano del gas pari all'1,8%, sino ad arrivare a circa 97 mld mc / anno, e per il triennio 2011-2014 del 2,6% annuo, con un potenziale incremento di gas importato di 10 miliardi di metri cubi di gas al 2014 e di 15 al 2020.

Secondo le stime più recenti sull'evoluzione della domanda del gas naturale sul mercato italiano, si prevede che la moderata crescita sarà riconducibile principalmente all'incremento atteso nel settore termoelettrico.

Sulla base dello scenario delineato e considerando l'andamento declinante della produzione interna, si stima che la crescita della domanda di gas in Italia sarà garantita in misura sempre maggiore dalle importazioni ai punti di entrata interconnessi con l'estero.

Il contributo offerto dagli impianti di rigassificazione di GNL (al momento gli unici impianti operativi sono quelli di Panigaglia e quello di Porto Levante) sarà via via crescente.

Il sistema gas in Italia: infrastrutture di importazione e rigassificazione

La situazione di scarsità infrastrutturale che ha caratterizzato il nostro Paese in anni recenti è in via di soluzione grazie allo sviluppo di molteplici progetti, alcuni dei quali già completati.

Infrastrutture Italia – Gasdotti

Come confermato anche dal “Rating delle nuove infrastrutture per l'import di gas in Italia” edito da Nomisma Energia, alla fine 2011 i nuovi gasdotti che dovrebbero potenziare gli approvvigionamenti di gas in Italia sono alcuni in fase autorizzativa e altri in fase di realizzazione.

Rispetto al 2010 risulta invece ultimato il potenziamento apportato al Greenstream, metanodotto sottomarino del Mediterraneo che consente all'Italia di importare gas dalla Libia, il quale ha permesso un incremento della capacità in ingresso pari a 3,5 miliardi di mc / anno.

	Gasdotto (società)	Capacità	Dettagli	Stato lavori
In Progetto	ITGI - POSEIDON (Edison, DEPA)	8 mld mc / anno	(Italy Greece Interconnector) metanodotto che, attraverso la Grecia e la Turchia, permetterà all'Italia di importare quantitativi di gas naturale provenienti dal Mar Caspio (in particolare dall'Azerbaijan) e dal Medio Oriente (soprattutto Iran e Iraq), dove si trovano le più grandi riserve mondiali di gas.	in costruzione
	TAP (Trans Adriatic Pipeline Company)	10 mld mc / anno	(Trans Adriatic Pipeline), gasdotto che collegherà la Grecia alla Puglia attraverso l'Albania ed il Mare Adriatico, garantirà un accesso alle riserve di gas naturale situate nella Regione del Mar Caspio, in Russia e in Medio Oriente.	in costruzione
	GAISI	8 mld mc / anno	Gasdotto che collegherà l'Algeria all'Italia attraverso la Sardegna.	in costruzione
Potenziamenti	GREENSTREAM (Eni)	11,5 mld mc / anno	Gasdotto entrato in esercizio nell'ottobre 2004, è il più lungo metanodotto sottomarino del Mediterraneo e consente all'Italia di importare gas dalla Libia.	potenziamento concluso
	TTPC	37,6 mld mc / anno (circa)	(Trans Tunisian Pipeline Company) è il gasdotto che consente all'Italia di importare gas di provenienza algerina attraverso la Tunisia.	potenziamento concluso
	TAG	39,5 mld mc / anno (circa)	(Trans Austria Gas) è un gasdotto che attraversa l'Austria collegando Baumgarten an der March, al confine tra Slovacchia e Austria, e Arnoldstein, al confine con l'Italia. Il TAG convoglia il gas naturale proveniente dalla Russia e lo destina al mercato austriaco e italiano.	potenziamento concluso

Fonte: NE Nomisma, Ministero dello Sviluppo Economico. Elaborazioni Ascopiave S.p.A.

Infrastrutture Italia – Rigassificatori

In questi anni la rigassificazione è divenuta un'alternativa di approvvigionamento concorrenziale rispetto ai metanodotti.

A prescindere dalla concorrenzialità sui costi, molti operatori nazionali e internazionali del settore vedono nel ricorso alle infrastrutture di rigassificazione il modo più efficace per accedere direttamente al mercato finale, superando gli ostacoli derivanti dalla limitata capacità di trasporto disponibile sulle reti dei gasdotti di importazione.

Attualmente i rigassificatori operativi in Italia sono Panigaglia (La Spezia) e Porto Levante (Rovigo). Quello di Panigaglia è sito in provincia di La Spezia ed è gestito da LNG Italia, società interamente controllata da Snam Rete Gas. La capacità di rigassificazione dell'impianto è piuttosto modesta, pari a 3,7 miliardi di metri cubi / anno.

Il rigassificatore di Rovigo è destinato ad immettere 8 miliardi di mc di gas all'anno, ed è stato inaugurato nell'ottobre 2009. Il terminale Adriatic LNG è ubicato una quindicina di chilometri dalla costa adriatica, e trattasi del primo al mondo Offshore (adagiato a 28 metri di profondità sul fondale marino).

Alle spalle di questi impianti, il nostro Paese dispone di almeno una dozzina di progetti riguardanti la realizzazione di nuovi terminali GNL. A causa delle difficoltà burocratiche, dei contenziosi giurisdizionali promossi dagli enti locali, degli imprevisti tecnici e soprattutto delle decisioni degli stessi potenziali investitori proponenti alla luce delle prospettive di sviluppo del settore e della redditività degli investimenti, si prevede che non tutti potranno essere realizzati.

	GNL (Sito)	Società	Stato lavori
In Progetto	Offshore Livorno	OLT Offshore LNG Toscana	autorizzato
	Porto Empedocle	Nuove Energie	autorizzato
	Brindisi	Brindisi LNG	in fase istruttoria
	Gioia Tauro (RC)	ING Med Gas Terminal	in fase istruttoria
	Zaule (TS)	Gas Natural International	in fase istruttoria
	FSRU offshore	Gaz de France	in fase istruttoria
	Offshore Falconara (AN)	API	in fase istruttoria
	Augusta-Melilli (SR)	Ionio Gas	in fase istruttoria
	Offshore Monfalcone (GO)	Terminal Alpi Adriatico	in fase istruttoria
	Panigaglia (SP)	ENI	in fase istruttoria
	Rosignano Marittimo (LI)	Edison, BP	in fase istruttoria
	Taranto	Gas Natural International	in fase istruttoria
	Trinitapoli (FG)	Sorgenia	in fase istruttoria
	Offshore Ravenna	ENI, partner	in fase istruttoria
Offshore Civitavecchia (RM)	Italpetroli	in fase istruttoria	

Fonte: NE Nomisma, Ministero dello Sviluppo Economico. Elaborazioni Ascopiave S.p.A.

La vendita del gas

La vendita di gas naturale rappresenta una delle principali attività del Gruppo in termini di contributo alla formazione del reddito aziendale.

Si tratta di un'attività liberalizzata, sulla quale si è già sviluppato un confronto concorrenziale tra gli operatori, che diverrà in prospettiva sempre più spinta in conseguenza di una ulteriore apertura dei mercati a monte della filiera (produzione e importazione).

La maggioranza degli analisti del settore prevede che, nel medio termine, si rafforzerà la tendenza verso una ridefinizione delle quote di mercato a favore dei soggetti più forti, accompagnata da una riduzione complessiva del numero degli operatori.

La distribuzione del gas

La distribuzione del gas naturale rappresenta una delle principali attività del Gruppo in termini di contributo alla formazione del reddito aziendale insieme alla vendita del gas naturale.

Si tratta di un'attività svolta in regime di concessione o affidamento diretto e, come tale, soggetta ad una forte regolamentazione da parte dell'autorità pubblica, con riguardo sia alle modalità di gestione, sia ai livelli tariffari.

Come noto, il D.Lgs. n. 164/00 ha introdotto l'obbligo di assegnazione del servizio di distribuzione del gas mediante gara, nel presupposto che un meccanismo concorrenziale di selezione del gestore fosse in grado di favorire un contenimento dei costi per il cliente finale ed un miglioramento della qualità del servizio erogato.

Anche per l'attività di distribuzione, la maggioranza degli analisti del settore prevede, nel medio termine, una forte concentrazione dell'offerta, con una riduzione del numero degli operatori a fronte di una crescita della loro dimensione media.

Nel corso del 2011 è stato ulteriormente definito il quadro normativo del settore, con particolare riferimento alle gare d'ambito, attraverso l'emanazione di alcuni decreti ministeriali, che hanno dato attuazione ad alcune deleghe e ad alcuni indirizzi previsti dalla legislazione.

In particolare:

- 1) con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 gennaio 2011, emanato di concerto con il Ministero per i Rapporti con le Regioni e la Coesione Territoriale, sono stati individuati gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, e con successivo Decreto del 18 dicembre 2011 sono stati identificati i comuni appartenenti a ciascun ambito (c.d. Decreti Ambiti);
- 2) con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali del 21 aprile 2011 sono state dettate disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (c.d. Decreto Tutela Occupazionale);

- 3) con Decreto del Ministero per lo Sviluppo economico del 12 novembre 2011 è stato approvato il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas (c.d. decreto criteri).

L'emanazione dei Decreti Ministeriali ha contribuito in modo fondamentale a dare certezza al contesto competitivo entro il quale gli operatori si muoveranno nei prossimi anni, ponendo le premesse perché il processo di apertura del mercato avviato con il recepimento delle direttive europee possa produrre concretamente i benefici auspicati.

Il Gruppo Ascopiave - come peraltro molti altri operatori - ha accolto con sostanziale favore il quadro regolamentare che emerge, ritenendo che crei delle opportunità di investimento e di sviluppo importanti per gli operatori qualificati di medie dimensioni, andando nella direzione di una positiva razionalizzazione dell'offerta.

E questo grazie ad una adeguata tutela e valorizzazione delle esigenze di qualità, di sicurezza del servizio e di mantenimento degli attuali livelli di efficienza tecnica e infrastrutturale del sistema distributivo italiano.

Il primo Decreto Ambiti ha definito in 177 il numero degli ambiti territoriali minimi prevedendo tra l'altro che, dalla data di entrata in vigore, l'affidamento del servizio possa avvenire esclusivamente attraverso gare bandite per ambito territoriale minimo. In tal modo i singoli comuni ed enti locali non possono più procedere singolarmente all'affidamento.

Il Decreto Tutela Occupazionale ha un duplice obiettivo; in primo luogo di fornire una tutela occupazionale ai lavoratori del settore della distribuzione del gas in relazione ai possibili cambiamenti di gestione indotti dalle gare per l'affidamento del servizio, ed in secondo luogo di garantire la continuità della gestione in capo a maestranze esperte, salvaguardando con ciò i livelli di sicurezza e qualità del servizio.

Il Decreto stabilisce che il gestore entrante sarà obbligato ad assumere una quota dei dipendenti del gestore uscente in proporzione al numero di utenti delle concessioni messa in gara. Qualora gli addetti da trasferire comportino il superamento del rapporto minimo di 1 addetto ogni 1.500 utenti, la stazione appaltante potrà prevedere nel bando di gara un rapporto inferiore, purché sia motivato.

Il decreto stabilisce inoltre che il personale addetto alla gestione degli impianti di distribuzione del gas naturale oggetto di gara e una quota parte del personale che svolge funzioni centrali di supporto è soggetto, ferma restando la risoluzione del rapporto di lavoro e salvo espressa rinuncia degli interessati, al passaggio diretto ed immediato al gestore subentrante, con la salvaguardia delle condizioni economiche individuali in godimento, con riguardo ai trattamenti fissi e continuativi e agli istituti legati all'anzianità di servizio.

In caso di esubero è prevista l'applicazione degli ammortizzatori sociali legalmente previsti per i lavoratori delle imprese a capitale interamente pubblico e gli ammortizzatori sociali in deroga, incluse le eventuali proroghe, come ammesse dalla normativa vigente.

Il Decreto Criteri definisce aspetti fondamentali riguardanti le gare, quali i soggetti che dovranno bandire la gara, assumendo la qualifica di stazioni appaltanti, le tempistiche di indicazione delle gare per ciascun ambito territoriale, i requisiti che debbono possedere i soggetti partecipanti, e infine i criteri di aggiudicazione.

Il Decreto contiene diversi allegati, tra cui il bando tipo e il contratto di servizio tipo che dovranno essere adottati.

Il Decreto si occupa inoltre di questioni preliminari, quali ad esempio la determinazione dei valori di rimborso spettanti ai gestori uscenti, colmando alcune lacune normative precedenti.

Con riguardo alla definizione dei valori di rimborso il Decreto, pur facendo salvi i criteri di valutazione consensualmente concordati tra le parti, definisce dei dettagli applicativi, prevedendo che per i valori di ricostruzione a nuovo si faccia riferimento ai prezziari per lavori edili e per installazione di impianti tecnologici delle camere di commercio locali o, in assenza di questi, agli analoghi prezziari regionali. Per i componenti specifici della distribuzione si prevede che vengano utilizzati i prezziari emanati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per la valutazione degli investimenti oppure, in ultima istanza, i valori di mercato.

Il Decreto definisce inoltre le vite utili da utilizzare per la determinazione del valore di degrado delle varie componenti della rete e degli impianti.

Per quanto riguarda la situazione di regime i valori di rimborso sono determinati secondo quanto disposto dall'articolo 14 comma 8 del Decreto Letta, che è stato recentemente riformulato in virtù dell'entrata in vigore del Decreto Legislativo n. 93/2011 (attuazione delle Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato dell'Energia Elettrica ed il Gas). La nuova normativa prevede che "Il nuovo gestore, con riferimento agli investimenti realizzati sugli impianti oggetto di trasferimento di proprietà nei precedenti affidamenti o concessioni, è tenuto a subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguere queste ultime e a corrispondere una somma al distributore uscente in misura pari al valore di rimborso per gli impianti la cui proprietà è trasferita dal distributore uscente al nuovo gestore. Nella situazione a regime, [...], il valore di rimborso al gestore uscente è pari al valore delle immobilizzazioni nette di località del servizio di distribuzione e misura, relativo agli impianti la cui proprietà viene trasferita dal distributore uscente al nuovo gestore, incluse le immobilizzazioni in corso di realizzazione, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente e sulla base della consistenza degli impianti al momento del trasferimento della proprietà".

L'articolo 24 comma 3 del Decreto Legislativo n. 93/2011 ha infine stabilito che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi, debba riconoscere in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso determinato nel primo periodo e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località previsti dalla regolazione tariffaria. Grazie a questa novità normativa, gli aggiudicatari della prima gara d'ambito potranno recuperare in tariffa la differenza tra il valore di rimborso pagato per acquisire la proprietà degli impianti in gestione, che generalmente risponde alla nozione di valore industriale residuo, e il valore del capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari che, come precedentemente indicato, rappresenterà sostanzialmente anche il valore di rimborso cui avrà titolo alla scadenza della concessione. Peraltro – secondo quanto stabilito dal Decreto Criteri - il gestore entrante potrà rinunciare in tutto o in parte al realizzo di tale differenza, offrendola agli utenti sotto forma di sconto tariffario, che rappresenta uno degli elementi qualificanti dell'offerta economica della gara d'ambito.

Il quadro normativo

Legislazione nazionale

Normativa di settore

D.Lgs. n. 93 del 1° giugno 2011 - Terzo Pacchetto.

Il D.Lgs. n. 93 del 1° giugno 2011 ha recepito le direttive 2009/72/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale.

In tema di tutela dei consumatori, si definiscono clienti vulnerabili, i clienti domestici, le utenze relative ad attività di servizio pubblico, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole e altre strutture pubbliche o private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza, nonché quelli con consumi non superiori a 50.000 metri cubi annui. Per tali clienti l'AEEG continuerà a determinare i prezzi di riferimento. Inoltre, per tutti i clienti si prevede che il cambio di fornitore (switch) debba avvenire entro tre settimane.

Le imprese di distribuzione del gas naturale che fanno parte di una impresa verticalmente integrata devono essere indipendenti sotto il profilo dell'organizzazione e del potere decisionale dalle altre attività non connesse alla distribuzione.

D.L. n. 98 del 6 luglio 2011 - *“Disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria”, Manovra Economica 2011.*

Il provvedimento ha ad oggetto la manovra di stabilizzazione finanziaria richiesta dall'Unione Europea per il raggiungimento del pareggio di bilancio nel 2014. Il Decreto è suddiviso in tre Titoli: I) “Disposizioni per il controllo e la riduzione della spesa pubblica, nonché in materia di entrate”, II) “Disposizioni per lo sviluppo” e III) “Disposizioni finali”. Si segnalano, in particolare, gli obblighi di trasparenza per le società a partecipazione pubblica: è stato introdotto l'obbligo di pubblicazione sul proprio sito istituzionale, entro tre mesi dall'entrata in vigore del Decreto succitato, dell'elenco delle società di cui si detengono, direttamente o indirettamente, quote di partecipazione anche minoritaria, e di una rappresentazione grafica dei collegamenti tra l'ente o l'organismo stessi e le società. Dovrà inoltre essere specificato se, nell'ultimo triennio dalla pubblicazione, le singole società partecipate abbiano raggiunto il pareggio di bilancio.

Legge n. 111 del 15 luglio 2011 - Manovra di Stabilizzazione Finanziaria.

La Legge succitata ha convertito il D.L. n. 98 del 6 luglio 2011.

Viene ridisegnato il patto di stabilità interno, introducendo, tra l'altro, nuovi criteri di virtuosità ed alcune misure di favore per gli enti più virtuosi. La norma prevede la ripartizione degli enti sottoposti al patto in quattro classi, finalizzate a determinare, per gli enti virtuosi, una minore incidenza finanziaria dei vincoli derivanti dal patto di stabilità.

In materia di norme tributarie, vengono introdotti degli incrementi delle aliquote IRAP.

Accise ed IVA

Legge 12 luglio 2011, n. 106 - *conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge n. 70 del 13 maggio 2011.*

Il provvedimento, entrato in vigore in data 13.07.2011, relativamente all'aliquota IVA applicabile alle forniture dei condomini, non essendo stata modificata la norma interpretativa introdotta con il Decreto Legge n. 70 del 13 maggio

2011 (Decreto Sviluppo), ha confermato definitivamente - facendo chiarezza in merito a quanto stabilito dall'Agenzia delle Entrate con Risoluzione n.108/E del 15.11.2010 - che l'aliquota IVA del 10% è dovuta per singolo contratto di somministrazione di gas naturale ai condomini e fino a 480 metri cubi annui, indipendentemente dal numero delle unità immobiliari riconducibili agli stessi.

Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

I principali provvedimenti emessi dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel corso del 2011 sono stati i seguenti:

Aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura

I° trimestre 2011

Con le **Delibere ARG/Gas 233/10 e 235/10 e ARG/Com 236/10 del 14.12.2010** l'Autorità ha aggiornato, per il trimestre "gennaio - marzo 2011", le condizioni economiche di riferimento applicabili ai Clienti del mercato tutelato. In particolare, con la delibera ARG/Gas 233/10, l'Autorità ha aggiornato le componenti *CCI*, *QT* e *QS*, ha istituito la nuova componente *CVfg*, all'interno della *QOA* (componente relativa agli oneri aggiuntivi), pari a 0,000012 euro/smc e prorogato la validità della componente relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio *QVD* fino al 30.06.2011.

La componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso *CCIt*, di cui all'art. 6 del TIVG, ha registrato un aumento, rispetto al valore del trimestre precedente, di 0,241423 euro/GJ dell'elemento *QEt*, aumento corrispondente a 0,009300 euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,038520 GJ/mc.

II° trimestre 2011

Con le **Delibere ARG/Gas 31/11, ARG/Com 34/11 e ARG/Com 35/11 del 29.03.2011** l'Autorità ha aggiornato per il trimestre "aprile - giugno 2011" le condizioni economiche di riferimento applicabili ai Clienti del mercato tutelato.

In particolare, con la delibera ARG/Gas 31/11 l'Autorità ha aggiornato le componenti *CCI*, *QT* e *QOA*. Rimangono invariate, rispetto al precedente trimestre, le rimanenti componenti.

La componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso *CCIt*, di cui all'art. 6 del TIVG, ha registrato un aumento, rispetto al valore del trimestre precedente, di 0,326248 euro/GJ dell'elemento *QEt*, aumento corrispondente a 0,012567 euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,038520 GJ/mc. Il valore della *CCIt* risulta pari a 8,003530 euro/GJ, corrispondenti a 0,308296 euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico di riferimento pari a 0,038520 GJ/smc.

III° trimestre 2011

Con le **Delibere ARG/Gas 84/11 e ARG/Com 87/11 del 28.06.2011** l'Autorità ha aggiornato per il trimestre "luglio - settembre 2011" le condizioni economiche di riferimento applicabili ai Clienti del mercato tutelato.

In particolare, con la delibera ARG/gas 84/11 l'Autorità ha aggiornato le componenti *CCI* e *QT*, mentre con la delibera ARG/com 87/11 ha aggiornato le componenti destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas: *UGI*, *RE* e *REt* e *GSt* (per soli clienti diretti).

IV° trimestre 2011

Con le **Delibere ARG/Gas 132/11 e ARG/Com 130/11 del 30.09.2011** l'Autorità ha aggiornato per il trimestre "ottobre - dicembre 2011" le condizioni economiche di riferimento applicabili ai Clienti del mercato tutelato.

In particolare, con la delibera ARG/gas 132/11 ha aggiornato i valori del corrispettivo variabile di approvvigionamento *QE_t*, e della componente di commercializzazione all'ingrosso *CCI_t*, mentre con la delibera ARG/com 130/11 ha aggiornato le seguenti componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas: componente *RE* (trimestre ottobre-dicembre 2011) e *REt* (per soli clienti diretti).

Tutte le rimanenti componenti sono rimaste invariate rispetto al trimestre precedente.

La componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso *CCI_t*, di cui all'art. 6 del TIVG, ha registrato un aumento, rispetto al trimestre precedente, dell'elemento *QE_t* pari a 0,031199 euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,038520 GJ/mc. Il valore della *CCI_t* è risultato pari a 9,550789 euro/GJ, corrispondenti a 0,367896 euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico di riferimento pari a 0,038520 GJ/smc.

I° trimestre 2012

Con le **Delibere ARG/Gas 195/11, 200/11, 201/11 e 202/11 del 29.12.2011** l'Autorità ha aggiornato per il trimestre "gennaio - marzo 2012" le condizioni economiche di riferimento applicabili ai Clienti del mercato tutelato.

Con la delibera ARG/Gas 195/11 del 29.12.2011 l'AEEG ha aggiornato la componente fissa della tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione e la componente proporzionale della tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione per l'anno 2012.

Con la delibera ARG/Gas 200/11 ha chiuso il procedimento di aggiornamento - avviato con la Delibera ARG/Gas 105/11 del 29.07.2011 e il relativo DCO 31/11 - delle componenti *QVD* relativa alla commercializzazione della vendita al dettaglio e *UG2* riferita alla compensazione dei relativi costi. E' stato inoltre modificato l'art. 7 del TIVG introducendo nuovi valori di *QVD* (Tabella 1 *QVD*). La componente *QVD* è valorizzata in base alla tipologia del PDR (domestico, condominio uso domestico con consumi < 200.000 Smc/anno, attività di servizio pubblico e usi diversi con consumi < 50.000 Smc/anno) e al periodo di riferimento (01/07/09 – 31/12/11 e dal 01/01/12).

I valori della *UG2*, di cui all'art. 6 delibera ARG/gas 64/09, fissati in Tabella 1, sono ripartiti in base al periodo di riferimento (01/07/09 – 31/12/11 e dal 01/01/12) e allo scaglione di consumo.

Con delibera ARG/Gas 202/11 del 29 Dicembre 2011 l'Autorità ha aggiornato le componenti *CCI*, *QT*, *QS* (anno 2012) e *QOA*, costituita dal solo elemento *CVos* dal 01/01/2012, mentre con la delibera ARG/gas 201/11 ha aggiornato le seguenti componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas: *UGI* e *GSt* e *REt*, applicabili ai clienti diretti.

Altri provvedimenti

Delibera ARG/Com 21/11 del 16/03/2011 - Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di completamento della disciplina relativa all'esecuzione dei contratti di vendita di energia elettrica e gas naturale e nei casi di punti prelievo/riconsegna già attivi e in materia di allineamento dei dati nella disponibilità di diversi operatori.

Con questa delibera l'AEEG ha posto in consultazione (DCO 4/11) i propri orientamenti in materia di completamento della disciplina relativa all'esecuzione dei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale, con particolare riferimento ai casi di punti di prelievo/consegna già attivi e nella titolarità di altri clienti finali.

Nel dettaglio, le proposte d'intervento riguardano: il diritto del cliente entrante a sottoscrivere un contratto di vendita relativo ad un punto già attivo; la richiesta di recesso con disattivazione della fornitura da parte del cliente uscente; modifiche alle procedure funzionali all'attivazione e specificità nel caso di attivazione con contestuale variazione dei dati identificativi del punto; allineamento dei dati nella disponibilità dei diversi operatori.

Delibera ARG/Gas 45/11 del 14.04.2011 - *Disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale.*

Con questa delibera l'AEEG ha definito la disciplina del bilanciamento di merito economico.

In particolare il provvedimento prevede che:

- il servizio di bilanciamento sia operativo dal 1° luglio 2011;
- il responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas) mantenga il ruolo di controparte delle transazioni necessarie a coprire le posizioni di disequilibrio dei propri utenti, nonché di controparte centrale per le transazioni concluse per l'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento;
- il ruolo del GME sia limitato alla realizzazione e alla gestione della relativa piattaforma di negoziazione;
- per utente abilitato si intenda l'utente dei servizi di stoccaggio (anche diversi da quelli forniti da Stogit), che dispone di risorse da offrire per il bilanciamento, ad eccezione delle imprese di trasporto e degli utenti del solo servizio di stoccaggio strategico. Sono compresi, quindi, anche gli utenti che dispongono delle capacità di stoccaggio di cui al decreto legislativo n. 130/10 (clienti industriali e termoelettrici);
- la determinazione delle offerte accettate nella sessione di bilanciamento, nonché del relativo prezzo di sbilanciamento, avvenga sulla base delle sole offerte idonee a coprire lo sbilanciamento complessivo del sistema.
- Nel dettaglio, fino al 31 marzo 2012, il GME considererà solamente le offerte degli utenti di segno opposto a quello dell'offerta del responsabile del bilanciamento;
- il prezzo associato alle offerte di acquisto degli utenti abilitati non può essere negativo (ovvero inferiore allo zero) mentre quello associato alle offerte di vendita non può essere superiore al corrispettivo previsto per l'utilizzo non utilizzato dello stoccaggio strategico.

Nella prima fase non saranno coinvolti i terminali di GNL e i gasdotti di importazione, che saranno oggetto di successive consultazioni e delibere. Con il provvedimento si conclude il procedimento di consultazione avviato con il DCO 25/10 e proseguito con il DCO 45/10.

Delibera ARG/Gas 64/11 del 19.05.2011 - Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2013-2016.

Con questa delibera l'AEEG ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2013-2016.

Il procedimento sarà sottoposto all'applicazione della procedura AIR. Tali disposizioni prevedono inoltre la pubblicazione di documenti di consultazione e la convocazione di audizioni per l'acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi da parte dei soggetti interessati.

Delibera ARG/Gas 71/11 del 09.06.2011 - Modifiche al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), in materia di clienti aventi diritto al servizio di tutela e modalità di comunicazione della cessazione dell'applicazione transitoria del servizio di tutela.

La delibera apporta modifiche al TIVG (delibera ARG/gas 64/09 del 28/05/2009).

In particolare:

- estende il servizio di tutela a:

- 1) utenze di servizio pubblico (strutture pubbliche o private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole);
- 2) clienti non domestici con consumi non superiori a 50.000 Smc/anno.

Contestualmente, stabilisce che non possono più avere diritto al servizio di tutela i clienti finali titolari di punti di riconsegna che:

- sono attualmente serviti nell'ambito del servizio di tutela; e
- hanno un consumo superiore a 50.000 Smc/anno; e
- sono diversi da utenze relative ad attività di servizio pubblico.

Conseguentemente, diventano aventi diritto al servizio di tutela i clienti finali con riferimento alle seguenti tipologie di appartenenza:

- a) "Punto di riconsegna nella titolarità di un cliente domestico";
- b) "Punto di riconsegna relativo a un condominio con uso domestico" (fino a 200.000 Smc/anno);
- c) "Punto di riconsegna nella titolarità di un'utenza relativa ad attività di servizio pubblico";
- d) "Punto di riconsegna per usi diversi" (consumo non superiore a 50.000 Smc/anno).

Obblighi di servizio previsti

L'articolo 3 della Delibera prevede che i Venditori, dopo aver effettuato una classificazione dei punti di riconsegna sulla base delle informazioni in loro possesso:

- - inviino a tutti i loro Clienti usi diversi, nella prima fatturazione utile, un'apposita comunicazione, con le seguenti finalità:
- - informarli dell'estensione del servizio di tutela alle utenze di servizio pubblico;
- - identificare i clienti usi diversi che ricadono in tale tipologia di appartenenza (cioè, lettera c): "Punto di riconsegna nella titolarità di un'utenza relativa ad attività di servizio pubblico").

Il Cliente, da parte sua, entro 45 giorni, dovrà attestare l'eventuale diversa tipologia rispetto a quella proposta.

Il Venditore, entro 30 giorni dal termine di ricevimento delle risposte, deve poi comunicare al Distributore l'esito delle identificazioni.

L'articolo 5 della Delibera prevede che i Venditori, entro il 30/06/2010, pubblicassero nel proprio sito internet un'apposita "comunicazione relativa alla cessazione del servizio di tutela", per informare i Clienti non domestici con consumi superiori a 50.000 Smc/anno, non ancora passati nel mercato libero, che a partire dal 1° Ottobre 2011 non possono più avere diritto all'applicazione delle condizioni economiche di fornitura determinate dall'AEEG per il Servizio di Tutela.

Delibera ARG/Gas 77/11 del 23.06.2011 - Disposizioni per l'anno termico 1 ottobre 2011 - 30 settembre 2012, relative ai criteri di cui all'articolo 6 dell'Allegato A (TIVG) alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 maggio 2009 ARG/gas 64/09 e avvio di procedimento per la riforma delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela.

Con questa delibera l'AEEG ha confermato per l'anno termico 2011-2012 il meccanismo introdotto dalla delibera ARG/gas 89/10 per l'aggiornamento del corrispettivo variabile QE_t a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima gas. In particolare è stato modificato il valore del coefficiente moltiplicativo del parametro QE_0 , il cosiddetto "K", che da 0,925 passa a 0,935.

Inoltre, il provvedimento ha avviato un procedimento finalizzato a riformare le condizioni economiche di fornitura per il servizio di tutela, in particolare la componente CCI_t , a partire dal 1° ottobre 2012.

Delibera ARG/Com 82/11 del 23.06.2011 - Differimento dei termini previsti per l'entrata in vigore dello standard specifico di tempestività di trasmissione da parte dei venditori di energia elettrica e gas ai distributori delle richieste di prestazioni di qualità commerciale dei clienti finali.

Con questa delibera l'AEEG differisce al 1° luglio 2012 l'entrata in vigore delle disposizioni della delibera ARG/com 147/10 riguardanti:

- lo standard specifico di tempestività di trasmissione da parte dei venditori ai distributori per le richieste di prestazioni dei clienti finali;
- l'indennizzo automatico in capo alle società di vendita per mancato rispetto dello standard specifico di cui sopra.

L'entrata in vigore di tali disposizioni dovrà avvenire comunque a valle di un adeguato procedimento di consultazione con tutti i soggetti interessati.

Il provvedimento inoltre stabilisce che, fino all'entrata in vigore delle disposizioni di cui sopra, siano mantenuti i vigenti obblighi di servizio di tempestività di trasmissione delle richieste di prestazioni dei clienti finali.

Delibera VIS 76/11 del 21.07.2011 - Avvio di una attività di ricognizione in materia di contratti non richiesti di forniture di energia elettrica e/o di gas naturale.

Con questa delibera l'Autorità approva un primo provvedimento per contrastare l'attivazione di contratti non richiesti per la fornitura di energia elettrica e di gas. A seguito della pubblicazione del provvedimento l'Autorità avvierà una ricognizione puntuale per acquisire ulteriori dati sul fenomeno e verranno inoltre convocate specifiche audizioni con tutte le parti interessate per arrivare a soluzioni efficaci, tempestive e il più possibile condivise con gli operatori e le associazioni del settore energetico, i consumatori ed eventuali altri soggetti interessati.

Obiettivo primario dell'intervento, a detta dell'Autorità, è quello di affrontare "una patologia più deleteria di altre per lo sviluppo e la credibilità della concorrenza perché mina la fiducia del cliente nei confronti del mercato libero e delle imprese che vi operano".

Le criticità più frequenti riguardano i casi di contratti non effettivamente firmati dai clienti, la non veridicità della firma, il non rispetto delle norme sul diritto di ripensamento ed anche la diffusione di informazioni non veritiere da parte di operatori commerciali scorretti per ottenere la firma dei clienti.

Delibera ARG/Gas 99/11 del 21.07.2011 - Disposizioni per il mercato della vendita al dettaglio del gas naturale: servizio di default, acquisto e perdita della responsabilità dei prelievi e approvazione del Testo Integrato Morosità Gas (TIMG). Modifiche e integrazioni alla disciplina vigente in materia di contenimento del rischio creditizio per il mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica.

La Delibera, che fa seguito alle consultazioni avviate dall'AEEG con i DCO 5/09 e 24/10, prevede importanti disposizioni riguardanti il mercato della vendita al dettaglio del gas:

– **inserisce nel TIVG il Titolo IV “Servizi di ultima istanza per il gas naturale”.**

Si tratta di una specifica disciplina a garanzia della continuità della fornitura per il cliente finale che si trova, anche temporaneamente, senza fornitore.

Le tipologie di tutela individuate sono il servizio di ultima istanza (il cd. “FUI” di cui alla delibera 131/10) e il servizio di default (artt. 32 - 36 TIVG), che viene erogato dal distributore nei casi in cui non sussistono i requisiti per l'attivazione del FUI;

– **modifica in più parti la delibera AEEG 138/04 (CRDG).**

Le modifiche, in particolare, riguardano: cessazione amministrativa per motivi diversi dalla morosità (art. 16 del. 138/04); fatturazione e il pagamento del servizio distributivo (art. 24 del. 138/04); inadempimento dell'utente e scioglimento del contratto di distribuzione (art. 26 bis del. 138/04); procedura di switch (art. 28 del. 138/04);

– **approva il “Testo Integrato Morosità Gas - TIMG” (Allegato A).**

Il TIMG regola le procedure e gli obblighi informativi relativi ai servizi di distribuzione e vendita nei casi di morosità del cliente finale;

– **adeguа l'entità del deposito cauzionale addebitabile al Cliente.**

Sono invece rinviati a successivi provvedimenti: l'estensione al settore gas del sistema indennitario; la copertura dei costi per il servizio di default nonché la valorizzazione della relativa componente del servizio di tutela; il meccanismo che anticipa finanziariamente gli oneri sostenuti dal distributore per l'interruzione; gli indennizzi a carico del distributore in caso di mancato rispetto delle tempistiche definite dal TIMG.

Le suddette disposizioni, ad esclusione di quella relativa all'adeguamento dell'entità del deposito cauzionale, immediatamente applicabile, dovevano entrare in vigore dal 01/01/2012, ma con successiva Delibera ARG/Gas 207/11 del 29.12.2011 ne è stata posticipata l'entrata in vigore al 01.05.2012.

Delibera ARG/Gas 116/11 del 04.08.2011 - Procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per il periodo 1 ottobre 2011 – 30 settembre 2012 e modifica dell'Allegato A alla deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificata e integrata.

Con questa Delibera l'AEEG, conformemente agli indirizzi del decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 29 luglio 2011, ha definito la procedura di selezione degli operatori che erogano il servizio FUI e le modalità di erogazione del servizio.

Le novità introdotte assicurano forme di tutela e favoriscono, in coerenza con quanto previsto dal citato decreto, il passaggio dei clienti finali dal servizio di ultima istanza al mercato. In particolare, la delibera prevede che a tali clienti si applichino le condizioni economiche del servizio di FUI per i primi sei mesi e che solo successivamente si applichino condizioni che tengano conto del maggior costo del servizio. In tal modo viene lasciato ai clienti un tempo congruo per sottoscrivere un contratto a condizioni di mercato con un nuovo fornitore o con lo stesso soggetto che eroga il servizio FUI. Nel FUI vengono applicate condizioni contrattuali semplificate, prevedendo un'applicazione solo parziale degli obblighi in tema di qualità commerciale previsti dalla regolazione vigente.

Delibera ARG/Gas 128/11 del 30.09.2011 - Aggiornamento dei profili di prelievo standard associati a categorie d'uso del gas naturale per l'anno termico 2011-2012, ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 2 febbraio 2007, n. 17/07 e proroga dei termini previsti dall'articolo 29 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/04.

L'Autorità, con la delibera in oggetto, ha aggiornato per l'anno termico 2011-2012 i profili di prelievo standard associati alle categorie e d'uso ai sensi della delibera n. 17/07.

Il provvedimento ha inoltre confermato la disciplina attualmente in essere in materia di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna condivisi del sistema di trasporto di cui all'articolo 29 della delibera n. 138/04 e ne ha prorogato la validità fino al 30 settembre 2012.

Delibera ARG/Com 146/11 del 27.10.2012 - Disposizioni per l'allineamento delle anagrafiche dei punti di prelievo e di riconsegna nella disponibilità dei diversi operatori e modi fiche al contenuto delle informazioni funzionali alla richiesta di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, nei casi di sostituzione nella fornitura di un punto di riconsegna (switching), con integrazioni alla analoga disciplina nel settore dell'energia elettrica.

Con questa delibera l'AEEG ha definito le procedure di allineamento dei dati caratteristici dei Punti di Riconsegna (PdR) nella disponibilità delle imprese di distribuzione e di vendita e ha modificato il contenuto delle informazioni funzionali al processo di switching.

Il provvedimento ha previsto i seguenti adempimenti:

- entro il 31 dicembre 2011: i venditori sono tenuti ad inviare ai distributori, per ciascun PdR nella propria titolarità, le seguenti informazioni: codice identificativo del PdR, codice fiscale o partita IVA del cliente finale, nome e cognome o ragione sociale, indirizzo del cliente finale o sede legale, nome, cognome e indirizzo del destinatario della fattura (se diverso), categoria d'uso e classe di prelievo e eventuali agevolazioni su IVA e imposte.

L'invio di tali dati dovrà essere realizzato attraverso le modalità standard definite dall'Allegato A di tale provvedimento;

- entro il 28 febbraio 2012: i distributori sono tenuti ad aggiornare i dati contenuti nel registro elettronico di cui all'articolo 8 della delibera n. 138/04 sulla base delle informazioni di cui sopra.

Il codice fiscale/partita Iva del cliente titolare del PdR sostituirà la matricola del misuratore tra le informazioni funzionali allo switching a decorrere dal 1° aprile 2012.

Il provvedimento, inoltre, stabilisce che i distributori sono tenuti a tener traccia di tali aggiornamenti per un periodo non inferiore ai 5 anni e che, a copertura degli oneri amministrativi, non dovranno applicare il contributo in quota fissa.

Delibera ARG/Com 151/11 del 03.11.2011 - Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale.

Con questo provvedimento l'AEEG ha disciplinato un nuovo sistema di raccolta dati per l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento dei mercati energetici retail, introducendo all'Allegato A il Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR).

Le finalità sono quelle di monitorare con regolarità ed in modo sistematico il funzionamento della vendita di energia elettrica e di gas alle famiglie ed ai clienti di piccole dimensioni, il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione e di soddisfazione dei clienti finali.

Il nuovo sistema, introdotto a valle di due documenti di consultazione (DCO 10/10 e 10/11) ed in linea con le previsioni attuative del Terzo Pacchetto energia UE, definisce i soggetti obbligati alla messa a disposizione dei dati ai fini del monitoraggio (art. 3), identifica gli indicatori di mercato e relative modalità di calcolo (art. 4 e Allegati A1 – A2), disciplina l'attività di rilevazione dei dati di base (art. 5), nonché le modalità di pubblicazione e reportistica degli esiti (art. 6).

Gli obblighi di rilevazione dei dati ulteriori rispetto a quelli già vigenti, pur essendo il provvedimento in vigore da 07.11.2011, decorrono dal 1° gennaio 2012.

Ai fini dell'identificazione dei soggetti obbligati, in fase di prima applicazione, i venditori ed i distributori devono effettuare la prevista comunicazione prevista all'art.3 del TIMR entro il 30 novembre 2011.

Delibera GOP 55/11 del 06.12.2011 - Regolamento di organizzazione e funzionamento e nuova struttura organizzativa dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in vigore dal 1 gennaio 2012.

Con questo provvedimento l'AEEG definisce il proprio Regolamento di organizzazione e funzionamento (allegato A) e la propria nuova struttura organizzativa, articolata in Dipartimenti, Direzioni, Uffici speciali e Unità (allegato B e Tavola 1), che entreranno in vigore dal 1 gennaio 2012.

E' prevista una verifica del nuovo complessivo assetto organizzativo entro un semestre dalla entrata in vigore del nuovo Regolamento di organizzazione e funzionamento e della nuova struttura organizzativa.

Delibera ARG/Gas 180/11 del 15.12.2011 - Modifiche ai criteri generali di applicazione dei corrispettivi di cui all'articolo 12 del TIVG in materia di determinazione e applicazione del termine P e modifiche all'articolo 22 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/04.

Con questa delibera l'AEEG ha modificato le modalità di trasformazione dei corrispettivi unitari espressi in euro/GJ in corrispettivi unitari espressi in euro/Smc di cui al comma 12.4 del TIVG.

Il provvedimento prevede che dal 1° gennaio 2012 per la determinazione del termine P di cui al comma 12.4 del TIVG si debba considerare il delta tra il termine P dell'anno solare in corso e il termine P relativo all'anno solare precedente, con conseguente eliminazione della soglia del 5% prevista al comma 12.5 del TIVG.

Nei casi in cui nel corso del 2011 non sia stato effettuato il conguaglio previsto, le disposizioni prevedono un'apposita formula di calcolo da applicare in fase di prima applicazione.

Con la delibera, inoltre, viene modificato l'articolo 22 della delibera n. 138/04 relativo alla determinazione del potere calorifico superiore convenzione del gas naturale. A tal proposito, nel provvedimento vengono dettagliati gli adempimenti funzionali alla determinazione del termine P, anche nei casi in cui gli impianti che vengono interconnessi siano gestiti da imprese diverse e ha stabilito che l'impresa di trasporto segnali, entro il 30 marzo di ciascun anno, all'AEEG i mancati o ritardati invii dei valori relativi al termine P da parte delle imprese di distribuzione.

Delibera ARG/Com 183/11 del 15.12.2011 - Avvio di procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica.

Con questa delibera l'AEEG ha avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica.

Il provvedimento attua quanto previsto dal D.Lgs. 93/11, che demanda all'Autorità il compito di assicurare il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione nonché quello di vigilare sull'applicazione dei principi in materia di tutela dei consumatori (art. 44). Il provvedimento fa seguito all'indagine conoscitiva condotta per verificare la diffusione e l'impatto delle procedure di soluzione extragiudiziale delle controversie (delibera VIS 98/11).

Delibera ARG/Com 185/11 del 15.12.2011 - Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di contratti ed attivazioni non richiesti di forniture di energia elettrica e/o di gas naturale.

Con questo provvedimento, che fa seguito alla Delibera VIS 76/11 del 21.07.2011 - con la quale era stata avviata una attività di ricognizione in materia di contratti non richiesti di forniture di energia elettrica e/o di gas naturale - l'AEEG illustra e pone in consultazione (DCO 46/11) i propri orientamenti in merito alla disciplina relativa a contratti e attivazioni non richiesti.

Nel documento, l'AEEG, dopo avere esaminato sul piano della normativa primaria e regolatoria settoriale il fenomeno dei contratti non richiesti, propone misure preventive e ripristinatorie.

Queste ultime si articolano in due macro aree:

specifica procedura di gestione delle controversie sui contratti non richiesti;

introduzione della procedura di switching per "erroneous transfer" in presenza di attivazione non richiesta.

Delibere inerenti l'efficienza energetica

Con la Delibera EEN 04/11 del 05.05.2011 l'Autorità per l'energia elettrica e per il gas (di seguito AEEG) ha approvato, in tema di certificati bianchi, tre nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi energetici relativi alla realizzazione di sistemi ad alta efficienza per l'illuminazione di gallerie autostradali ed extraurbane principali, alla realizzazione di nuovi sistemi di illuminazione ad alta efficienza ed all'installazione di corpi illuminanti ad alta efficienza in sistemi di illuminazione esistenti per strade destinate al traffico motorizzato, conseguente adeguamento della scheda tecnica n. 17 e revoca della scheda tecnica n. 18.

Con la **Delibera EEN 05/11 del 07.07.2011** l'AEEG ha approvato la rettifica di errori materiali nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 5 maggio 2011, EEN 4/11.

Con la **Delibera EEN 07/11 del 15.09.2011** l'AEEG ha esteso il procedimento avviato con deliberazione 24 novembre 2010, EEN 19/10 mediante convocazione di un tavolo tecnico con le Amministrazioni centrali e gli operatori interessati sull'aggiornamento e il riordino delle Linee guida efficienza energetica, di cui alla deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03 e s.m.i.

Con la **Delibera EEN 09/11 del 27.10.2011** l'AEEG ha aggiornato, mediante sostituzione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche ed integrazioni, in materia di Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5,

comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica.

Con la **Delibera EEN 12/11 del 24.11.2011** l'AEEG ha deliberato in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2012, di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004, come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

Con la **Delibera EEN 13/11 del 22.12.2011** l'AEEG ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2012, in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale, soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004, come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

Obblighi di efficienza e di risparmio energetico

Il Decreto Letta, all'articolo 16, comma 4, stabilisce che le imprese di distribuzione di gas naturale devono perseguire obiettivi di risparmio energetico e sviluppo di fonti rinnovabili.

La definizione degli obiettivi quantitativi nazionali e dei principi di valutazione dei risultati ottenuti è stata demandata al Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, che ha provveduto ad emanare il Decreto Ministeriale 20 luglio 2004.

Con il Decreto 21 dicembre 2007, il Ministero dello Sviluppo Economico ha rivisto e aggiornato il Decreto 20 luglio 2004 nei seguenti punti:

- sono stati rivisti gli obiettivi per gli anni 2008 e 2009, alla luce dell'eccesso di offerta di titoli di efficienza energetica registratasi sul mercato;
- sono stati definiti gli obiettivi per il triennio 2010-2012, tenuto conto del target di riduzione dei consumi energetici fissato dal piano d'azione al 2016, pari a 10,86 MTEP;
- gli obblighi di efficienza e di risparmio energetico per ciascuno degli anni successivi al 2007 sono stati estesi ai distributori che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali.

Gli obiettivi di risparmio energetico (che valgono sia per i distributori di gas naturale che di energia elettrica) previsti dal Decreto 20 luglio 2004, integrato dal Decreto 21 dicembre 2007, sono pari a:

- 0,10 Milioni di TEP per il 2005;
- 0,20 Milioni di TEP per il 2006;
- 0,40 Milioni di TEP per il 2007;
- 1,00 Milioni di TEP per il 2008;
- 1,40 Milioni di TEP per il 2009;
- 1,90 Milioni di TEP per il 2010;
- 2,20 Milioni di TEP per il 2011;
- 2,50 Milioni di TEP per il 2012.

Il conseguimento di risparmi energetici viene attestato attraverso l'assegnazione di titoli di efficienza energetica, i c.d. Certificati Bianchi, ciascuno dei quali rappresenta un risparmio di energia pari a 1 TEP. Per adempiere agli obblighi previsti dal Decreto 20 luglio 2004, integrato dal Decreto 21 dicembre 2007, e vedersi così riconosciuti i Certificati Bianchi, i distributori possono:

- realizzare interventi diretti a migliorare l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative modalità di utilizzo;
- acquistare direttamente i Certificati Bianchi da terzi, mediante contrattazione bilaterale oppure tramite negoziazione in un apposito mercato istituito presso il Gestore del mercato elettrico (GME).

Esistono tre diversi tipi di Certificati Bianchi: i certificati di tipo I sono relativi a risparmi di energia elettrica, i certificati di tipo II a risparmi di gas e quelli di tipo III a risparmi di altri combustibili.

Con il decreto 21 dicembre 2007 pubblicato nella G.U n. 300 del 28/12/2007 è stato superato il vincolo che richiedeva ai distributori di gas naturale di consegnare per il proprio obiettivo annuale almeno il 50% di certificati di tipo II mentre per i distributori di energia elettrica si trattava di consegnare il 50% di certificati di tipo I. Cadendo questo obbligo sostanzialmente i due tipi di certificati sono stati equiparati.

Oltre alle imprese distributrici possono partecipare al mercato dei Certificati Bianchi anche le Energy Saving Company (le c.d. ESCO), ovvero società accreditate dall'AEEG che, pur non avendo alcun obbligo di perseguire obiettivi di risparmio energetico, possono conseguire, per mezzo di investimenti propri, risparmi di energia primaria con il fine di ottenere titoli di efficienza energetica da vendere interamente sul mercato.

Le società del Gruppo Ascopiave S.p.A. ed Unigas Distribuzione S.r.l., soggette agli obblighi definiti dai Decreti 20 luglio 2004 e 21 dicembre 2007, sono tenute al rispetto degli obiettivi di risparmio energetico determinati annualmente dall'Autorità.

L'Autorità ha il compito di verificare che ciascun distributore posseda i titoli di efficienza energetica corrispondenti all'obiettivo annuo assegnato (maggiorato di eventuali quote aggiuntive per compensazioni o aggiornato in seguito all'introduzione di nuovi obiettivi quantitativi nazionali) e di informare il Ministero dello Sviluppo Economico, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e il Gestore del Mercato Elettrico dei titoli ricevuti e degli esiti delle verifiche.

Qualora un distributore non raggiunga l'obiettivo stabilito, potrà essere destinatario di una sanzione amministrativa irrogata dalla stessa Autorità, in attuazione della Legge n. 481 del 14 novembre 1995.

Nel caso che in ciascuno degli anni d'obbligo, il distributore consegua una quota del proprio obiettivo pari o superiore al 60%, esso potrà compensare la quota residua nell'anno successivo senza incorrere in sanzioni. Tali sanzioni si applicano invece in ogni caso qualora il distributore consegua una quota del proprio obiettivo inferiore al 60%. In questo caso, oltre alla sanzione, il distributore avrà l'obbligo di compensare la quota residua entro l'anno successivo.

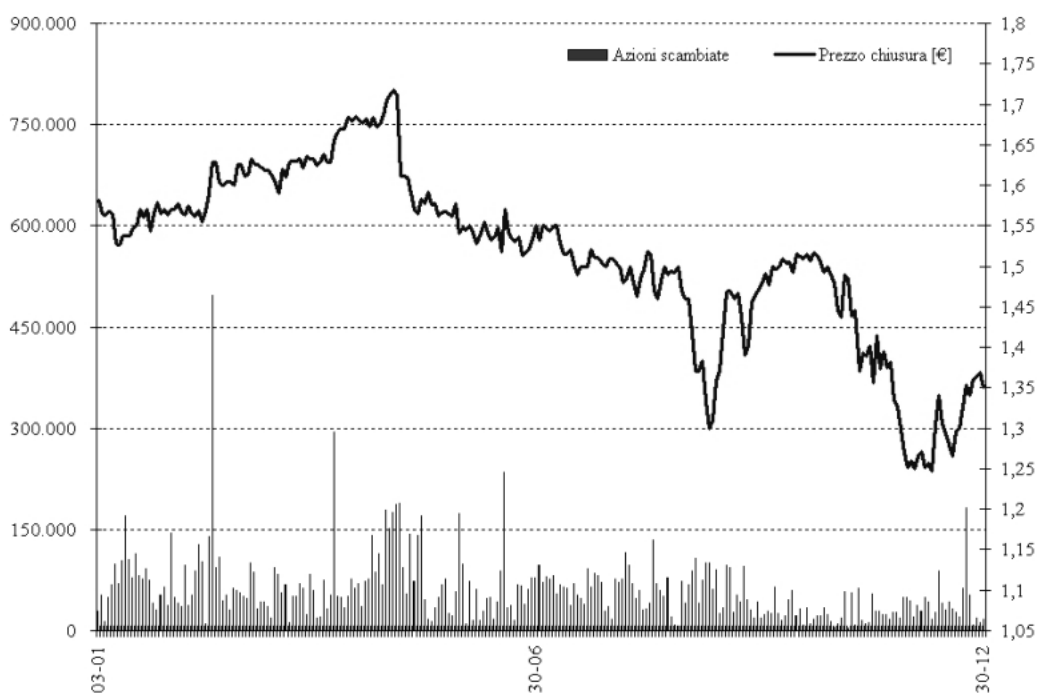
L'AEEG, con propria comunicazione del 29 dicembre 2004, ha previsto che l'ammontare delle sanzioni è determinato sulla base del numero di TEP non risparmiate, rispetto all'obiettivo fissato, valorizzate sulla base del prezzo di mercato dei titoli di efficienza energetica.

Con un documento di consultazione di fine anno 2010 e con alcuni seminari specifici l'Autorità ha presentato alcune nuove norme che vanno nella direzione di miglioramento del sistema dei titoli, in particolare è previsto un adeguamento dell'emissione del numero di titoli in funzione della vita utile del progetto (e quindi oltre i cinque anni canonici).

Andamento del titolo Ascopiave S.p.A. in Borsa

Alla data del 30 dicembre 2011 il titolo Ascopiave registrava una quotazione pari a 1,351 Euro per azione, con una riduzione di 14,5 punti percentuali rispetto alla quotazione di inizio 2011 (1,581 Euro per azione, riferita al 3 gennaio 2011).

La capitalizzazione di Borsa al 30 dicembre 2011 risultava pari a 316,69 milioni di Euro².



La quotazione del titolo nel corso del 2011 ha registrato una performance negativa (-14,5%), riflettendo il trend negativo sia dell'indice di riferimento FTSE Italia All-Share (-25,2%) che dell'indice settoriale FTSE Italia Servizi di Pubblica Utilità (-15,9%).

Nella tabella che segue si riportano i principali dati azionari e borsistici al 31 dicembre 2011:

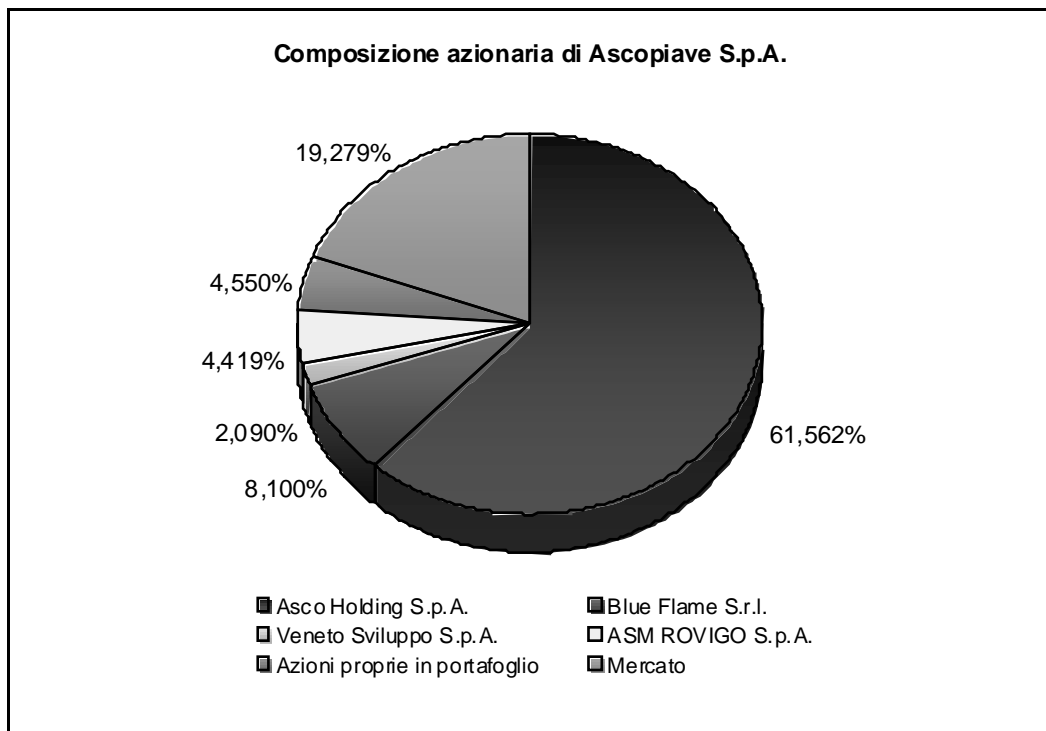
Dati azionari e borsistici	30 dicembre 2011
Utile per azione (Euro)	0,03
Patrimonio netto per azione (Euro)	1,53
Prezzo di collocamento (Euro)	1,80
Prezzo di chiusura (Euro)	1,351
Prezzo massimo annuo (Euro)	1,718
Prezzo minimo annuo (Euro)	1,247
Capitalizzazione di borsa (Milioni di Euro)	316,69
N. di azioni in circolazione	223.744.839
N. di azioni che compongono il capitale sociale	234.411.575
N. di azioni proprie in portafoglio	10.657.736

² La capitalizzazione di Borsa delle principali società quotate attive nel comparto dei servizi pubblici locali (A2A, Acea, Acegas-Aps, Acsm-Agam, Hera ed Iren) al 30 dicembre 2011 risultava pari a 5,7 miliardi di Euro. Dati ufficiali tratti dal sito di Borsa Italiana (www.borsaitalia.it).

Controllo della società

Alla data del 31 dicembre 2011 Asco Holding S.p.A. controlla direttamente il capitale di Ascopiave S.p.A. in misura pari al 61,562%.

La composizione azionaria di Ascopiave S.p.A. in base al numero di azioni possedute è la seguente:



* Elaborazione interna su dati tratti dal sito di Consob (www.consob.it). I dati sono relativi alla situazione aggiornata sulla base delle comunicazioni pervenute alla Consob da parte di Ascopiave ai sensi di legge ed elaborate fino al 13 febbraio 2012.

Azioni detenute da amministratori e sindaci

Cognome Nome	Società partecipata	Categoria azioni	Numero azioni possedute al 01.01.2011 (o alla data di nomina)	Numero di azioni acquistate nel corso dell'esercizio 01.01.2011-31.12.2011	Numero di azioni vendute nel corso dell'esercizio 01.01.2011-31.12.2011	Numero azioni possedute al 31.12.2011 (o alla data di cessazione della carica se intervenuta prima)	Titolo di possesso
Zugno Fulvio	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Coin Dimitri	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Bernardelli Giovanni	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Salton Guido [1]	Ascopiave	Ordinarie	30.000	-	30.000	0	Proprietà
Colomban Massimo [3][4]	Ascopiave	Ordinarie	145.200	-	-	145.200	Proprietà
Zancopè Ogniben Giovanni	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Papparotto Paolo	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Alberti Elvira	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Beninato Alfonso	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Bortolin Gianantonio	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Trinca Flavio	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Fasina Alessandro	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Sforza Fabio	Ascopiave	Ordinarie	10.000	-	-	10.000	Proprietà
Saccardi Giuliano	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Nicolai Paolo	Ascopiave	Ordinarie	0	-	-	0	Proprietà
Dirigenti [2]	Ascopiave	Ordinarie	34.560	-	-	34.560	Proprietà
			219.760	0	30.000	189.760	

[1] Azioni detenute dal coniuge.

[2] Nel corso del semestre 01.01.2011 / 31.12.2011 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche: CFO, Direttore Generale Ascotrade S.p.A., Direttore amministrativo, CTO, Investor relation, per un totale di n.5 posizioni dirigenziali.

[3] Il dr. Colomban Massimo attesta che il coniuge non separato detiene 19.200 azioni al 01.01.2011 e al 31.12.2011.

[4] Il dr. Colomban Massimo attesta che la società controllata Quaternario Investimenti detiene 126.000 azioni al 01.01.2011 e al 31.12.2011.

Corporate Governance e Codice Etico

Nel corso dell'esercizio 2011 Ascopiave S.p.A. ha continuato il processo di implementazione operativa della corporate governance impostata nel corso degli esercizi precedenti, apportando ulteriori miglioramenti agli strumenti diretti a tutelare gli interessi degli investitori.

Corporate Governance

Ascopiave aderisce al Codice di Autodisciplina delle società quotate italiane edito nel marzo 2006, con le integrazioni e gli adeguamenti conseguenti alle caratteristiche del Gruppo.

In ottemperanza agli obblighi normativi viene annualmente redatta la "Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari" che contiene una descrizione generale del sistema di governo societario adottato e riporta le informazioni sugli assetti proprietari e sull'adesione al Codice di Autodisciplina, ivi incluse le principali pratiche di governance applicate e le caratteristiche del sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria.

La "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari", così come i documenti e strumenti di governance, è rinvenibile alla sezione investor relations del sito www.ascopiave.it. Il Codice di autodisciplina è consultabile sul sito di Borsa Italiana S.p.A..

Principali caratteristiche dei sistemi di gestione dei rischi e di controllo interno

Il sistema di controllo interno si sostanzia nell'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire, attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi prefissati.

Il sistema di controllo interno di Ascopiave coinvolge soggetti differenti cui sono attribuiti specifici ruoli e responsabilità:

- Consiglio di Amministrazione;
- Comitato per il Controllo Interno;
- Organismo di Vigilanza ex D.lgs 231/01;
- Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari;
- Preposto al Controllo Interno e Funzione di Internal Auditing;
- Collegio Sindacale e Società di Revisione.

Il Consiglio di Amministrazione fissa le linee guida del sistema di controllo interno e ne valuta, almeno con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento, avvalendosi del Comitato per il Controllo Interno, della funzione di Internal Auditing e del Preposto al controllo interno.

Il Consiglio di Amministrazione ha individuato nella persona del dott. Fulvio Zugno (Presidente del Consiglio di Amministrazione) l'amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. Inoltre, i responsabili di ciascuna business unit e direzione aziendale della Società hanno la responsabilità, nell'ambito delle linee guida del sistema di controllo stabilite dal Consiglio di Amministrazione e delle direttive ricevute nel dare esecuzione a tali linee guida, di definire, gestire e monitorare l'efficace funzionamento del sistema di controllo interno con riferimento alla propria sfera di responsabilità. Tutti i dipendenti, ciascuno secondo i rispettivi ruoli, contribuiscono ad assicurare un efficace funzionamento del sistema di controllo interno di Ascopiave.

Restano salve le funzioni di vigilanza e di controllo riservate per legge al Collegio Sindacale, mentre l'attività di revisione contabile è affidata alla società di revisione Reconta Ernst & Young.

Codice Etico

In conformità a quanto previsto dagli artt. 2.2.3, comma 3, lettera (k) e 2.2.3 bis del Regolamento di Borsa, Ascopiave si è dotata in data 27 marzo 2008 del modello di organizzazione, gestione e controllo di cui all'art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Il Modello è stato aggiornato nella seduta del Consiglio di Amministrazione del 28 gennaio 2011.

Nel corso dell'esercizio 2011 la Società ha continuato la propria attività di promozione, conoscenza e comprensione del Codice Etico nei confronti di tutti i suoi interlocutori, in particolare nell'ambito dei rapporti commerciali e istituzionali.

Rapporti con parti correlate e collegate

Il Gruppo intrattiene i seguenti rapporti con parti correlate che producono le seguenti tipologie di costi di esercizio:

- ✓ Acquisto di servizi telematici e informatici dalla consociata ASCO TLC S.p.A.;
- ✓ Acquisto di materiali per la produzione e di servizi di manutenzione dalla consociata SEVEN CENTER S.r.l.;
- ✓ Rapporti di conto corrente di corrispondenza passivi verso Asm Set S.r.l.;
- ✓ Acquisto di gas dalla collegata Sinergie Italiane S.r.l..

Il Gruppo intrattiene i seguenti rapporti con parti correlate che producono le seguenti tipologie di ricavi di esercizio:

- ✓ Locazione di immobili di proprietà verso la consociata ASCO TLC S.p.A.;
- ✓ Rapporti di conto corrente di corrispondenza attivi verso Estenergy S.p.A. e verso Veritas Energia S.r.l.;
- ✓ Servizi del personale Ascopiave S.p.A. alla collegata Sinergie Italiane S.r.l.;
- ✓ Servizi amministrativi e del personale da Ascopiave S.p.A. a ASM Set S.r.l. e Veritas Energia S.r.l..

Si evidenzia che tali rapporti sono improntati alla massima trasparenza ed a condizioni di mercato.

Compensi di amministratori, sindaci ed alta dirigenza

Compensi Consiglio di Amministrazione:

Soggetto	carica	durata carica	data inizio	data fine	Compenso al 31/12/2011	Compenso da società controllate	Totale generale al 31/12/2011
Beninato Alfonso	Consigliere	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	16.390		16.390
Bortolin Gianantonio	Consigliere	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	18.006		18.006
Fassina Alessandro	Consigliere indipendente	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	16.390		16.390
Zugno Fulvio	Presidente Consiglio di Amministrazione*	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	190.515	2.383	192.899
Coin Dimitri	Consigliere	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	27.362		27.362
Salton Gildo	Consigliere	2011-2014	28/04/2011	30/12/2011	78.386	6.000	84.386
Bernardelli Giovanni	Consigliere indipendente	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	31.050		31.050
Colomban Massimo	Consigliere indipendente	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	33.752		33.752
Totale					411.852	8.383	420.235

Compensi Collegio Sindacale:

Soggetto	carica	durata carica	data inizio	data fine	Compenso al 31/12/2011	Compenso da società controllate	Totale generale al 31/12/2011
Nicolai Paolo	Presidente del collegio sindacale	2008-2010	13/11/2008	28/04/2011	12.427		12.427
Sforza Fabio	Sindaco effettivo	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	8.388		8.388
Saccardi Giuliano	Sindaco effettivo	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	8.388		8.388
Zancopè Ogniben Giovanni	Presidente del collegio sindacale	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	26.013		26.013
Papparotto Paolo	Sindaco effettivo	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	17.559		17.559
Alberti Elvira	Sindaco effettivo	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	17.559		17.559
Totale					90.335	-	90.335

Compensi dirigenti con responsabilità strategiche:

Si segnala che il compenso aggregato dei dirigenti con responsabilità strategica al lordo di imposte e dei contributi previdenziali è pari ad Euro 791 migliaia, rispetto a Euro 760 migliaia dell'esercizio precedente.

Soggetto	carica	durata carica
Gumirato Roberto	Direttore finanziario	tempo indeterminato
Favaro Giovanni	Direttore Tecnico	tempo indeterminato
Belliato Cristiano	Direttore Amministrativo	tempo indeterminato
Bignucolo Giacomo	Responsabile controllo di gestione	tempo indeterminato
Fabbi Claudio	Direttore Generale Ascopiave S.p.A.	tempo indeterminato

In riferimento all' Art. 123-ter c. 8 del D.lgs 58/1998 "Testo Unico della Finanza" e Delibera Consob n. 18049 del 23 dicembre 2012: nella Relazione sulla Remunerazione vanno pubblicati i seguenti compensi:

- a) i compensi dei componenti degli organi di amministrazione e di controllo nonché dei direttori generali;
- b) i compensi degli eventuali altri dirigenti con responsabilità strategiche che abbiano percepito nel corso dell'esercizio

compensi complessivi (ottenuti sommando i compensi monetari e i compensi basati su strumenti finanziari) maggiori rispetto al compenso complessivo più elevato attribuito ai soggetti indicati nella lett. a)

Relativamente al paragrafo b si evidenzia che tra i compensi aggregati, il compenso percepito dal dott. Gumirato Roberto, al lordo di imposte e contributi è pari ad Euro 235 migliaia.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio 2011

Operazioni societarie avvenute nel corso dell'esercizio 2011

Acquisizione Unigas Distribuzione S.r.l.

In data 13 gennaio 2011, Ascopiave S.p.A. ha acquisito, al prezzo complessivo di circa Euro 19,9 milioni, di cui circa Euro 1,7 milioni per capitale e circa Euro 18,2 a titolo di sovrapprezzo, la partecipazione del 48,86% in Unigas Distribuzione S.r.l.

Nella stessa data l'Assemblea di Unigas Distribuzione S.r.l. ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione ed il nuovo Collegio Sindacale.

Unigas Distribuzione è attiva nella distribuzione di gas naturale in 31 Comuni della provincia di Bergamo, con oltre 175 milioni di metri cubi di gas distribuiti nel 2010 e circa 91 mila utenti serviti.

Acquisizione Blue Meta S.p.A.

In data 13 gennaio 2011, Ascopiave S.p.A. ha acquisito al prezzo di Euro 23,8 milioni l'intera partecipazione in Blue Meta S.p.A. per il tramite della controllata Ascotrade S.p.A. che la aveva precedentemente acquisita. L'accordo ha previsto tra l'altro l'assegnazione ad Anita S.r.l. di un'opzione per l'acquisto del 10% di Blue Meta S.p.A. da esercitarsi entro gennaio 2013.

Blue Meta è una società di vendita di gas naturale ed energia elettrica, che opera principalmente nei territori della Province di Bergamo, con oltre 77 mila clienti (circa 83 milioni di mc) nel settore del gas naturale e circa 2 mila clienti nel settore dell'energia elettrica a fine 2010.

Costituzione del Consorzio RE

In data 25 marzo 2011 è costituito tra le società, controllate da Ascopiave, Global Energy S.r.l., Ascotrade S.p.A., Etra Energia S.r.l., Veritas Energia S.r.l., e le società Efi Technology Esco S.r.l. e Gestione Energetica S.r.l., un consorzio stabile con attività esterna denominato Consorzio RE con sede in Pieve di Soligo (TV). Lo scopo del Consorzio è quello di creare una struttura consortile che sia punto di riferimento per il settore del risparmio energetico; tale struttura dovrebbe operare principalmente con gli enti pubblici partecipando, inizialmente, alle gare per il risparmio energetico nell'illuminazione pubblica e, in seguito, potrebbe attivarsi in altre opportunità che andranno a manifestarsi, quali l'illuminazione di interni, i motori elettrici ecc..

La scelta di operare con una struttura consortile è legata anche alla necessità di avere uno stretto contatto con il territorio e quindi con le realtà energetiche locali che potrebbero di volta in volta partecipare al business.

Costituzione di Gioia 2 S.r.l.

In data 19 maggio 2011 Serin S.r.l., società indirettamente partecipata da Ascopiave S.p.A., ha costituito Gioia 2 S.r.l. con sede in Pieve di Soligo (TV). Lo scopo della società è quello di svolgere attività di produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

In data 31 luglio 2011 è stato attivato l'impianto realizzato dalla società Gioia 2 S.r.l., rappresentato da una centrale fotovoltaica di capacità pari a circa 5 MWp, nel territorio di Gioia del Colle (BA).

Acquisizione Ascoblu S.r.l.

In data 27 giugno 2011 Ascopiave ha acquisito, dal socio di minoranza di Ascoblu S.r.l., Speedenergy S.r.l., la quota del 36% divenendone Socio unico.

Ascopiave ha sottoscritto, con la società Speedenergy S.r.l., l'impegno a cedere le quote e dalla stessa precedentemente detenute, previo il pagamento delle quote al valore con cui sono state acquisite da Ascopiave, oltre al rimborso della liquidità anticipata da Ascopiave ed al pagamento degli interessi sulla suddetta liquidità; tale impegno ha validità di 3 anni.

Acquisizione Amgas Blu S.r.l. da parte della controllata Ascoblu S.r.l.

Ascopiave S.p.A., attraverso la propria controllata al 100% Ascoblu S.r.l., ha acquisito in data 30 giugno 2011 l'80% del capitale di Amgas Blu S.r.l. società di nuova costituzione a cui è stato trasferito il ramo d'azienda operativo della società Amgas Blu S.p.A., costituito da circa 50.000 contratti di vendita gas nella zona di Foggia. Il ramo d'azienda viene trasferito ad Amgas Blu S.r.l. in esito a scissione parziale della Amgas Blu S.p.A. ai sensi dell'art. 2506 c.c.. Ascoblu S.r.l. era stata dichiarata in data 30 maggio 2011 aggiudicataria in via definitiva della procedura di evidenza pubblica tramite la quale Amgas S.p.A., società controllata dal Comune di Foggia, aveva messo in vendita l'80% del capitale di Amgas Blu S.r.l..

I principali assets trasferiti ad Amgas Blu S.r.l. a seguito della scissione sono i contratti e i rapporti di utenza della vendita di gas naturale (circa 50.000) ed il marchio "AMGAS BLU". Sono stati inoltre trasferiti ad Amgas Blu S.r.l. i rapporti di lavoro con gli 8 dipendenti in forza ad Amgas Blu S.p.A..

Il prezzo offerto per l'acquisizione dell'80% di Amgas Blu S.r.l. è stato pari a Euro 11,7 milioni, regolato per cassa e basato sull'ipotesi che il ramo d'azienda comprenda n. 50.000 contratti di utenza di vendita gas alla data del closing. Nel corso dell'esercizio 2011 il prezzo è stato oggetto ad aggiustamento sulla base della verifica dell'effettivo numero dei contratti di utenza in capo ad Amgas Blu S.r.l., ai sensi di quanto previsto dal bando di gara.

Acquisto quote delle società Palo6 S.r.l. e De-Stern 5 S.r.l.

In data 30 giugno 2011 Serin S.r.l., società indirettamente partecipata da Ascopiave S.p.A., ha completato l'acquisizione del capitale sociale delle società Palo 6 S.r.l., di cui deteneva il 96%, e De-Stern 5 S.r.l., di cui deteneva il 77,5%. Lo scopo delle due società è quello di svolgere attività di produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

In data 29 luglio 2011 è stato attivato l'impianto realizzato dalla società De-Stern 5 S.r.l., rappresentato da una centrale fotovoltaica di capacità pari a circa 5 MWp, nel territorio di Lequile (LE).

Costituzione di Acquaviva 2 S.r.l.

Il 30 settembre 2011 Serin S.r.l., società indirettamente partecipata da Ascopiave S.p.A., ha costituito Acquaviva 2 S.r.l. con sede in Corato (BA). Lo scopo della società è quello di svolgere attività di produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Lo sviluppo normativo del conto energia ha reso impossibile l'attivazione dell'iniziativa economica e nell'esercizio 2012 la società sarà cessata.

Cessione di ramo d'azienda

Il 28 dicembre 2011 Ascopiave S.p.A. ha ceduto alla società BIM PIAVE Nuove Energie S.r.l., società partecipata da Asco Holding S.p.A., il ramo d'azienda esercente l'attività di somministrazione calore.

La cessione è avvenuta a valori contabili per un importo pari ad Euro 385 migliaia e gli effetti decorrono dal 1 gennaio 2012.

Altri fatti di rilievo

Stipula di una proposta di convenzione con i Comuni per l'adozione di una procedura condivisa finalizzata alla quantificazione concordata del "Valore Industriale Residuo" delle reti.

Ascopiave S.p.A. ha formulato, nell'ultimo trimestre del 2010, una proposta di Convenzione a 93 Comuni siti nelle province di Treviso, Venezia, Pordenone, Belluno avente ad oggetto l'adozione di una procedura condivisa finalizzata alla quantificazione concordata del "Valore Industriale Residuo" o "V.I.R." delle reti attraverso cui viene prestato, in ciascun Comune, il servizio di distribuzione del gas.

Alla data del 31 dicembre 2011, la Convenzione avente ad oggetto l'iter per addivenire ad una quantificazione concordata del V.I.R. è stata approvata, in Consiglio Comunale, da n. 92 enti locali siti nelle Province sopra indicate.

La Convenzione prevede l'individuazione di un esperto di riconosciuta professionalità, competenza ed indipendenza chiamato a stabilire i criteri fondamentali da applicare per il calcolo del Valore Industriale Residuo degli impianti di distribuzione del gas.

L'esperto, individuato in data 29 agosto 2011, ha redatto una relazione avente ad oggetto "Criteri fondamentali per il calcolo del Valore Industriale Residuo degli impianti di distribuzione del gas naturale siti nei Comuni attualmente serviti da Ascopiave S.p.A." che è stata approvata, il 2 dicembre 2011 dal Consiglio di Amministrazione di Ascopiave e sottoposta ai Comuni.

La sopracitata relazione, alla data del 31 dicembre 2011, è stata approvata, con Delibera di Giunta Comunale, da 62 Enti.

Secondo l'attuale disciplina normativa, il V.I.R. costituisce il valore che Ascopiave S.p.A. sarà titolata a ricevere al termine del periodo concessorio dall'eventuale nuovo aggiudicatario della gara di affidamento del servizio di distribuzione del gas.

La quantificazione concordata del V.I.R. consentirà ad Ascopiave S.p.A. di limitare il rischio di contenzioso in sede di svolgimento delle gare per l'assegnazione delle nuove concessioni per il servizio di distribuzione del gas con l'obiettivo di evitare situazioni di incertezza e di possibile conflitto.

Nelle more della procedura e fino al rinnovo delle concessioni, la gestione del servizio di distribuzione del gas rimarrà in capo ad Ascopiave S.p.A..

Con riferimento ad alcuni dei suddetti Comuni, Ascopiave S.p.A. ha convenuto di corrispondere un importo composto da una componente fissa "una tantum" da versarsi alla data della sottoscrizione della convenzione. Il pagamento di tale componente fissa comporterà un esborso di Euro 3.869 migliaia nel caso di adesione alla procedura da parte di tutti i 93 comuni destinatari della proposta.

La Convenzione prevede, oltre alla quota “una tantum”, il riconoscimento, da parte di Ascopiave, di una componente variabile annuale a favore degli Enti, condizionata all’approvazione, in Giunta Comunale, della relazione di determinazione dei criteri di valutazione del VIR. L’importo della componente è pari alla differenza, se positiva, tra il 30% del “vincolo dei ricavi della distribuzione” (“V.R.D.”) riconosciuto dalla regolazione tariffaria ad Ascopiave S.p.A. per la gestione del servizio di distribuzione del gas nel territorio del Comune interessato e quanto già ricevuto dal Comune medesimo a titolo di dividendo nell’anno 2009, in ragione della partecipazione indiretta al capitale di Ascopiave S.p.A.. Il pagamento di tale componente variabile ha comportato un esborso per l’anno 2011 pari ad Euro 2.108 migliaia.

Aggiornamento del modello organizzativo ex D.Lgs. 231/2001

In data 28 gennaio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha approvato l’aggiornamento del Modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del D.Lgs. 231/2001, integrando il Modello originario, adottato il 27 marzo 2008, con le previsioni di reato successivamente introdotte nel D.Lgs. 231/2001.

Rinnovo delle concessioni del cosiddetto “Bando Sandrigo”

I comuni di Breganze, Calvene, Fara Vicentino, Lugo di Vicenza, Mason Vicentino, Molvena, Monte di Malo, Montecchio Precalcino, Pianezze, Salcedo, Sandrigo, Sarcedo, Schiavon e Zugliano, siti nella provincia di Vicenza hanno dato corso alla gara associata per l’affidamento della nuova concessione del servizio di distribuzione del gas naturale. Il bando di gara è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 3 settembre 2010. I Comuni sopra riportati erano serviti dalla società Ascopiave S.p.A. in qualità di titolare di n. 14 concessioni di costruzione e gestione del servizio di distribuzione del gas. Le concessioni erano state affidate tramite affidamento diretto, ossia senza l’espletamento di una gara ad evidenza pubblica. Le stesse pertanto, ai sensi dell’art.15 del Decreto Letta erano destinate a naturale scadenza entro il 31 dicembre 2010. Le concessioni in oggetto sono acquistate ed iscritte nell’attivo della società in forza di attività di aggregazione aziendale svolta negli esercizi compresi fra il 1999-2003, con la società di VENETA SERVIZI PUBBLICI S.p.A., incorporata a mezzo atto di fusione nella capogruppo Ascopiave S.p.A. nel mese di novembre del 2003.

In ragione dell’interesse economico e patrimoniale della capogruppo Ascopiave S.p.A. alla prosecuzione delle attività di distribuzione del gas naturale nei comuni che hanno indetto la gara, la società, ha provveduto a presentare la propria offerta in data 27 ottobre 2010, ottenendo contestuale ammissione e valutazione della stessa da parte della commissione incaricata. Nel mese di dicembre 2010, è stata ottenuta l’aggiudicazione definitiva delle concessioni di distribuzione del gas ed in data 18 aprile 2011 è stato sottoscritto il nuovo contratto per l’esercizio degli impianti sino al 30 aprile 2023.

In ragione della sottoscrizione del contratto la società concessionario ha scambiato con gli enti locali concedenti la proprietà della rete verso il diritto all’esercizio dell’attività di distribuzione del gas naturale per la durata di dodici anni, pur conservando tutti i rischi significativi connessi alla proprietà e al controllo effettivo sulla rete.

L’esecuzione del contratto non ha dato origine a flussi finanziari verso gli enti concedenti come verso il concessionario, in ragione della coincidenza della figura del nuovo concessionario con il vecchio concessionario.

L’esercizio dell’attività economica svolta dalla società, in continuità con quanto svolto negli esercizi scorsi vede immutato l’ammontare dei ricavi regolati e dei costi ad essi correlati, con l’eccezione, per questi ultimi, dei canoni di esercizio riconosciuti agli enti locali su base annua pari ad Euro 502 migliaia. In merito agli investimenti sulla rete necessari al mantenimento del valore d’uso della stessa la società stima un impegno pari ad Euro 8.733 migliaia nei dodici anni di durata della concessione.

Nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale

In data 28 aprile 2011 a seguito della scadenza del termine di durata in carica degli organi sociali di Ascopiave, l'Assemblea degli Azionisti ha deliberato in merito alla nomina dei componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale della Società, che resteranno in carica per tre esercizi fino all'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2013.

Il Consiglio di Amministrazione nominato dall'odierna Assemblea è composto da cinque amministratori eletti sulla base delle liste di candidati presentate dagli Azionisti. In conformità a quanto previsto dall'articolo 15.12 dello statuto sociale, dalla lista presentata dal socio di maggioranza Asco Holding S.p.A., che ha ottenuto il maggior numero di voti, sono stati eletti amministratori i Signori Fulvio Zugno, Dimitri Coin, Giovanni Bernardelli e Gildo Salton, nell'ordine progressivo con il quale sono stati elencati nella lista stessa. Dalla lista presentata dal socio Blue Flame S.r.l., risultata seconda per numero di voti ottenuti, è stato eletto amministratore il Signor Massimino Colomban, primo candidato della lista stessa. L'odierna Assemblea ha altresì provveduto a nominare il Presidente del Consiglio di Amministrazione nella persona del Signor Fulvio Zugno. I Signori Giovanni Bernardelli e Massimino Colomban sono in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza nonché dal Codice di Autodisciplina per le Società Quotate.

dalle citate disposizioni regolamentari.

Il Collegio Sindacale nominato dall'Assemblea è stato eletto sulla base delle liste di candidati presentate dagli Azionisti. Ai sensi dell'articolo 22.5 dello statuto sociale, dalla lista presentata dal socio di maggioranza Asco Holding S.p.A., che ha ottenuto il maggior numero di voti, sono stati eletti sindaci effettivi i Signori Paolo Papparotto e la Signora Elvira Alberti e sindaco supplente il Signor Andrea Sartor. Dalla lista presentata dal socio Blue Flame S.r.l., risultata seconda per numero di voti ottenuti, è stato eletto sindaco effettivo e presidente del Collegio Sindacale il Signor Giovanni Zancopè Ogniben e sindaco supplente il Signor Paolo Nicolai.

Sviluppo delle attività di Sinergie Italiane S.r.l.

Il rapporto con Sinergie Italiane S.r.l., shipper principale del Gruppo per la fornitura di gas naturale è risultato nell'esercizio insoddisfacente. Le condizioni di prezzo assicurate ai propri clienti non sono state sostenibili dalla collegata che ha accusato alla chiusura dell'esercizio una perdita pari ad Euro 92,2 milioni, un deficit patrimoniale pari ad Euro 88,4 milioni e un fair value negativo di Euro 14,0 milioni relativo agli strumenti derivati sottoscritti dalla società per finalità di copertura del rischio materia prima. I risultati negativi sono stati giustificati dagli amministratori della collegata in ragione dell'onerosità sopravvenuta di contratti di acquisto del gas naturale sottoscritti prima della chiusura dell'esercizio. L'analisi del portafoglio delle fonti di approvvigionamento della collegata, condotto da un esperto esterno ha segnalato come la società stessa abbia operato in termini significativi con contratti swap per cercare di arginare il repentino cambiamento dello scenario di riferimento previsto nell'originario piano industriale. L'azione posta in essere dalla società ha fatto maturare perdite significative delle quali si è avuto notizia in data 13 marzo 2012, data di invio ad Ascopiave S.p.A. del progetto di bilancio chiuso al 30 settembre 2011.

La perdita significativa obbliga a procedere alla ricapitalizzazione o a dare inizio alla liquidazione dell'iniziativa.

Le modalità di emersione delle perdite, pongono significative riserve in merito alla possibilità di proseguire l'esperienza. Rispetto all'evoluzione dei dati contabili della società stessa si fa riferimento al paragrafo "Partecipazioni" della nota esplicativa.

Conclusione del piano di acquisto di azioni proprie

In data 28 ottobre 2011 si è conclusa l'attuazione del piano di acquisto di azioni proprie approvato dall'Assemblea dei Soci in data 28 aprile 2010.

Nell'ambito del Piano, nel rispetto dei relativi contenuti, sono state acquistate n. 2.226.909 azioni ordinarie al prezzo medio di Euro 1,49 e per un controvalore complessivo di Euro 3.318.545. Il prezzo di acquisto non è stato mai superiore né inferiore del 10% rispetto al prezzo di riferimento registrato dal titolo nella seduta di borsa precedente ogni singola operazione di acquisto. Le operazioni di acquisto, iniziate il 19 maggio 2010 e terminate in data 27 ottobre 2011, sono state effettuate sul mercato telematico azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., sul quale sono quotate le azioni della Società, nel rispetto di ogni disposizione di legge e di vigilanza applicabile.

Il Piano ha consentito alla Società di intervenire, nel rigoroso rispetto della normativa vigente, al fine di contenere movimenti anomali delle quotazioni e per regolarizzare l'andamento delle negoziazioni e dei corsi, a fronte di fenomeni distortivi legati ad un eccesso di volatilità o a una scarsa liquidità degli scambi.

Autorizzazione di un nuovo piano di acquisto e disposizione di azioni proprie

L'Assemblea dei Soci riunitasi in prima convocazione il giorno 29 novembre 2011, ha autorizzato l'avvio di un nuovo Piano di acquisto e disposizione di azioni proprie.

Nell'ambito del Piano, il Consiglio di Amministrazione sarà chiamato a porre in essere atti di acquisto e di disposizione, in una o più volte, su base rotativa, di un numero massimo di azioni ordinarie corrispondente, alla data della delibera, a 46.882.315 azioni del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, in maniera tale che la Società non venga a detenere in alcun momento una partecipazione superiore al 20% del capitale sociale della stessa, nel rispetto dei termini e delle condizioni determinate dall'Assemblea, nonché delle norme legislative e regolamentari applicabili.

Il Piano è finalizzato a consentire alla Società di acquisire azioni proprie da utilizzare per l'esecuzione di operazioni di investimento coerenti con le linee strategiche della Società anche mediante scambio, permuta, conferimento, cessione o altro atto di disposizione di azioni proprie, per l'acquisizione di partecipazioni o pacchetti azionari o per altre operazioni sul capitale che implicino l'assegnazione o disposizione di azioni proprie. Il Piano perseguirà tra l'altro i seguenti obiettivi: (i) intervenire, nel rispetto delle disposizioni vigenti per stabilizzare il titolo e per regolarizzare l'andamento delle negoziazioni e dei corsi, a fronte di fenomeni distortivi legati a un eccesso di volatilità o a una scarsa liquidità degli scambi; (ii) offrire agli azionisti uno strumento addizionale di monetizzazione del proprio investimento; (iii) acquisire azioni proprie da destinare, se del caso, al servizio di eventuali piani di incentivazione basati su azioni e riservati ad amministratori e/o dipendenti e/o collaboratori della Società o di altre società da questa controllate o della controllante.

L'autorizzazione prevede che le operazioni di acquisto siano effettuate sul mercato con le modalità previste dall'art. 144-bis, primo comma, lettera b), c) e d), del Regolamento Emittenti e, dunque, secondo tutte le modalità previste dalla disciplina vigente con la sola esclusione dell'offerta pubblica di acquisto o scambio. Il corrispettivo unitario per l'acquisto delle azioni sarà stabilito di volta in volta dal Consiglio di amministrazione, fermo restando che lo stesso non potrà essere né superiore né inferiore del 10% rispetto al prezzo di riferimento registrato dal titolo nella seduta di borsa precedente ogni singola operazione.

L'autorizzazione ad effettuare gli acquisti ha una durata massima di 18 mesi a far tempo dalla data di rilascio dell'autorizzazione da parte dell'Assemblea.

Il Consiglio di amministrazione è altresì autorizzato a disporre delle azioni proprie acquistate senza limiti temporali e secondo le modalità ritenute più opportune, ad un prezzo che sarà determinato di volta in volta dal Consiglio stesso ma

che non potrà (salvo talune specifiche eccezioni) essere inferiore del 10% rispetto al prezzo di riferimento registrato dal titolo nella seduta di borsa precedente ogni singola operazione.

Approvazione piano di garanzie a favore di Sinergie Italiane S.r.l. e sviluppo delle attività

In data 28 gennaio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un piano di garanzie finanziarie a favore della partecipata Sinergie Italiane S.r.l.. Il dettaglio delle garanzie prestate a favore della collegata è indicato nelle note esplicative al bilancio consolidato.

Risoluzione del rapporto con il Direttore Generale

In data 19 luglio 2011 il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. ha deliberato di risolvere unilateralmente il rapporto contrattuale con il Direttore Generale.

Il dott. Salton era stato assunto il 28 gennaio 2011 a tempo indeterminato dal precedente Consiglio di Amministrazione con qualifica di Direttore Generale, con la retribuzione annua lorda di Euro 230 migliaia. Allo stesso erano stati conferiti tutti i poteri relativi all'ordinaria amministrazione della Società, ad eccezione di quelli riservati dalla legge e/o dallo statuto sociale al Consiglio di Amministrazione o all'Assemblea dei Soci (indicati nel contratto come i "Poteri").

A tali poteri si aggiungevano quelli delegati (indicati nel contratto come la "Delega") al dott. Salton Gildo quale Presidente del Consiglio di Amministrazione (indicati nel contratto come la "Carica").

Secondo tale contratto, in ipotesi di:

- licenziamento non sorretto da giusta causa, intesa ai sensi dell'art. 2119 c.c.;
- dimissioni per giusta causa da comunicarsi entro 6 (sei) mesi dal verificarsi dell'evento, che in via convenzionale, comprende anche le seguenti ipotesi:
 - sostanziale mutamento della complessiva posizione del dott. Salton, ivi compresa, in via esemplificativa, l'ipotesi di riduzione dei Poteri e/o di revoca dalla Carica e/o di riduzione della Delega;
 - mancato rinnovo, alla naturale scadenza, della Carica o della Delega;
 - nomina di un amministratore delegato;
 - nomina di altri direttori generali che non siano gerarchicamente sott'ordinati rispetto al Dirigente;
 - creazione, all'interno della Società, di divisioni e/o reparti non sottoposti alla potestà organizzativa e gerarchica del Direttore Generale;
 - mantenimento e/o attribuzione ad altri soggetti di mansioni, deleghe o poteri che risultino, anche nel loro complesso, sostanzialmente equivalenti ai Poteri o alla Delega o comunque dovuti al dirigente in ragione delle mansioni e/o della Carica e/o comunque di rilievo tale da incidere sostanzialmente sulla posizione complessiva del dirigente;
 - dimissioni entro dodici mesi dal trasferimento del dirigente nell'ambito di un trasferimento di azienda o dal mutamento dell'assetto proprietario della Società, per tale intendendosi l'acquisizione, da parte di uno o più soggetti terzi, del controllo sulla Società o comunque di una partecipazione tale da consentire di esercitare un'influenza notevole sulla medesima;

Il dott. Salton, o i suoi eredi legittimi, avrebbe diritto alla corresponsione, in aggiunta alle normali competenze di fine rapporto e al preavviso dovuti ai sensi di legge e di CCNL, ad una penale pari a 36 mesi del complessivo trattamento economico in essere all'atto della cessazione, restando inteso che, nella determinazione di tale trattamento economico saranno inclusi, oltre alla RAL (retribuzione annua lorda), anche ogni emolumento e/o remunerazione percepita in relazione alla carica.

Si evidenzia che già il fatto della mancata conferma del dott. Salton Gildo a Presidente della Società, deliberata

dall'Assemblea dei Soci lo scorso 28 aprile, costituiva, secondo il contratto, giusta causa che ne legittimava le dimissioni ed il diritto ad ottenere dalla Società il pagamento della suddetta penale. L'eventuale diritto sarebbe sorto anche nel caso di qualsiasi modifica dei poteri/deleghe assegnate al dott. Salton dal precedente consiglio di amministrazione così come nel caso di nomina di un Amministratore Delegato ovvero di un ulteriore Direttore Generale non sottoposto gerarchicamente al dott. Salton.

Il 19 luglio 2011 la Società è receduta per giusta causa dal rapporto con il dott. Salton, contestando altresì la validità ed efficacia di tale contratto, nonché la natura del rapporto. Con raccomandata datata 1 agosto 2011, il dott. Salton contestava la legittimità del recesso/licenziamento e chiedeva alla Società il pagamento dell'indennità sostitutiva del mancato preavviso di 12 mesi, quantificata in Euro 230 migliaia e della penale prevista dal contratto, pari a 36 mensilità e quantificata in Euro 840 migliaia. Il dott. Salton chiedeva inoltre il "risarcimento del danno, patito e patiendo, patrimoniale, professionale, morale ed esistenziale" e che veniva quantificato in Euro 200 migliaia.

Complessivamente, pertanto, le richieste del dott. Salton nei confronti della Società sono pari ad Euro 1.270 migliaia, dei quali Euro 1.070 migliaia in forza di quanto previsto dal contratto ed Euro 200 migliaia a titolo di risarcimento di asseriti danni.

Successivamente, con ricorso ex art. 633 e seguenti c.p.c. del 25 novembre 2011 il dott. Gildo Salton chiedeva al Tribunale di Treviso di condannare la Società al pagamento in suo favore dell'importo di Euro 280 migliaia, pari ad un terzo della penale prevista dal contratto, oltre ad interessi e rivalutazione dal dovuto all'effettivo saldo, con vittoria di spese, diritti ed onorari. Il decreto ingiuntivo veniva chiesto provvisoriamente esecutivo.

A seguito del ricorso, con decreto ingiuntivo 22 dicembre 2011 il Tribunale di Treviso – Sezione Lavoro ingiungeva ad Ascopiave S.p.A. il pagamento in favore del dott. Gildo Salton dell'importo di Euro 280 migliaia, oltre ad interessi e rivalutazione del dovuto all'effettivo saldo. Il Giudice del Lavoro non riteneva tuttavia di concedere la provvisoria esecutività chiesta dal dott. Salton in quanto l'ammontare della penale appariva, secondo il Giudice, manifestamente eccessivo.

La Società ha tempestivamente proposto opposizione avverso il suddetto decreto ingiuntivo chiedendo il rigetto della richiesta del dott. Salton. La prima udienza è fissata per il prossimo 19 settembre 2012.

Vendita di gas naturale e di energia elettrica

Vendita di gas

Situazione generale del mercato

Negli ultimi tempi, le proposte commerciali che prevedono la fornitura congiunta di gas ed energia elettrica stanno sempre più attraendo l'interesse dei clienti finali, che riconoscono la validità e la comodità di avere un unico interlocutore nei contratti di somministrazione di energia.

I due servizi sono complementari nella commercializzazione ed offrono la possibilità di ottenere evidenti sinergie. Grazie all'impiego del contratto "Bi-Fuel", il cliente si interfaccia con un unico referente ed al contempo - mantenendosi distinte le fatturazioni delle due risorse energetiche fornite - può evitare che si verifichi una concentrazione dei pagamenti in concomitanza dei periodi di maggior consumo.

L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas sta continuando ad apportare continue modifiche alla regolazione del

mercato del gas e dell'energia elettrica, introducendo interventi che comportano profondi cambiamenti nella gestione del servizio e a fronte dei quali è spesso necessario ridisegnare le procedure ed i programmi informatici. Questi adeguamenti risultano particolarmente onerosi e molte volte, appena finalizzati, debbono essere corretti a causa delle continue ulteriori rivisitazioni della normativa.

Il quadro normativo è influenzato anche dall'intervento dell'Autorità per la Concorrenza ed il Mercato, che intende favorire una situazione di mercato più concorrenziale, attraverso l'aumento del numero degli operatori e la salvaguardia delle loro condizioni di parità competitiva, con l'obiettivo finale di una riduzione del costo dell'energia per i clienti finali.

A tale proposito si osserva che i costi non comprimibili riferiti alle tasse, alle accise, ai servizi di trasporto, di distribuzione e di modulazione, hanno una incidenza molto elevata e che pertanto i vantaggi economici che possono derivare da una eventuale ottimizzazione dei costi di approvvigionamento, ancorché riconosciuti sotto forma di sconti sui prezzi di vendita, comporterebbero comunque una riduzione del costo complessivo per i clienti finali piuttosto modesto.

Eventuali vantaggi economici nei costi effettivi di approvvigionamento, che si attestassero al di sotto dei livelli tariffari definiti dall'Autorità per il mercato tutelato, possono essere conseguiti grazie ai differenziali tra i prezzi negoziati nell'ambito dei contratti di medio-lungo termine con clausole take or pay (che trovano un loro riflesso nella regolazione tariffaria) e i prezzi che si formano nei mercati spot.

Tuttavia, anche in presenza di mercati lunghi, e quindi con vantaggi di prezzo significativi sullo "spot", le offerte commerciali per il segmento di clientela civile, per essere comunque economicamente sostenibili, non potrebbero discostarsi ed effettivamente non si discostano mai di più del 2-3% dalla tariffa complessiva determinata dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per il mercato tutelato.

Nonostante tale situazione economica oggettiva, i consumatori continuano a nutrire delle aspettative molto forti sulla possibilità di poter conseguire dei significativi risparmi di costo sui consumi energetici, aspettative alimentate sia dagli organismi di regolazione - attraverso le loro attività di comunicazione istituzionale, che trovano molto eco sulla stampa - sia della campagne di comunicazione promosse dalle imprese del settore commercialmente più aggressive.

Soprattutto alcuni operatori scarsamente legati al territorio e fortemente sostenuti da politiche pubblicitarie e di marketing, propongono sul mercato delle offerte commerciali poco trasparenti e solo apparentemente appetibili dal punto di vista economico.

Proprio a tal fine, le associazioni dei consumatori hanno sollecitato l'Autorità per l'Energia e il Gas e l'Autorità per la Concorrenza affinché intervengano in modo deciso sulle società che non consentono ai clienti finali di effettuare dei raffronti chiari tra le offerte di riferimento del mercato tutelato e le proposte formulate dalle stesse.

E' preoccupante notare come anche società di vendita importanti, con "brand" riconosciuti a livello internazionale, offrano ai consumatori delle opzioni commerciali economicamente sconvenienti, facendo leva su campagne pubblicitarie molto dispendiose o utilizzando agenzie che adottano comportamenti commerciali spesso scorretti.

Andamento dei prezzi e delle condizioni economiche di approvvigionamento del gas

Sebbene la maggior parte dei grossisti - che scontavano una posizione non competitiva, dovuta alla loro esposizione

verso fonti di approvvigionamento a medio lungo periodo con clausole take or pay - sia riuscita a rinegoziare i propri prezzi di acquisto avvicinandoli ai miglior prezzi delle forniture “spot”, il mercato del gas sta tuttora risentendo di una certa instabilità.

In tale contesto le società di vendita monitorano con grande attenzione le dinamiche dei prezzi negli “hub internazionali”, in quanto l’incremento della capacità di trasporto verso il nostro Paese può consentire loro di avvantaggiarsi delle condizioni di prezzo favorevoli ivi trattate, soprattutto nel prossimo periodo estivo.

Va in ogni caso detto che la possibilità di cogliere tali opportunità presenta delle notevoli criticità soprattutto per gli operatori di più ridotte dimensioni e con limitate capacità finanziarie.

Gli interventi dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas

Nel dicembre 2011 l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas ha emanato un provvedimento con cui ha aggiornato, con effetto dal 2012, il valore della componente QVD della tariffa regolata del mercato tutelato a copertura dei costi di gestione dell’attività di vendita al dettaglio.

Nel corso dell’anno ha inoltre avviato dei procedimenti per emanazione di altri provvedimenti in materia tariffaria o comunque con incidenza sulla formazione dei prezzi, che ad oggi sono ancora nella fase di consultazione.

Per quanto riguarda la componente CCI (componente della tariffa del mercato tutelato a copertura dei costi di commercializzazione all’ingrosso), l’Autorità ha espresso l’intenzione di modificarne la metodologia di aggiornamento in due aspetti.

In primo luogo il valore dell’aggiornamento, per poter riflettere il costo medio effettivo delle fonti di importazione, dovrebbe tener conto sia delle variazioni sui costi di approvvigionamento collegati ai contratti take or pay sia, per una quota corrispondente ai volumi importati attraverso contratti alternativi, della variazione dei prezzi del gas rilevati nei mercati europei.

In secondo luogo, dato che i relativi costi a monte non sono evidentemente soggetti alla dinamica dei prezzi dei mercati internazionali, l’aggiornamento dovrebbe escludere la quota parte dei fabbisogni coperti attraverso la produzione di gas dei giacimenti siti nel territorio nazionale. La produzione nazionale ad oggi pesa per circa il 10% dei volumi e dunque l’aggiornamento dovrebbe riguardare una percentuale di circa il 90% della componente CCI.

Queste novità dovrebbero avere efficacia, secondo quanto richiesto dalle aziende del settore, a partire dal mese di ottobre 2012, tenendo conto che alcuni operatori si trovano ancora nella condizione di non aver rinegoziato il costo di approvvigionamento del gas “take or pay” e che il gas “spot” rappresenta comunque solamente circa il 10% del gas complessivamente importato.

Collegato a questi provvedimenti, che potrebbero mutare significativamente il valore della CCI, l’Autorità è intenzionata ad introdurre nel sistema la figura del Grossista, operatore che dovrebbe garantire la fornitura del gas alle società di vendita alle nuove condizioni che verranno fissate dalla stessa, in modo da evitare che sorgano, da parte di queste ultime, contenziosi a causa di prezzi non coerenti con la situazione presente sul mercato.

Il processo di scelta del grossista, fornitore garante del mantenimento delle condizioni economiche definite dall’Autorità, non è finora stato chiarito e permangono molti dubbi sulle modalità di applicazione di questo meccanismo, in merito alla soddisfazione di piccole e/o grandi richieste di fornitura.

Un altro tema particolarmente difficile, sul quale l'Autorità sta intervenendo cercando di introdurre delle semplificazioni a favore delle società di vendita, è quello relativo alla gestione delle situazioni di "morosità" dei clienti finali.

Dopo la separazione funzionale e societaria tra le attività di distribuzione e di vendita, tale questione sta assumendo un rilievo sempre più consistente: le società di distribuzione, nella disattivazione dei clienti morosi segnalati per il distacco dalle società di vendita, attuano la procedura stabilita dalla norma ma in modo poco incisivo, senza avere il corretto incentivo per operare in maniera più efficace.

Le società di vendita, pur avendo provveduto alla cessazione del contratto dal punto di vista amministrativo, si trovano spesso nella situazione di non avere alcuna certezza sui tempi di effettiva chiusura del contatore e quindi di dover sostenere i costi di approvvigionamento a monte relativi ai consumi dei clienti morosi anche per lunghi periodi di tempo, ricevendone un danno economico significativo.

A tal proposito, l'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas, introducendo dei tempi massimi certi al fine di definire la responsabilità dei consumi dei clienti, vorrebbe che fosse possibile trasferire quest'onere alla società di distribuzione, decorsi sei mesi dalla cessazione amministrativa del contratto.

I costi sostenuti da queste ultime società, sia per la gestione che per i consumi non pagati, dovrebbero essere ristorati attraverso un fondo alimentato a livello nazionale da una nuova componente tariffaria.

Le società di distribuzione non condividono questa impostazione in quanto dopo anni dovrebbero riorganizzare un'attività commerciale con i clienti finali consumatori, che avevano definitivamente cessato con l'attuazione della separazione tra attività di distribuzione e vendita, ed inoltre in quanto temono di dover rispondere nel caso di impossibilità di chiusura dei contatori dopo il tempo concesso dall'Autorità.

Sulla soluzione appena descritta, al di là delle altre considerazioni, vi è comunque da sottolineare un elemento di perplessità generale. Non sembra infatti corretto costituire un fondo a copertura degli oneri generati dai clienti morosi ponendolo a carico dei clienti virtuosi. Qualora non fosse possibile trovare soluzioni diverse sarebbe in ogni caso auspicabile che queste compensazioni venissero quanto meno attuate all'interno dei singoli ambiti territoriali e non a livello nazionale, permettendo anche che la percentuale di chiusura dei contatori dei clienti morosi possa diventare elemento di valutazione nella gara di rinnovo delle concessioni di distribuzione del gas.

Andamento della gestione

I volumi di gas venduti al mercato finale nel 2011 dalle società consolidate al 100% sono stati pari a 1.122,3 milioni di metri cubi, segnando una crescita del 7,7% rispetto al 2010, di cui 137,1 milioni di metri cubi per l'ampliamento dell'area di consolidamento. A questi si aggiungono i volumi delle società consolidate proporzionalmente (Estenergy S.p.A., ASM Set S.r.l. e Veritas Energia S.r.l.), che nel 2011 hanno venduto complessivamente 621,7 milioni di metri cubi di gas.

L'attività di vendita al Punto di Scambio Virtuale e come grossista ha comportato, nell'esercizio, la movimentazione di 1.153,1 milioni di metri cubi (+9,1% rispetto all'esercizio precedente).

Per quanto riguarda le società consolidate al 100%, la crescita dei volumi venduti è stata accompagnata ad un

incremento della clientela servita che, al 31 dicembre 2011, ha raggiunto le 563.186 unità, (+26,3% rispetto alla fine del 2010) ottenuto grazie all'ampliamento del perimetro di consolidamento. Le società consolidate proporzionalmente al 31 dicembre 2011 gestivano invece 292.855 clienti (-1,9% rispetto al 2010).

Formule commerciali nella vendita di gas

Le società di vendita del Gruppo nel 2011 hanno definito e proposto delle nuove formule commerciali, finalizzate ad obiettivi di sviluppo e di retention della clientela, ampliando in tal modo le opzioni a disposizione dei consumatori.

Le condizioni economiche applicate ai clienti del mercato civile e micro-business non comportano delle assunzioni di rischio particolari sui margini commerciali conseguibili, in quanto le formule di indicizzazione proposte sono di fatto allineate con quelle previste nei contratti di acquisto, le quali a loro volta fanno generalmente riferimento a quelle adottate dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'aggiornamento dei prezzi regolati del mercato tutelato.

Alla mitigazione di tale rischio concorre anche il fatto che per tali segmenti di clientela l'ipotesi di cessazione del contratto di fornitura per iniziativa del cliente ha una incidenza di fatto trascurabile.

Criticità su questo fronte sono da evidenziarsi invece per il segmento di clientela industriale, che raggruppa i clienti con consumi annui rilevanti che godono di condizioni contrattuali personalizzate.

I clienti industriali rinnovano il proprio contratto di fornitura in genere con cadenza annuale, a seguito e ad esito di un'attenta verifica delle condizioni economiche offerte dal mercato e quindi mettendo a confronto le proposte dei principali concorrenti. Dato il rilevante confronto competitivo, per questo segmento di clientela il mancato rinnovo contrattuale rappresenta una ipotesi concreta e con potenziali effetti di rilievo. Inoltre tali clienti molto spesso richiedono delle formule di indicizzazione dei prezzi differenziate e diverse rispetto a quelle contrattualizzate per gli approvvigionamenti.

Tale duplice situazione comporta un minore certezza sui margini conseguibili e la necessità di sviluppare un loro attento monitoraggio, valutandone le prospettive in relazione all'andamento di variabili di scenario quali i prezzi dei combustibili ed in generale i parametri di indicizzazione dei prezzi.

A tal fine, le società di vendita del Gruppo debbono valutare costantemente la convenienza e l'opportunità di adottare strumenti e modalità di copertura rispetto ai rischi impliciti di "variazioni in corso di contratto" dei margini commerciali su questo portafoglio di clienti.

Tale rischio è inoltre accentuato dalla circostanza che le scadenze contrattuali sono distribuite durante tutto il corso dell'anno, a differenza dei contratti di acquisto, normalmente stipulati ad inizio dell'anno termico.

Vendita di energia elettrica

Il mercato elettrico

L'approvvigionamento elettrico è stato normalizzato con il pieno sviluppo della Borsa Elettrica, strumento che ha permesso alle società operanti solo nella commercializzazione verso i clienti finali, di poter accedere agli approvvigionamenti elettrici alle stesse condizioni di società che sono invece integrate anche nella produzione. La creazione della Borsa ha infatti tolto alle società integrate in tutta la filiera gran parte dei vantaggi che derivavano dal fatto di poter trasferire nel prezzo di approvvigionamento soltanto i costi di produzione, senza aggiungere alcun altro

onere.

Il settore elettrico, nel 2011, è stato caratterizzato dal perdurare di un'instabilità legata alla crisi economica nazionale ed internazionale che ha inciso specie nel settore industriale. Ad oggi, il segmento più interessante risulta essere quello dei "clienti civili", nel quale acquisisce valore anche la qualità del servizio reso, a differenza del segmento dei "grandi clienti", dove il prezzo è l'unico elemento di valutazione per la scelta del contratto.

Gruppo Ascopiave: andamento della gestione

Nel 2011 il quantitativo di elettricità venduto dalle società consolidate al 100% è stato pari a 147,8 GWh, segnando un decremento del 67,2% rispetto al 2010, di cui 75,8 GWh per l'ampliamento dell'area di consolidamento. A questo si aggiunge il quantitativo venduto dalle società consolidate proporzionalmente (Estenergy S.p.A. e Veritas Energia S.r.l.), che nel 2011 è stato di 1.329,2 GWh.

Iniziative nel fotovoltaico

Il mercato fotovoltaico in Italia

Il settore della produzione di energia da fonti rinnovabili si è dimostrato uno dei più dinamici del mercato italiano, con numerosi attori di piccole dimensioni che sono entrati presentando ambiziosi progetti di crescita dimensionale. Dopo diversi anni di stallo, il mercato fotovoltaico italiano sta tornando alla ribalta dimostrandosi promettente e strategico sia per gli investitori che per i produttori del settore.

L'installazione da parte di Enel di diverse centrali fotovoltaiche (anche di grossa taglia) aveva prodotto, nella prima metà degli anni 90, un grande fermento del mercato fotovoltaico in Italia. L'assenza di forme di incentivazione degli impianti hanno, però, in breve tempo rallentato il mercato che ha ripreso ad accelerare diversi anni dopo, con l'introduzione nel settembre del 2005 del "Conto Energia" da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

Il "Conto Energia", nell'ottica di promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, aveva introdotto un sistema di incentivazione degli impianti connessi alla rete elettrica per l'immissione dell'energia prodotta. Il Decreto fissava, però, un vincolo di una potenza massima ammissibile all'incentivazione, pari a 85 MWp annui. Nonostante l'eccessiva burocratizzazione, l'interesse delle aziende e degli utenti verso il mercato fotovoltaico è stato notevole, superando di molto le aspettative.

L'ulteriore sviluppo del mercato fotovoltaico è avvenuto con il Decreto 19 febbraio 2007, quando il Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con quello dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, hanno introdotto il "Nuovo Conto Energia". Le nuove disposizioni dettano condizioni più favorevoli per lo sviluppo del mercato fotovoltaico, modificando e semplificando lo schema originario definito dai precedenti Decreti 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006. Sono stati rimodulati gli incentivi e sono stati semplificati gli aspetti burocratici (l'iter autorizzativo). Inoltre è stato eliminato il livello massimo di potenza installabile ai fini dell'incentivazione.

Come detto, la crescita del mercato fotovoltaico negli ultimi anni è stata molto intensa. L'anno 2009 ha consolidato la crescita che ha contraddistinto il 2008: gli impianti installati sono aumentati del 146%, passando dai 24.400 in esercizio ad inizio 2008 agli attuali 60 mila, mentre la potenza installata è cresciuta di oltre il 170%, passando dai 300 MW di fine 2008 agli attuali 815 MW.

Il 2010 è stato l'anno del definitivo boom delle installazioni fotovoltaiche in Italia, evidenziato dal superamento di due importanti soglie "psicologiche":

- nel primo trimestre 2010 è stato superato 1 GW di potenza fotovoltaica installata
- a metà del 2010 il contatore fotovoltaico del GSE ha superato quota 100.000 impianti connessi alla rete

Al termine dell'anno si è delineata una potenza installata nel 2010 di circa 1.850 MW (+160% rispetto al 2009) e si sono connessi alla rete nazionale circa 130.000 impianti.

Ma oltre ai numeri sopra esposti, il 2010 è stato molto importante anche per l'approvazione del D.M. del 6 Agosto che regola gli incentivi del settore a partire dal 1 Gennaio 2011 fino al 31 Dicembre 2012, il cosiddetto "Terzo Conto Energia".

Inoltre, sempre dal lato della normativa e sempre ad Agosto, è stata emanata la legge 129/10, chiamata "Salva Alcoa", con la quale si permette agli impianti fotovoltaici realizzati entro il 31/12 di beneficiare degli incentivi del 2010 anche se connessi solo nei primi 6 mesi del 2011.

Questa norma ha ulteriormente spinto il mercato del fotovoltaico, tanto che si stima che nel Giugno 2011 si possa raggiungere la soglia dei 7 GW di potenza totale installata, avvicinando con grande anticipo la soglia degli 8 GW individuata dal Governo come obiettivo da raggiungere entro il 2015.

Il 2010 infine ha visto l'ulteriore calo dei prezzi dei moduli (circa un 15%), prospettandosi anche in questo caso l'avvicinamento precoce ad un altro grande obiettivo delle fonti rinnovabili, ovvero la cosiddetta grid parity del prezzo del kWh prodotto da fonti rinnovabili con il prezzo al kWh prodotto con combustibile fossile.

Nel 2011, complice la negativa congiuntura economica che si è fatta sentire soprattutto in Europa ed in special modo in Italia, il Ministero dello Sviluppo Economico, dopo alcuni mesi di incertezza normativa che ha scoraggiato i grossi investitori e rallentato la crescita del settore, ha emanato in Maggio un nuovo decreto che ha modificato alcuni aspetti dell'incentivazione per l'energia prodotta da fonti rinnovabili. Il cosiddetto "Quarto Conto Energia", infatti, ha rimodulato al ribasso gli scaglioni delle tariffe riconosciute ai produttori di energia verde, oltre ad introdurre, per gli impianti di grossa taglia installati a terra, delle complesse procedure burocratiche per l'accesso ai meccanismi d'incentivazione. In tal modo il governo italiano ha deciso di porre un freno significativo allo sviluppo di impianti di grosse dimensioni a terra, per favorire invece gli impianti domestici e, più in generale, tutti gli impianti fotovoltaici realizzati per l'autoconsumo dell'energia elettrica.

L'attività di AscoEnergy

Nel 2008, Ascopiave ha costituito, con Bioenergy Italia Srl, la società AscoEnergy S.r.l. affidando alla controllata la mission di avviare la costruzione di impianti di grandi dimensioni per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

Nel corso del 2009 AscoEnergy ha acquisito le società Lucania S.r.l. (100%), Masseria S.r.l. (100%) e Specchiano S.r.l. (50%) ed ha costituito la società Serin S.r.l. (50%).

Nel 2010 AscoEnergy ha proseguito la fase di crescita allargando ulteriormente il proprio perimetro attraverso l'acquisizione delle società Gioia S.r.l. (100%) e Quintasol S.r.l. (50%). Nell'ultimo trimestre del 2010 è intervenuta

una variazione della struttura societaria del Gruppo Ascoenergy: tutte le società che prima erano controllate direttamente da Ascoenergy sono ora controllate indirettamente da Ascoenergy (tutte al 50%) attraverso la società Serin S.r.l. Nel dicembre del 2010 Serin ha acquisito le società Palosol S.r.l. (100%) e Palo6 S.r.l. (96%).

Nel 2011 l'attività di Ascoenergy, attraverso la controllata Serin S.r.l., è proseguita con l'acquisto delle restanti quote di Palo6 S.r.l., ma soprattutto, con la realizzazione di due centrali fotovoltaiche da 5 MWp ciascuna, una sita nel comune di Gioia del Colle, denominata Gioia2 S.r.l., e l'altra sita nel comune di Lequile (LE), denominata DeStem5 S.r.l..

Entrambi gli impianti, essendo stati allacciati alla rete elettrica nel mese di Luglio 2011, possono usufruire dei benefici del "Terzo Conto Energia", poiché il "Quarto Conto Energia" è entrato in vigore a partire dal mese di Settembre 2011.

Con questi due nuovi impianti, Serin Srl ha realizzato e gestisce impianti fotovoltaici per complessivi 17MWp di potenza.

Distribuzione di gas naturale

Gruppo Ascopiave: andamento della gestione

I volumi di gas naturale erogati nel 2011 attraverso le reti gestite dal Gruppo sono stati 1.029,7 milioni di metri cubi (+9,1% rispetto al 2010), di cui 771,0 milioni di mc dalla società Ascopiave S.p.A., 52,3 milioni di mc dalla società ASM DG S.r.l., 54,4 milioni di mc dalla società Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A. e 151,9 milioni di mc dalla società Unigas Distribuzione S.r.l. (società consolidata con il metodo proporzionale di cui il Gruppo detiene una quota di partecipazione del 48,86%).

La rete distributiva ha seguito i trends di sviluppo storicamente consolidati e, per effetto delle nuove estensioni e del consolidamento delle attività di ASM DG S.r.l., di Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A. e Unigas Distribuzione S.r.l., al 31 dicembre 2011 ha un'estensione di 8.578 chilometri.

L'attività di distribuzione del gas naturale

L'attività di gestione della distribuzione del gas naturale si articola in un complesso di attività elementari:

- la progettazione degli impianti di distribuzione: condotte, impianti di protezione catodica, cabine di riduzione e misura del gas di primo salto (cabine Re.Mi.), gruppi di riduzione finale (GRF), gruppi di riduzione e misura ad uso di utenze industriali, artigianali e commerciali (GRM), gruppi di misura (uso autotrazione e/o batterie di misuratori ad uso civile);
- la realizzazione degli stessi, in particolare il coordinamento della posa delle condotte e dei GRF/GRM per garantire l'espansione ed il potenziamento della rete, la realizzazione di cabine Re.Mi. e la posa di dispersori per garantire la protezione catodica delle condotte;
- il presidio e l'esercizio degli impianti di distribuzione;
- la manutenzione ordinaria e programmata;
- la manutenzione straordinaria ed il rinnovo dell'impianto;

- il rispetto delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione (Del. ARG/gas n. 120/08 e successive modificazioni) relative a pronto intervento, gestione emergenze ed incidenti da gas, ricerca dispersioni, odorizzazione e protezione catodica;
- l'acquisizione e la gestione delle concessioni.

In seguito alla separazione obbligatoria dell'attività di vendita da quella di distribuzione, per le aziende di distribuzione sono enormemente accresciute le incombenze amministrative al fine di garantire una gestione imparziale del servizio nei confronti dei soggetti venditori che chiedano l'accesso alle reti.

Queste nuove incombenze comportano la necessità di realizzare ingenti investimenti nelle tecnologie informatiche.

Il ruolo dei distributori è molto importante per garantire un corretto processo di apertura del mercato alla concorrenza e il buon funzionamento del sistema può essere assicurato soltanto da aziende dotate di risorse tecnologiche ed organizzative adeguate.

Tra le altre cose, le aziende di distribuzione devono essere in grado di far fronte in modo corretto e tempestivo alle richieste di "switching" (cambio del fornitore) provenienti dalle aziende di vendita, devono garantire un servizio di lettura affidabile e, inoltre, devono provvedere alla corretta allocazione dei consumi mensili le aziende venditrici che utilizzano la rete per la fornitura del gas ai propri clienti finali. Una gestione scorretta di questi processi contribuisce a rendere più complicata e rischiosa l'attività delle società di vendita, con l'inevitabile conseguenza di scoraggiare l'ingresso nel mercato di nuovi soggetti.

Progettazione, ampliamento e manutenzione della rete distributiva

Ascopiave S.p.A.

Ascopiave S.p.A. gestisce l'attività di distribuzione del gas in un ambito territoriale costituito da 153 Comuni, nelle regioni Veneto, Friuli Venezia Giulia, Lombardia e Emilia Romagna.

Le attività di sviluppo della rete vengono pianificate e coordinate dalla sede centrale.

Le attività di progettazione, preventivazione e di direzione lavori per la realizzazione di nuove porzioni di impianti distributivi vengono svolte centralmente su richiesta di clienti privati oppure delle pubbliche amministrazioni. Gli uffici di progettazione della sede centrale provvedono al dimensionamento delle cabine Re.Mi., delle condotte, dei gruppi di riduzione finale e di misura (per gli utenti industriali) e dei sistemi di protezione catodica per garantire nel tempo la migliore conservazione dello stato delle condotte; per poter valutare adeguatamente gli interventi da eseguire i progettisti utilizzano tra gli altri strumenti un sistema cartografico e di calcolo, che attraverso la creazione di un modello fluidodinamico dei parametri di funzionamento della rete calibrato sull'andamento stagionale dei consumi, consente di prevedere in tempo reale gli effetti prodotti sulla rete da sbalzi termici, da anomalie o dall'inserimento di nuovi punti di riconsegna.

Nel 2011 gli investimenti realizzati per l'estensione, il potenziamento e la manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione sono stati significativi:

- è stata progettata ed attivata una nuova cabina Re.Mi.;

- sono stati coordinati dall'Ufficio Progettazione Impianti della sede 11 interventi di manutenzione straordinaria sulle cabine Re.Mi. al fine di adeguare gli impianti all'aumento dei consumi orari registrati e alle richieste pervenute di allaccio alla rete, nonché per rifacimenti e bonifiche di apparecchiature;
- sono stati progettati ed attivati 41 gruppi di riduzione finale (GRF);
- sono stati progettati, realizzati ed attivati circa 100 gruppi di riduzione e misura a servizio di utenze industriali, artigianali e commerciali (GRM);
- sono stati progettati, realizzati ed attivati circa 50 gruppi di misura (uso autotrazione e/o batterie di misuratori ad uso civile);
- sono stati progettate e posate condotte per 58 chilometri, con interventi in 83 Comuni.
- sono stati progettati ed attivati 11 sistemi di protezione catodica a servizio delle condotte posate;

Ascopiave S.p.A. effettua l'attività di manutenzione della rete e degli impianti al fine di mantenere adeguati livelli di sicurezza, di qualità e di continuità del servizio, in parte attraverso l'intervento di personale interno, in parte avvalendosi di servizi di aziende terze.

Il monitoraggio 24 ore su 24 dei principali parametri di funzionamento della rete di distribuzione è attuato attraverso il telecontrollo degli impianti Re.Mi., della quantità di odorizzante immesso in rete, dei gruppi di riduzione e dei sistemi di protezione catodica con segnalazione, in tempo reale, degli stati di funzionamento al di fuori degli standard prefissati.

Sugli impianti di decompressione di primo salto (Re.Mi.), riduzione finale (GRF) e di riduzione e misura (GRM) l'attività di manutenzione preventiva e correttiva prevista dalla normativa vigente viene svolta prevalentemente mediante personale dipendente di Ascopiave S.p.A. mentre il restante delle manutenzioni viene affidato all'esterno.

Allo scopo di accertare il corretto funzionamento, ridurre la probabilità di guasto o malfunzionamento degli impianti, viene svolta l'attività di manutenzione ordinaria relativa alle operazioni di manutenzione preventiva programmata (MPP) consistenti nello smontaggio parziale o totale degli apparati, pulizia, controllo delle parti componenti e sostituzione dei particolari soggetti ad usura e degrado e di verifica funzionale (VF). Nel 2011 sono state eseguite sugli impianti Re.Mi. 27 MPP, 182 VF e 4.368 verifiche ispettive, mentre su gruppi di riduzione 321 MPP, 2.046 VF e 1.640 verifiche ispettive. Una grossa parte degli interventi eseguiti nel corso del 2011 sono stati fatti per verificare l'accessibilità e la funzionalità delle valvole di intercettazione di linea e le valvole di intercettazione generale dei gruppi di riduzione della pressione per un totale di 1.550 interventi. A seguito di questo si è proceduto, nei casi in cui la valvola risultava inaccessibile, ad intervenire con l'impresa per riportare in quota il chiusino per un totale di circa 200 interventi.

Sono stati eseguiti da personale aziendale oltre 1.150 interventi tra spostamenti condotta, spostamenti colonna montante e allacci interrati, tagli presa, esecuzioni di cavallotti, inserimenti di giunti dielettrici e valvole su condotte ed allacci, e interventi su zincati / montanti esistenti.

Nel corso dell'anno 2011 sono stati installati inoltre 1.023 sistemi di telemisura del dato di consumo su clienti con contatore installato maggiore di G40 (potenzialità maggiore o uguale di 100 Smc/ora).

Nell'anno è stato pressoché completato il piano di adeguamento dei contatori con calibro superiore a G40 previsto dalla

delibera 155/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas. Con Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas n. 28/2012, il termine ultimo per l'adeguamento è stato prorogato al 29 febbraio 2012.

Gli indicatori di sicurezza (tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, ispezione programmata rete e misure del grado di odorizzazione) e di continuità (interruzioni del servizio) sono stati mantenuti efficacemente sotto controllo, nel pieno rispetto degli obblighi di servizio prefissati dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Nel 2011 la struttura di pronto intervento aziendale, operativa 24 ore tutti i giorni dell'anno e attivabile tramite un numero verde dedicato per tutto il territorio Ascopiave S.p.A., ha effettuato 4.018 interventi, con tempo di arrivo sul luogo di chiamata che, in media, è stato di 31 minuti.

Nel corso del 2011 si è provveduto ad ispezionare il 100% della rete distributiva, allo scopo di ridurre i rischi derivanti da fuoriuscite incontrollate di gas determinate da deterioramenti o danneggiamenti degli impianti. Il programma di ispezione realizzato è superiore agli standard minimi richiesti dall'AEEG per impianto di distribuzione e corrisponde alla particolare attenzione prestata da Ascopiave S.p.A. al tema della sicurezza del servizio.

La corretta odorizzazione del gas è stata monitorata periodicamente ed è stato potenziato il numero di impianti di riduzione e misura che utilizzano sistemi di iniezione elettronica che consentono il dosaggio diretto e puntuale del contenuto di odorizzante. Sono state effettuate in campo con metodo strumentale e gas cromatografico, in concomitanza con i periodi di massimo e minimo prelievo, 547 misure del grado di odorizzazione con risultato conforme alle norme tecniche vigenti.

ASM DG S.r.l.

ASM DG S.r.l. gestisce la rete di distribuzione di gas naturale nel comune di Rovigo.

In continuità con il 2010, l'esercizio 2011 è stato caratterizzato dall'allineamento delle procedure aziendali agli standard della Capogruppo. In particolare si sono attivate importanti sinergie in tutte le attività amministrative, tecniche, di controllo dei processi e di gestione delle risorse umane. Anche nel settore operativo si sono acquisiti i sistemi gestionali di Ascopiave S.p.A. e si sono uniformate le relative piattaforme informatiche.

Il servizio di call center di pronto intervento, è stato affidato mediante unico contratto a tutte le società appartenenti al gruppo Ascopiave, con evidenti risvolti positivi sia dal punto di vista economico che di uniformità della gestione.

Le attività di progettazione, di preventivazione e di direzione lavori per la realizzazione di nuove porzioni di impianti distributivi vengono svolte dalla società su richiesta di clienti privati e di pubbliche amministrazioni.

Nel 2011 gli investimenti realizzati per l'estensione, il potenziamento e la manutenzione della rete di distribuzione sono stati significativi. In particolare, nell'anno, sono stati posati oltre quattro chilometri di nuove condotte e sono stati sostituiti circa 60 metri di condotte in ghisa giunto canapa-piombo, il cui programma di completa eliminazione prosegue secondo i tempi previsti dall'Autorità

L'attività di manutenzione della rete e degli impianti, al fine di mantenere la continuità del servizio con adeguati livelli

di sicurezza e di qualità, è svolta in parte attraverso l'intervento di personale interno, in parte avvalendosi di servizi di aziende terze.

Il monitoraggio 24 ore su 24 dei principali parametri di funzionamento della rete e degli impianti è attuato attraverso:

- il telecontrollo di tutte le cabine Re.Mi. e di tutti i principali impianti di riduzione finale con segnalazione, in tempo reale, degli stati di funzionamento al di fuori degli standard prefissati;
- il monitoraggio e la gestione da remoto degli impianti elettrici di protezione catodica, con il costante mantenimento in piena efficienza della protezione attiva delle condotte dalla corrosione e l'esecuzione con tempestività ed efficienza dei necessari interventi manutentivi.

Nell'anno è stato completato il piano di adeguamento dei contatori con calibro superiore a G40 previsto dalla delibera 155/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas, mediante l'installazione di apparecchiature e sistemi di telelettura con modem dedicato e alimentazione fotovoltaica o a batteria.

Gli indicatori di sicurezza (tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, ispezione programmata rete e misure del grado di odorizzazione) e di continuità (interruzioni del servizio) sono stati mantenuti efficacemente sotto controllo, nel pieno rispetto degli obblighi di servizio prefissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Nel 2011 la struttura di pronto intervento aziendale, operativa 24 ore su 24, tutti i giorni dell'anno e raggiungibile tramite numero verde dedicato, ha effettuato oltre 458 interventi, con tempo di arrivo sul luogo di chiamata che, in media, è stato largamente inferiore a 60 minuti.

Nel corso dell'anno l'azienda ha provveduto ad ispezionare la rete con lo scopo di ridurre i rischi derivanti da fuoriuscite incontrollate di gas determinate da deterioramenti o danneggiamenti degli impianti. Tutte le dispersioni rilevate sono state riparate entro gli standard temporali previsti dall'Autorità. Il programma di ispezione realizzato nell'anno 2011 è stato molto più spinto rispetto a quanto richiesto dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e ciò a dimostrazione della particolare attenzione prestata da ASM DG S.r.l. al tema della sicurezza.

La corretta odorizzazione del gas è stata monitorata periodicamente. Tutti gli impianti di primo salto utilizzano sistemi di iniezione automatica che consentono il dosaggio diretto e puntuale del contenuto di odorizzante. Inoltre, sono stati effettuati controlli in merito al grado di odorizzazione pari ad almeno il doppio di quanto previsto dall'Autorità per standard di servizio.

Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.

Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A. (d'ora in avanti Edigas DG S.p.A.) gestisce l'attività di distribuzione del gas in 27 comuni, nelle regioni Lombardia, Piemonte e Liguria.

A seguito della partecipazione alla gara per l'assegnazione della distribuzione del gas metano nel comune di Sabbioneta, Edigas DG S.p.A. è risultata assegnataria a partire dal 1° febbraio del 2011 e per 12 anni.

Nel 2011 gli investimenti realizzati per l'estensione, il potenziamento e la manutenzione della rete di distribuzione sono stati significativi. È stato terminato l'estendimento della nuova zona industriale di Canneto sull'Oglio e si è provveduto a mettere in gas due forgerie ad elevato consumo, nonché è terminato l'estendimento nel Comune di Albenga al servizio

di una nuova zona industriale.

Nel corso dell'anno sono stati posati complessivamente più di 6 chilometri di rete sia di trasporto che distributiva, con interventi in 8 Comuni.

La società effettua l'attività di manutenzione della rete e degli impianti al fine di mantenere adeguati livelli di sicurezza, di qualità e di continuità del servizio, in parte attraverso l'intervento di personale interno, in parte avvalendosi di servizi di aziende terze.

Sugli impianti di decompressione di primo salto (c.d. Re.Mi.), di riduzione finale (c.d. GRF) e di riduzione e misura (c.d. GRM) l'attività di manutenzione preventiva e correttiva prevista dalla normativa vigente viene svolta prevalentemente mediante personale dipendente ma anche avvalendosi dell'intervento di aziende terze specializzate.

Nel 2011 si è provveduto alla manutenzione straordinaria di 2 gruppi di riduzione finale e sono stati attivati 2 nuovi gruppi di riduzione e misura ad uso industriale, si è provveduto a dotare 4 Re.Mi del sistema di iniezione dell'odorizzante.

Con l'avvento della Del. AEEG n. 155/08, Edigas DG S.p.A. ha provveduto a normalizzare tutti i misuratori con classe uguale o superiore al G40, predisponendoli alla posa del correttore elettronico con telelettura, correttori che sono stati installati durante l'anno.

Gli indicatori di sicurezza (tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, ispezione programmata rete e misure del grado di odorizzazione) e di continuità (interruzioni del servizio) sono stati mantenuti efficacemente sotto controllo, nel pieno rispetto degli obblighi di servizio prefissati dalla Delibera AEEG n. 168/2004.

Nel 2011 la struttura di pronto intervento aziendale, operativa 24 ore su 24, tutti i giorni dell'anno, ha effettuato oltre 591 interventi, con tempo di arrivo sul luogo di chiamata che, in media, è stato largamente inferiore a 60 minuti.

Nel corso del 2011 si è provveduto ad ispezionare la rete allo scopo di ridurre i rischi derivanti da fuoriuscite incontrollate di gas determinate da deterioramenti o danneggiamenti degli impianti. Il programma di ispezione realizzato è superiore agli standard minimi richiesti dall'AEEG e ciò dimostra la particolare attenzione prestata da Edigas DG al tema della sicurezza del servizio.

Nel 2011 sono state effettuate oltre 156 misure del grado di odorizzazione (con metodo strumentale gascromatografico) in concomitanza con i periodi di massimo e minimo prelievo, tutti con risultati conformi alle norme tecniche vigenti, si è avuto anche il controllo da parte della GDF/AEEG sulla correttezza del grado di odorizzazione in fase di immissione nell'impianto di Castelluccio risultato ampiamente conforme alle vigenti normative.

Unigas Distribuzione S.r.l.

Unigas Distribuzione S.r.l. (di seguito Unigas S.r.l.) gestisce l'attività di distribuzione del gas in 31 Comuni nella Provincia di Bergamo.

Le attività di sviluppo della rete vengono pianificate e coordinate dalla sede centrale di Nembro.

Le attività di progettazione, preventivazione e di direzione lavori per la realizzazione di nuove porzioni di impianti

distributivi vengono svolte centralmente su richiesta di clienti privati oppure delle pubbliche amministrazioni. La struttura tecnica centrale è dotata di un sistema cartografico e di calcolo, che, attraverso la creazione di un modello fluidodinamico dei parametri di funzionamento della rete calibrato sull'andamento stagionale dei consumi, consente di prevedere in tempo reale gli effetti prodotti sulla rete da sbalzi termici, da anomalie o dall'inserimento di nuovi punti di riconsegna.

Nel 2011 gli investimenti realizzati per l'estensione, il potenziamento e la manutenzione della rete di distribuzione sono stati significativi.

Nel corso dell'anno sono stati posati circa 15 chilometri di rete distributiva, interventi relativi a potenziamenti, rinnovi e nuove estensioni.

Unigas Distribuzione S.r.l. effettua l'attività di manutenzione della rete e degli impianti al fine di mantenere adeguati livelli di sicurezza, di qualità e di continuità del servizio, in parte attraverso l'intervento di personale interno, in parte avvalendosi di servizi di aziende terze.

Sugli impianti di decompressione di primo salto (Re.Mi.), riduzione finale (GRF) e di riduzione e misura (GRM) l'attività di manutenzione preventiva e correttiva prevista dalla normativa vigente viene svolta prevalentemente da aziende terze specializzate in tal attività.

Allo scopo di accertare il corretto funzionamento, ridurre la probabilità di guasto o malfunzionamento degli impianti, viene svolta l'attività di manutenzione ordinaria relativa alle operazioni di manutenzione preventiva programmata (MPP) consistenti nello smontaggio parziale o totale degli apparati, pulizia, controllo delle parti componenti e sostituzione dei particolari soggetti ad usura e degrado e di verifica funzionale (VF). Nel 2011 sono state eseguite sugli impianti Re.Mi. n. 40 VF e 40 Verifiche Ispettive, le Re.Mi sono state controllate dal personale interno settimanalmente per un totale di circa 2.000 controlli. Per i GRF sono state eseguite circa 200 VF e 200 Verifiche Ispettive.

Nel 2011 sono stati attivati 5 gruppi di riduzione finale di cui 1 oggetto di manutenzione straordinaria (sostituzione di apparecchiature vetuste, adeguamenti normativi, aumento della portata a seguito di ampliamento della rete, ecc.).

Nell'anno è stato completato il piano di adeguamento alla delibera 155/08 dei contatori con calibro superiore a G40 mediante l'installazione di apparecchiature e sistemi di telelettura con modem dedicato e alimentazione a batteria.

Gli indicatori di sicurezza (tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, ispezione programmata rete e misure del grado di odorizzazione) e di continuità (interruzioni del servizio) sono stati mantenuti efficacemente sotto controllo, nel pieno rispetto degli obblighi di servizio prefissati dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Nel 2011 la struttura di pronto intervento aziendale, operativa 24 ore tutti i giorni dell'anno e attivabile tramite un numero verde dedicato per tutto il territorio gestito da Unigas S.r.l., ha effettuato circa 2.600 interventi, con tempo di arrivo medio sul luogo di chiamata inferiore a 30 minuti, largamente migliorativo rispetto ai 60 minuti previsti dagli standard dell'Autorità.

Nel corso del 2011 si è provveduto ad ispezionare oltre il 50% della rete distributiva, allo scopo di ridurre i rischi derivanti da fuoriuscite incontrollate di gas determinate da deterioramenti o danneggiamenti degli impianti. Il programma di ispezione realizzato è superiore agli standard minimi richiesti dall'AEEG per impianto di distribuzione e corrisponde alla particolare attenzione prestata da Unigas al tema della sicurezza del servizio.

In particolare sono stati ispezionati 106 Km di rete in Media Pressione e 399 Km di rete in Bassa Pressione, e sono state localizzate 98 dispersioni.

La corretta odorizzazione del gas è stata monitorata periodicamente ed è stato potenziato il numero di impianti di riduzione e misura che utilizzano sistemi di iniezione elettronica che consentono il dosaggio diretto e puntuale del contenuto di odorizzante. Sono state effettuate in campo con metodo strumentale e gas cromatografico, in concomitanza con i periodi di massimo e minimo prelievo, le misure previste del grado di odorizzazione del gas, con risultato conforme alle norme tecniche vigenti.

Preventivi e allacciamenti su aree metanizzate

Ascopiave S.p.A.

Tutte le attività operative sono gestite a livello periferico da parte del personale operativo delle aree territoriali, le quali, in questo processo beneficiano di una loro autonomia organizzativa, fermo restando gli obblighi normativi prescritti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito AEEG) e il rispetto dei livelli di qualità commerciale del servizio (di Ambito e/o Comunale).

Il processo è sempre coordinato e monitorato a livello centrale (sede) dalla funzione "Servizi commerciali della distribuzione", che definisce e aggiorna periodicamente sia le procedure operative che i listini generali dei servizi e delle prestazioni di riferimento.

I listini prezzi, sia per le "Attività di Preventivo/Esecuzione degli Allacciamenti", che per le "Attività sui PDR", sono aggiornati al giugno 2010. Nel giugno 2011 sono stati adottati 2 nuovi listini personalizzati relativi al Comune di Marostica e ai 14 Comuni della provincia di Vicenza (capofila Sandrigo), acquisiti a mezzo gara nel maggio scorso.

Il processo di preventivazione ed esecuzione di nuovi allacciamenti su ampliamenti della rete distributiva (di norma finanziate dall'azienda) e/o lottizzazioni (richieste da clienti), è gestito in autonomia da parte delle unità territoriali, coordinate dal servizio "Progettazione e Costruzione" della sede, che opera in qualità di direzione lavori.

Rispetto ai preventivi accettati da parte dei richiedenti l'offerta, Ascopiave S.p.A. ha realizzato 550 lavori (in incremento rispetto all'anno 2010). Le attività di preventivazione e quella di esecuzione, per queste tipologie di lavori, non sono assoggettate agli standard qualitativi commerciali aziendali e al monitoraggio da parte dell'AEEG, essendo il ciclo di realizzazione degli stessi strettamente correlati ai tempi di completamento della rete distributiva.

Su molte delle nuove lottizzazioni metanizzate sono state realizzate 171 predisposizioni interrato ai lotti, a fronte di oltre 60 preventivi di spesa accettati dal committente dell'urbanizzazione primaria.

Il totale delle prestazioni è in linea con i dati dell'anno 2010.

Tali predisposizioni sono finalizzate, oltre che imposte dai nuovi comuni affidatari, a impedire la successiva

manomissione del manto stradale della pertinenza pubblica nella futura realizzazione degli allacciamenti d'utenza (che avverrà con modalità di derivazione da zincato aereo).

Tutto il processo di preventivazione ed esecuzione di preventivi ed allacciamenti su aree metanizzate è gestito a livello periferico, a cura del personale commerciale delle Unità Territoriali, le quali, in questo ambito, godono di una loro autonomia organizzativa (inclusa l'attività di raccolta delle richieste di preventivo c/o gli sportelli clienti), ferma restando la rispondenza ai listini vigenti e in ottemperanza ai livelli di qualità commerciale aziendali e alle specifiche carte del servizio (ove adottate).

Nel 2011 sono stati trasmessi oltre 3.950 preventivi (in linea con l'esercizio 2010) a fronte di nuove richieste di connessione al servizio e di modifica di PDR preesistenti, da parte di clienti/richiedenti quali, clienti privati e società di vendita.

Nel 2011 sono state eseguite complessivamente 1.370 derivazioni d'utenza in aree metanizzate (in flessione del 19% rispetto all'esercizio 2010). I lavori di modifica dei punti di riconsegna (PDR) su clienti finali contrattualizzati, eseguiti su richiesta da parte delle società di vendita e/o Enti concessionari delle strade, sono stati pari a 822, in leggero incremento rispetto all'anno scorso.

A fronte delle offerte accettate da parte dei richiedenti nell'attività di nuove connessioni al servizio su rete preesistente (Allacci sparsi), nell'anno 2011 sono stati realizzati 4.140 Punti di Riconsegna (PDR), in lieve flessione (- 17 %) rispetto a quelli costruiti nell'anno solare 2010. Su questi PDR Ascopiave ha collocato anche il relativo gruppo di misura.

Di queste derivazioni d'utenza su rete preesistente, Ascopiave S.p.A. ha realizzato nell'anno di riferimento 2.922 lavori semplici (in lieve flessione rispetto al 2010). Il tempo medio di esecuzione (nel 95% dei casi realizzati dall'impresa appaltatrice) è migliorato rispetto all'esercizio precedente, una percentuale di rispetto del tempo massimo del 98% e solo 47 indennizzi erogati (in netta flessione rispetto al 2010).

Nell'anno 2011 Ascopiave ha anche realizzato 82 prestazioni (in flessione del 18% rispetto ai dati dell'Esercizio 2010) di queste derivazioni, che sono state identificate come "lavori complessi": sono opere particolari eseguite sulla rete distributiva di media pressione (in maggioranza a servizio di cicli produttivi industriali). Questa tipologia di lavori è assoggettata a uno Standard Generale di riferimento (non soggetto a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto): anche nel 2011 Ascopiave ha rispettato l'obiettivo del 100% del livello generale su un riferimento dell'85% prescritto dall'AEEG e adottato dall'Azienda.

ASM DG S.r.l.

Il processo di preventivazione ed esecuzione di nuovi allacciamenti nel 2011 è stato adeguato integralmente alle modalità in uso presso la controllante Ascopiave S.p.A., introducendo anche l'uso degli medesimi programmi di gestione, controllo e contabilizzazione dei lavori.

Nel 2011 sono stati trasmessi ai clienti 156 preventivi ed eseguiti 101 lavori di allacciamento.

Il tempo medio effettivo di emissione dei preventivi per lavori semplici e di esecuzione lavori è risultato largamente inferiore rispetto allo standard massimo definito dall'AEEG.

Il tempo medio effettivo di esecuzione dei lavori semplici è risultato molto inferiore allo Standard fissato dall'Autorità (previsti 10 giorni).

Nel 2011 sono state eseguite 87 derivazioni d'utenza in nuove aree metanizzate.

Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.

Il processo di preventivazione ed esecuzione di nuovi allacciamenti è gestito a livello periferico da parte delle Unità Territoriali, le quali, in questo ambito, godono di una loro autonomia organizzativa.

Fermo restando la rispondenza agli standard qualitativi ed ai listini vigenti, nel corso dell'anno 2011, si sono evidenziati dei tempi di esecuzione lievemente in crescita rispetto all'esercizio precedente, sebbene siano stati rispettati gli standard previsti dall'AEEG.

Nel 2011 sono stati emessi oltre 424 preventivi, a seguito dei quali sono stati eseguiti oltre 356 lavori presso il cliente finale, quasi esclusivamente assoggettati ad un unico standard specifico (indennizzi automatici in caso di mancato rispetto del tempo massimo previsto dalla Carta del Servizio).

Nel 2011 il tempo medio effettivo di emissione dei preventivi e di esecuzione dei lavori semplici e complessi è risultato largamente inferiore rispetto allo standard definito dall'AEEG.

Unigas Distribuzione S.r.l.

Tutte le attività operative sono gestite a livello periferico da parte del personale operativo delle Aree Territoriali, le quali, in questo ambito, godono di una loro autonomia organizzativa, fermo restando gli obblighi normativi prescritti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito AEEG) e dalla Carta del Servizio (di Ambito o Comunale). Il processo è sempre coordinato e monitorato a livello centrale (Sede Nembro) dalla Funzione "Servizi Commerciali della Distribuzione", che definisce e aggiorna periodicamente le Procedure operative e i Listini Prezzi di riferimento, sia per la realizzazione degli "Allacciamenti" che per le "Attività sui PDR/Misuratori", in ottemperanza al Codice di Rete e alle recenti disposizioni dell'AEEG in merito all'attività di posa e sostituzione dei gruppi di misura.

Il processo di preventivazione ed esecuzione di nuovi allacciamenti su ampliamenti della rete distributiva (di norma finanziate dall'azienda) e/o lottizzazioni (richieste da clienti), è gestito in autonomia da parte delle Unità Territoriali, coordinate dal Servizio "Progettazione e Costruzione" della sede di Nembro, che opera in qualità di Direzione Lavori. Rispetto ai preventivi accettati da parte dei richiedenti l'offerta, Unigas S.r.l. ha realizzato circa 100 nuove derivazioni d'utenza. Sia il processo di preventivazione, che di esecuzione di questa tipologia di lavori, non è assoggettato al monitoraggio da parte dell'AEEG, essendo il ciclo realizzativo degli stessi strettamente correlato ai tempi di realizzazione della rete distributiva.

Tutto il processo di preventivazione ed esecuzione di allacciamenti su aree metanizzate è gestito a livello periferico, a cura del personale commerciale delle Unità Territoriali, le quali, in questo ambito, godono di una loro autonomia organizzativa (inclusa l'attività di raccolta delle richieste di preventivo c/o gli sportelli clienti), ferma restando la rispondenza ai listini vigenti e agli standard qualitativi previsti dalle varie Carte del Servizio aziendali.

Nel 2011 sono stati trasmessi oltre 600 preventivi a fronte di nuove richieste di connessione al servizio e di modifica di PDR preesistenti, da parte di clienti privati e società di vendita:

Nel 2011 sono state eseguite complessivamente 790 derivazioni d'utenza (nuovi allacci e rifacimenti e/o potenziamenti allacci esistenti), e circa 2.500 PdR tra nuovi e rinnovo/potenziamento esistenti.

Attività sui misuratori

Ascopiave S.p.A.

Le attività sui punti di riconsegna (PDR), erogate a esclusivo servizio delle società di vendita accreditate, sono interamente assoggettate agli standard specifici di qualità del servizio, e sono così identificate: nuove attivazioni della fornitura, subentri della fornitura, disattivazioni della fornitura, riattivazioni della fornitura (da ex sospensioni per morosità e situazione di pericolo a valle del PDR).

Le prestazioni erogate sono in lieve flessione rispetto all'anno 2010. Le stesse sono state eseguite in conformità ai "livelli di qualità commerciale del servizio" adottati dall'azienda e alle direttive dell'Autorità, nonché degli eventuali standard migliorativi personalizzati adottati dall'Azienda in ottemperanza alle prescrizioni comunali nei singoli comuni acquisiti a mezzo gara.

Nuove Attivazioni della fornitura:

Il totale delle prestazioni evidenzia una lieve flessione rispetto all'anno 2010 (- 9%).

I tempi massimi di riferimento per l'attivazione delle nuove forniture sono stati tutti inferiori allo standard specifico di riferimento di 10 giorni lavorativi, con un tempo medio in linea con il 2010.

Subentri della fornitura:

Rispetto ai maggiori distributori nazionali e alle direttive dell'Autorità, Ascopiave S.p.A. ha introdotto sin dall'anno 2006, uno standard migliorativo per il subentro della fornitura (da ex cliente finale cessato), determinandolo in misura pari al 50% del tempo massimo per una nuova attivazione (standard specifico di riferimento pari a 5 gg. lavorativi fino alla classe G.25).

Le prestazioni eseguite sono in moderata flessione rispetto all'esercizio 2010 (- 2%).

Nell'esercizio dell'anno 2011 sono stati confermati i miglioramenti degli standard qualitativi di riferimento adottati dall'Azienda: su un totale di 8.722 prestazioni, il tempo medio è rimasto invariato rispetto al 2010 (1,9 gg lavorativi), nessun indennizzo erogato per mancato rispetto del tempo massimo e una percentuale del 100% di rispetto dello standard specifico di riferimento.

Disattivazioni della fornitura:

Le prestazioni erogate sono in linea con l'Esercizio 2010, correlate però a un miglioramento degli standard qualitativi di riferimento rispetto all'anno 2010:

su un totale di 8.035 prestazioni è stato erogato un solo indennizzo, rispetto ai 9 dell'anno 2010, mentre il tempo medio di riferimento è stato di 2,1 gg lavorativi, che rispecchia fedelmente i dati medi di intervento relativi all'ultimo triennio.

Riattivazioni della fornitura, da sospensioni causa cliente finale e morosità:

Nel 2011 è stato evidenziato un lieve incremento delle prestazioni connesse a questi 2 livelli di servizio (+ 3,5).

Su un totale di 3.670 prestazioni nel 2011 i parametri qualitativi sono in linea con l'anno 2010.

ASM DG S.r.l.

Le attività sui misuratori, quali attivazioni, subentri, cessazioni, riattivazioni da morosità, a servizio delle società di vendita accreditate sono state eseguite in conformità ed in sintonia con gli standard previsti dalla Carta del Servizio aziendale e con tempi molto inferiori ai massimi previsti dall'Autorità.

Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.

Le attività di intervento sui misuratori, quali attivazioni, subentri, cessazioni, riattivazioni da morosità, a servizio delle società di vendita accreditate sono state eseguite in conformità ed in sintonia con gli standard previsti dalla Carta del Servizio aziendale. Non è stato rilevato alcun fuori standard.

Il tempo medio per l'attivazione e disattivazione di una fornitura è risultato largamente inferiore rispetto allo standard massimo nazionale.

Unigas Distribuzione S.r.l.

Le attività sui misuratori, erogate a esclusivo servizio delle società di vendita accreditate, sono interamente assoggettate agli standard specifici di qualità della Carta del Servizio, e sono così identificate: nuove attivazioni, subentri fornitura, disattivazioni, riattivazioni.

Le prestazioni erogate sono state in linea con gli anni passati. Le stesse sono state eseguite in conformità e in sintonia con gli standard previsti dalla Carta del Servizio aziendale.

Le nuove attivazioni, nel 2011, sono state circa 600, numero piuttosto in linea con l'anno 2010.

Le richieste di disattivazione della fornitura, sono state in leggera diminuzione rispetto all'esercizio 2010, mentre il tempo medio per le suddette prestazioni è risultato sostanzialmente invariato rispetto all'esercizio 2010.

Nel 2011 si è evidenziata una leggera diminuzione delle riattivazioni da sospensione ex causa Cliente finale e morosità, i parametri qualitativi sono in linea con l'esercizio precedente.

Gestione Appuntamenti con Cliente

Ascopiave S.p.A.

Generalità

Dal gennaio 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aveva introdotto un ulteriore standard specifico di riferimento, relativamente agli appuntamenti congiunti con il cliente, necessari per svolgere le attività commerciali presso il cliente/punto di riconsegna, da concordare preventivamente con il richiedente la singola prestazione. Rispetto al 2009, infatti, oltre all'esistente standard degli "Appuntamenti Posticipati" (concordati in una data successiva a quella

proposta, attraverso l'Agenda del Distributore), AEEG ha imposto ai distributori uno standard specifico nazionale di riferimento anche per gli appuntamenti "normali", ossia per quegli appuntamenti in cui il cliente "accetta" la prima data proposta dal distributore.

Appuntamenti Posticipati:

Nel 2011 sono stati erogati 1.120 "appuntamenti posticipati" con il richiedente/cliente, (appuntamenti concordati dopo che l'utente non ha accettato la prima data proposta d'agenda). Dall'analisi dei dati si può evidenziare che il totale delle prestazioni e lo standard specifico del servizio (rispetto del 100%), sono in linea con l'esercizio 2010.

Appuntamenti Normali:

Nel 2011 sono stati erogati 31.000 "appuntamenti normali" con il richiedente/cliente (appuntamenti che fanno seguito alla prima data proposta d'Agenda). Nel totale degli appuntamenti erogati si rileva che i dati sono in linea con l'esercizio 2010. Anche in termini qualitativi il livello del servizio è stato rispettato nella percentuale di oltre il 99,9%: infatti, sono stati indennizzati solo 6 fuori standard per mancato rispetto della fascia oraria, rispetto ai 31.000 interventi concordati ed effettuati nel 2011 (la percentuale di rispetto dell'anno 2010 è stata del 100%).

Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.

Con il nuovo gestionale, si è potuto standardizzare e monitorare tutti gli appuntamenti personalizzati, e nel corso dell'anno per tutte le categorie di prestazioni, si sono monitorati 2815 appuntamenti.

ASM DG S.r.l.

Nel 2011 sono stati concordati 144 appuntamenti posticipati con i clienti finali (delibera ARG/gas 120/08). Trattandosi di appuntamenti per i quali i clienti richiedono il posticipo personalizzato dell'appuntamento rispetto a quello proposto dalla società di distribuzione, il numero ridotto è indice della elevata qualità delle prestazioni erogate.

Per tutti gli appuntamenti concordati ASM DG ha sempre rispettato la fascia oraria delle 2 ore, con nessun fuori standard.

Unigas Distribuzione S.r.l.

Generalità:

Dal gennaio 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aveva introdotto un ulteriore standard specifico di riferimento, relativamente agli appuntamenti congiunti con il cliente, necessari per svolgere le attività commerciali presso il cliente/punto di riconsegna, da concordare preventivamente con il richiedente la singola prestazione.

Rispetto al 2009, infatti, oltre all'esistente standard degli "Appuntamenti Posticipati" (concordati in una data successiva a quella proposta, attraverso l'Agenda del Distributore), AEEG ha imposto ai distributori uno standard specifico nazionale di riferimento (max 2 ore di fascia massima di rispetto) anche per gli appuntamenti "normali", ossia per quegli appuntamenti in cui il cliente "accetta" la 1a data proposta dal distributore.

Appuntamenti Posticipati:

Nel 2011 sono stati erogati 17 “appuntamenti posticipati” con il richiedente/cliente, da intendersi come appuntamenti successivi concordati resisi necessari per la mancata accettazione della prima data proposta dall’agenda Unigas.

Dall’analisi dei dati si può evidenziare che il totale delle prestazioni e lo standard specifico del servizio (rispetto del 100%), sono in linea con l’esercizio 2010.

Appuntamenti Normali:

Nel 2011 sono stati erogati 5.800 “appuntamenti normali” con il richiedente/cliente, ossia quelli per i quali il cliente (di norma attraverso la vendita di riferimento) aveva accettato la prima data proposta dall’agenda Unigas.

Nel totale degli appuntamenti erogati si rileva che i dati sono in linea con l’esercizio 2010.

Anche in termini qualitativi il livello del servizio è stato rispettato nella percentuale del 100%: infatti non ci sono stati casi di indennizzo per fuori standard per mancato rispetto della fascia oraria.

Sito Web: la qualità commerciale e i listini generali di servizi e prestazioni

Lo scorso settembre Ascopiave S.p.A. ha completato l’attività d’implementazione del sito internet aziendale relativamente alle 3 sezioni relative alla qualità commerciale, livelli standard e carte del servizio, e ai listini generali dei servizi e delle prestazioni per effetto di nuove acquisizioni a mezzo gara.

Con la gestione dal maggio scorso della distribuzione gas nel Comune di Marostica (VI) e dei 14 Comuni facenti parte della “Gara di Sandrigo” (tutti in provincia di VI già appartenenti all’ambito aziendale), Ascopiave S.p.A. ha provveduto ad un “restyling” delle 3 suindicate sezioni, finalizzato ad una maggiore “personalizzazione” (già presenti per altri 2 Comuni) per la procedura di consultazione degli “standard commerciali” e dei “listini generali” dei servizi e delle prestazioni.

Tale servizio consente ora un’efficiente ed efficace consultazione non solo alle società di vendita accreditate, ma anche a richiedenti privati del servizio (come le richieste di nuovi allacciamenti) e/o semplici cittadini, per conoscere e/o acquisire specifici “documenti personalizzati” riferiti ad un Comune o ad una Località (sconfinamenti su Comuni serviti da altro distributore): con tale prassi chiunque può verificare gli standard qualitativi dell’attività commerciale e i listini dei servizi e delle prestazioni adottati da Ascopiave nei singoli Comuni gestiti.

Su queste specifiche sezioni del sito è stata realizzata una “maschera interattiva di ricerca” che consente all’utente di poter consultare la “documentazione commerciale” per singolo Comune servito, sia esso gestito per l’intero territorio oppure per singola località delle seguenti tematiche:

- livelli di qualità commerciale (standard specifici e generali);
- carte del servizio: 1 generale (relativa al 90% dei Comuni d’Ambito), aggiornata alla data del 2 maggio 2011; una personalizzata relativa al Comune di Casteggio (PV), aggiornata al 4/01/2011;
- listini generali dei servizi e delle prestazioni.

Gestione calore

La Divisione Gestione Calore di Ascopiave S.p.A. ha erogato un servizio energetico di qualità e di alto contenuto professionale ad una clientela formata in prevalenza da enti pubblici locali; in sintesi la Divisione ha svolto le seguenti attività:

- gestione di impianti di climatizzazione invernale ed estiva negli edifici;
- progettazione di adeguamento alla normativa vigente e/o riqualificazione degli impianti, introducendo le tecnologie più innovative disponibili sul mercato, ottimizzando l'uso delle fonti energetiche tradizionali e promuovendo lo sfruttamento delle energie rinnovabili;
- riduzione dei consumi energetici e, conseguentemente, dell'inquinamento atmosferico;
- esteso utilizzo dei più moderni sistemi di telegestione (controllo a distanza degli impianti), con costante miglioramento della qualità del servizio erogato;
- manutenzione programmata razionalmente, in funzione della tipologia, delle caratteristiche e dello stato degli impianti, con l'obiettivo di conservarne e valorizzarne il patrimonio impiantistico.

In particolare, l'attività principale si è sviluppata nelle seguenti fasi:

- gestione, controllo, manutenzione ordinaria e straordinaria di impianti di climatizzazione invernale di edifici, con assunzione della figura di "terzo responsabile" ai sensi del D.P.R. 412/93 e ss.mm.ii.;
- fornitura del combustibile necessario al funzionamento degli impianti;
- gestione, manutenzione ordinaria e straordinaria di impianti di climatizzazione estiva;
- progettazione di impianti di climatizzazione invernale/estiva, particolarmente specializzata per interventi di adeguamento normativo, riqualificazione tecnologica, sfruttamento delle energie rinnovabili, riduzione dei consumi e abbattimento dell'inquinamento atmosferico;
- progettazione e installazione di sistemi di termoregolazione e telegestione;
- monitoraggio telematico degli impianti.

Alla data del 31 dicembre 2011 il ramo d'azienda Gestione Calore ha cessato la propria attività in Ascopiave S.p.A. essendo stato ceduto alla Società BIM Piave Nuove Energie.

Cogenerazione

Nel 2011 l'attività di cogenerazione per il Gruppo Ascopiave S.p.A. è stata svolta da Global Energy S.r.l..

La Società, per quanto riguarda le attività sugli impianti termici in cogenerazione, nel corso dell'esercizio ha gestito il funzionamento dei tre impianti in esercizio.

La rete e le utenze del primo impianto realizzato, denominato Le Cime a Mirano, stanno aumentando grazie all'allacciamento di due nuovi complessi che sono stati completati nel corso del 2011 costituiti da 52 e 28 utenze.

Gli altri due impianti, denominati Bella Mirano a Mirano e Cà Tron a Dolo, viceversa sono funzionanti solo rispettivamente dal 2009 e dal 2010 e la loro entrata a regime sarà progressiva nel corso dei prossimi anni.

Bella Mirano ha raggiunto a fine 2011 una saturazione del 65% e nel corso del 2011 ha cominciato a funzionare a regime il gruppo di cogenerazione.

Cà Tron ha raggiunto a fine 2011 una saturazione del 22% rispetto ai dati di convenzione, considerando il fatto tuttavia che è stato realizzato solo il primo stralcio (50%) dell'intera lottizzazione e solo a fine del 2011 ha cominciato a funzionare il gruppo di cogenerazione con relativa applicazione delle accise agevolate nel consumo di gas metano in centrale.

Per quanto riguarda le attività sugli impianti termici, Global Energy S.r.l. nel corso del 2011 ha gestito il funzionamento di una decina di impianti.

Efficienza e risparmio energetico

Per ottemperare agli obblighi di risparmio energetico previsti dal Decreto 20 luglio 2004, Ascopiave S.p.A., nel corso del 2006 e del 2007, ha provveduto alla realizzazione di due progetti (di cui il secondo in più fasi), quali:

- l'installazione di apparecchiature di termoregolazione e telegestione negli edifici pubblici;
- la distribuzione a tutti i clienti domestici di lampade fluorescenti per il risparmio di energia elettrica e di un kit comprendente un erogatore a basso flusso per doccia e dei rompigetto aerati per rubinetto per il risparmio di acqua calda.

Il progetto relativo alla telegestioni si è concluso nel 2009 e quello principale relativo alla distribuzione del kit risparmio energetico è cessato nel primo semestre 2010 con l'assegnazione di circa 5.000 titoli.

Per colmare il proprio fabbisogno attuale e futuro Ascopiave S.p.A. dovrà realizzare nuovi progetti di risparmio energetico e acquistare titoli sul mercato. Con la delibera AEEG EEN 9/11 del 27 ottobre 2011 sono state emanate le nuove linee guida per il mercato dei titoli di efficienza energetica che tra l'altro prevedono un adeguamento del riconoscimento dei titoli alla vita utile del progetto, questo nel 2012 dovrebbe aiutare l'offerta di titoli sicuramente deficitari a rispetto agli obiettivi previsti per i distributori.

Con la Delibera EEN n. 13/11 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha definito gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l'anno 2012 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale in attuazione del Decreto Ministeriale 20 luglio 2004, come modificato e integrato dal Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007.

Ascopiave S.p.A., in qualità di distributore obbligato, ha per il 2012 un obiettivo di 66.121 TEP. L'obiettivo 2011 pari a 55.733 TEP è per circa il 90% già stato conseguito, la restante parte dei titoli verrà acquistata prima della scadenza e tutti i titoli verranno depositati entro i termini previsti.

Per quanto attiene il 2010, Ascopiave S.p.A. ha rispettato il proprio obiettivo di risparmio energetico con il deposito nel maggio 2010 di 50.491 Certificati Bianchi, come richiesto dall'obiettivo annuale 2010.

La società Unigas Distribuzione S.r.l., per ottemperare agli obblighi di risparmio energetico previsti per gli anni 2009, 2010 e 2011, non disponendo di progetti per la produzione di certificati bianchi, ha dovuto ricorrere all'acquisto della quantità di titoli di efficienza energetica attraverso transazioni bilaterali.

Attualmente non è avviato alcun progetto per la produzione di titoli, pertanto anche per l'anno 2012, Unigas Distribuzione S.r.l. ricorrerà all'acquisto, sul mercato o per il tramite di transazioni bilaterali, dei certificati bianchi necessari all'adempimento del proprio obiettivo così come stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e per il gas con delibera EEN 13/11 e pari a 13.305 TEP.

Altri fatti di rilievo

Contenziosi

Contenziosi amministrativi pendenti relativi alle concessioni per il servizio di distribuzione

Alla data del 31 dicembre 2011 sono pendenti:

- Un ricorso in Appello innanzi al Consiglio di Stato nei confronti del Comune di San Vito di Leguzzano (e di Pasubio Group S.R.L.) per l'annullamento o la riforma della Sentenza n. 541/2011 del TAR Veneto che respinto e in parte dichiarato inammissibile il ricorso notificato da Ascopiave il 14/07/2011.
- Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto nei confronti del Comune di Villaverla promosso da Ascopiave il 18/03/2011 per l'annullamento degli atti di gara. La collegata richiesta di sospensione è stata respinta.
- Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto nei confronti del Comune di Tezze sul Brenta, redatto, in via cautelativa, da Ascopiave S.p.A. per l'annullamento della Determinazione del Responsabile dell'area Lavori Pubblici n. 698 del 29.09.2011 con la quale l'Ente ha riaperto i termini di gara in precedenza sospesi. A fine dicembre è pervenuta la comunicazione che Ascopiave ha ottenuto il punteggio migliore ed è prossima ad ottenere il provvedimento di aggiudicazione. Conseguentemente, il ricorso non verrà proseguito e si lasceranno decorrere i termini di perenzione.
- Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto nei confronti del Comune di Creazzo, presentato da Ascopiave nel 2005 per l'annullamento degli atti di gara (impianti consegnati nel 2005 - decorrenza 01/06/2005). La relativa richiesta di sospensione è stata respinta. Si è in attesa della perenzione.
- Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto nei confronti del Comune di Santorso notificato da Ascopiave nel 2007 per l'annullamento degli atti di gara (impianti consegnati nel 2007 - decorrenza 01/08/2007). Rispetto allo stesso, pur in presenza di istanza di prelievo, non è stata fissata alcuna udienza né emesso alcun provvedimento.
- Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto nei confronti del Comune di Galliera Veneta, notificato nel 2006, per il quale, stante l'assenza di provvedimenti ed a seguito del sopravvenuto accordo con il Comune, si è in attesa della perenzione.
- Un (ulteriore) ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto nei confronti del Comune di Tezze sul Brenta depositato nel 2008 e per il quale, stante quanto sopra esposto con riguardo al medesimo Ente, si è in attesa della perenzione.
- Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto nei confronti del Comune di Tombolo, notificato nel 2006, per il quale, stante l'assenza di provvedimenti ed a seguito del sopravvenuto accordo con il Comune, si è in attesa della perenzione.

Contenziosi su valore impianti – Giurisdizione civile

Alla data del 31 dicembre 2011 sono pendenti:

- Un giudizio presso il Tribunale Civile di Vicenza tra Ascopiave ed il Comune di Creazzo per la determinazione

del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2005 al nuovo gestore). Dopo l'esame dalle perizia del C.T.U., il Giudice ha fissato l'udienza per la precisazione delle conclusioni al 13/03/2013 .

- Un giudizio presso il Tribunale Civile di Vicenza tra Ascopiave ed il Comune di Santorso per la determinazione del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2007 al nuovo gestore). Dopo l'esame dalle perizia del C.T.U., il Giudice ha fissato l'udienza per la precisazione delle conclusioni al 14/01/2015.

Contenziosi su valore impianti – Arbitrati

Alla data del 31 dicembre 2011 sono pendenti:

- Un arbitrato tra Ascopiave ed il Comune di Costabissara per la determinazione del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2011 al nuovo gestore). L'Arbitro designato da Ascopiave è l'Avv. Todarello. Stante l'assenza di accordo tra le parti, il Presidente del Collegio è stato nominato con provvedimento del Presidente del Tribunale di Vicenza il 30/08/2011 e si è riunito per la prima volta il 16/01/2012. A carico delle parti è stato disposto un primo acconto complessivo di € 60000,00 (30.000 cadauna) da versare entro il 03/03/2012.

- Un arbitrato tra Ascopiave ed il Comune di San Vito di Leguzzano per la determinazione del valore industriale residuo degli impianti di distribuzione (consegnati nel 2010 al nuovo gestore). Il Collegio si è costituito il 04/03/2011. Era previsto che la procedura dovesse concludersi entro 240 giorni decorrenti dal 28/03/2011; il termine è stato, tuttavia, prorogato dal collegio medesimo.

Altri Contenziosi amministrativi pendenti – non relativi alle concessioni

Alla data del 31 dicembre 2011 sono pendenti:

- Un ricorso in Appello innanzi al Consiglio di Stato promosso dalla Ditta Setten Genesis S.p.A., relativo all'appalto per la costruzione della nuova sede, volto ad ottenere la riforma della Sentenza TAR Veneto n. 6335/2010 che, pur accogliendo il ricorso della stessa società ed annullando conseguentemente gli atti di gara, ha respinto la domanda di risarcimento danni nei confronti di Ascopiave e della ditta Carron.

- Un ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia – Milano nei confronti dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'annullamento della Delibera ARG/gas 99/11 relativamente al "Servizio di Default" in essa disciplinato, promosso da Ascopiave e da altre società di distribuzione in data 08/11/2011. Il TAR, con ordinanza del 16/12 ha accolto la richiesta di sospensiva del provvedimento, fissando l'udienza di merito al 6 giugno prossimo. L'AEEG, nonostante tale pronuncia ha emesso la Delibera ARG/gas 207/11 che ha prorogato l'entrata in vigore della 99 al 01/05/2011. Con ogni probabilità si dovrà procedere con l'impugnazione anche di tale provvedimento – per ora è stata presentata un'istanza di "autotutela".

Rapporti con l'Agenzia delle Dogane

Nel mese di ottobre Amgas Blu S.r.l., quale coobbligata nella qualità di beneficiaria del ramo operativo nella vendita di gas della società GC Amgas Blu S.p.A., ha ricevuto dall'Ufficio delle Dogane di Foggia un avviso di pagamento per

accise non versate da Amgas Blu S.p.A. per complessivi Euro 546 migliaia. In novembre, entro la scadenza intimata, Amgas S.p.A. ha provveduto al totale pagamento dell'importo richiesto.

Nel mese di novembre la società Amgas Blu S.r.l. ha ricevuto la comunicazione di notifica datata 13/09/2011 di un avviso di pagamento per Euro 1.219 migliaia da parte di Equitalia ad Amgas Blu Spa e Amgas Blu S.r.l., quale coobbligata in solido per ritardato pagamento di accise per l'anno 2004. Amgas S.p.A., incorporante Amgas Blu S.p.A., ha ottenuto nei primi giorni di gennaio 2012 l'accoglimento di rateizzazione del debito in 72 rate.

Rapporti con l'Agenzia delle Entrate

Nel corso dell'esercizio 2008 la società Ascopiave S.p.A. è stata assoggettata a verifica fiscale da parte dell'Agenzia delle Entrate. Ad esito della stessa è stato emesso un Processo Verbale di Costatazione con rilievi in merito alle imposte indirette ed a quelle dirette. Nel corso del mese di luglio la locale Agenzia delle Entrate ha emesso avviso di accertamento rispetto ai contenuti del suddetto Processo Verbale di Costatazione. Le maggiori imposte accertabili e gli oneri dovuti per l'instaurazione del contenzioso sono prudenzialmente stimabili in Euro 92 migliaia che si è provveduto ad accantonare ad apposito fondo rischi, anche sulla scorta del parere del consulente tributario.

La società in data 20 gennaio 2010 ha provveduto a presentare ricorso in commissione tributaria provinciale ed a versare la somma di Euro 243 migliaia necessaria per l'instaurazione della lite, in data 27 gennaio 2010 ha presentato ricorso e la discussione del ricorso è stata fissata in data 30 settembre 2010.

In data 22 dicembre 2010 la Commissione Tributaria Provinciale di Treviso ha riconosciuto il corretto comportamento tributario della società.

In data 27 giugno 2011 la locale Agenzia delle Entrate ha presentato ricorso avverso all'esito della Commissione provinciale di Treviso, che ha aggiornato alla data del 23 aprile 2012 l'udienza per la discussione di merito.

In data 20 gennaio 2012 il reparto della Guardia di Finanza di Treviso ha iniziato le attività di verifica presso Ascotrade S.p.A. nell'ambito delle attività di controllo dei contribuenti di dimensioni rilevanti. Le attività sono relative alle annualità 2009 e 2010 per le imposte dirette e per l'imposta sul valore aggiunto. Ad oggi le attività sono ancora in corso di svolgimento, l'esito della verifica sarà apprezzabile al termine dell'attività di verifica in base alle indicazioni del processo verbale di contestazione.

Ambiti territoriali

Con riferimento alle più significative normative emanate nel periodo si segnala la pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale, in data 31/03/2011, del Decreto 19/01/2011 del Ministero dello Sviluppo Economico (Decreto Ambiti) con il quale sono stati definiti in 177 il numero degli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) e sono stati individuati i criteri di loro formazione.

L'art. 3 del Decreto Ambiti contiene una previsione per l'aggiudicazione delle gare solo attraverso gli ATEM. In tale contesto verrebbero, di fatto, bloccate le gare in essere avviate dai singoli comuni, anche antecedentemente la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale.

Il quadro normativo dovrà essere completato dai seguenti provvedimenti:

- Decreto Ministeriale Criteri, contenente i criteri per lo svolgimento delle gare d'ambito;

- Decreto Ministeriale per la definizione dei Comuni rientranti in ciascun ambito.

In data 28/06/2011 è stato infine pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D. Lgs. 93/11 (attuazione delle Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato dell'Energia Elettrica ed il Gas).

Particolare rilievo riveste l'art. 24 con il quale il legislatore è intervenuto su aspetti di primario impatto:

- nelle situazioni a regime, cioè al termine della prima gara per l'espletamento del servizio, il valore del rimborso al gestore uscente sarà rappresentato dalla RAB;
- solo per il primo affidamento della gara d'ambito verrà riconosciuto in tariffa l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso (calcolato sulla base degli atti concessori) e la RAB;
- blocco delle nuove gare fino all'indizione delle gare d'ambito.

Sulla gazzetta ufficiale n. 252 del 28 ottobre 2011 è stato pubblicato il decreto 18 ottobre 2011 MSE- Affari regionali contenente l'elenco puntuale dei Comuni che rientrano in ciascun dei 177 ambiti per l'affidamento tramite gara del servizio di distribuzione del gas naturale, di cui al decreto 19 gennaio 2011. L'intero apparato della riforma delle gare sarà completato con la pubblicazione in gazzetta del regolamento sui criteri di gara, oggetto di recente parere favorevole da parte del Consiglio di Stato.

Distribuzione di dividendi

In data 28 aprile 2011, l'assemblea di Ascopiave S.p.A. ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 ed ha deliberato la distribuzione di dividendi per una somma pari ad Euro 0,10 per azione con diritto di stacco della cedola al 9 maggio 2011 e pagamento al 12 maggio 2011.

Nuovo piano di acquisto azioni proprie

Azioni proprie

Ai sensi dell'art. 40 del D. Lgs 127 2 d), si dà atto che la società alla data del 31 dicembre 2011 possiede azioni proprie per un valore pari ad Euro 15.720 migliaia, che risultano contabilizzate a riduzione delle altre riserve come si può riscontrare nel prospetto di movimentazione del Patrimonio Netto.

Evoluzione prevedibile della gestione

Per quanto riguarda il segmento della distribuzione, nel 2012 il Gruppo sarà impegnato nella valorizzazione del proprio portafoglio di concessioni e nella definizione concordata con gli enti concedenti del valore industriale delle reti e degli impianti di distribuzione, oltre che nella partecipazione a gare per l'acquisizione di nuove gestioni. La stabilità della redditività dell'attività di distribuzione dipende dalla certezza della regolazione e, da questo punto di vista, ad oggi non si prevedono motivi perché il Gruppo non riesca a raggiungere quanto meno i risultati conseguiti nel 2011.

Per quanto riguarda il segmento della vendita, si prevedono margini commerciali dell'esercizio 2012 in linea con quelli

del 2011.

Tuttavia tali risultati potranno essere condizionati, oltre che dall'evoluzione dello scenario normativo (revisione dei prezzi regolati per il mercato tutelato) anche dalla strategia di approvvigionamento del Gruppo.

Gli eventi relativi alla collegata Sinergie Italiane S.r.l., shipper incaricato di fornire la parte più significativa del gas naturale venduto ai clienti finali, porteranno il gruppo a diversificare maggiormente le fonti di approvvigionamento a partire dal futuro esercizio termico.

In ogni caso si prevede che la situazione di difficoltà sul fronte dei costi di approvvigionamento registrata nel 2011 - e che potrebbe perdurare anche nel prossimo esercizio - non comporterà degli aumenti dei prezzi di vendita per i consumatori finali clienti del Gruppo. I prezzi applicati alla clientela appartenente al cosiddetto mercato tutelato sono infatti regolati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, mentre sul mercato cosiddetto libero la dinamica concorrenziale impedirà una rinegoziazione al rialzo dei prezzi di fornitura.

I risultati effettivi del 2012 potranno differire rispetto a quelli annunciati in relazione a diversi fattori tra cui: l'evoluzione della domanda, dell'offerta e dei prezzi del gas, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, l'impatto delle regolamentazioni in campo energetico e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business.

Risorse umane

Al 31 dicembre 2011 il Gruppo Ascopiave aveva in forza 615 dipendenti³, ripartiti tra le diverse società come di seguito evidenziato:

Società	31/12/2010	31/12/2011	assunz.	cessaz.	var.
Ascopiave S.p.A.	287	294	15	-8	7
Ascotrade S.p.A.	48	56	8	0	8
Global Energy S.r.l.	4	4	0	0	0
Estenergy S.p.A.	71	87	16	0	16
ASM DG S.r.l.	23	20	0	-3	-3
ASM Set S.r.l.	11	8	0	-3	-3
Edigas DG S.r.l.	32	32	3	-3	0
Edigas Due S.r.l.	3	4	1	0	1
Pasubio Servizi S.r.l.	19	19	1	-1	0
Etra Energia S.r.l.	0	1	1	0	1
Veritas Energia S.r.l.	30	32	4	-2	2
Blumeta S.p.A.	0	16	16	0	+16
Amgas Blu S.r.l.	0	8	8	0	+8

³ I dati relativi alle società consolidate proporzionalmente ovvero Estenergy (48,999%), ASM Set (49%), Unigas Distribuzione (48,86%) e Veritas Energia (51%), sono rappresentati al 100%.

Unigas Distribuzione S.r.l.	0	34	34	0	+34
Totale	528	615	106	-19	87

Rispetto al 31 dicembre 2010 l'organico del Gruppo è cresciuto di 87 unità principalmente per:

- l'incremento relativo ad Ascopiave S.p.A.: +7 dipendenti, in virtù di 15 assunzioni e 8 cessazioni. L'aumento è riconducibile principalmente al potenziamento di diverse strutture aziendali quali l'amministrazione (+3 nuove risorse), il metering (+3 nuove risorse) e il business development (+2 nuove risorse);
- l'incremento relativo ad Ascotrade S.p.A.: +8 dipendenti, in virtù di 8 assunzioni e nessuna cessazione. Le assunzioni si riferiscono principalmente al potenziamento del call center (+3 nuove risorse) e del back office (+2 nuove risorse);
- l'incremento relativo a Veritas Energia S.r.l.: +2 dipendenti;
- l'incremento relativo a Estenergy S.p.A.: +16 dipendenti;
- l'incremento relativo alla variazione dell'area di consolidamento delle società Bluemeta S.p.A. (+16 dipendenti), Amgas Blu S.r.l. (+8 dipendenti) ed Unigas Distribuzione S.r.l. (+34 dipendenti), nuove società entrate a far parte del gruppo Ascopiave nel 2011.

La seguente tabella evidenzia la ripartizione dell'organico per quali fica:

Tipologia	31/12/2010	31/12/2011	Variazione
Dirigenti	21	27	+6
Impiegati	383	454	+71
Operai	124	134	+10
Totale	528	615	+87

Qualità

I Sistemi di Gestione e relative certificazioni: Qualità, Sicurezza, Ambiente

Acquisire e mantenere la certificazione dei sistemi di gestione applicati rappresentano il riconoscimento delle capacità imprenditoriali delle aziende che hanno saputo ottimizzare la propria organizzazione, dotandosi di una gestione efficiente ed efficace, di competenze adeguate e costantemente aggiornate, oltre a idonei indicatori di riferimento, sia economici, che di performance, delle singole aree e dei processi.

Le certificazioni dei sistemi di gestione quali la qualità, la sicurezza e l'ambiente, sono garanzia di un'organizzazione affidabile, di una cultura lavorativa condivisa, improntata alla professionalità.

Ognuna di esse rappresenta per l'azienda un traguardo importante: oltre che per i soci, anche per i collaboratori, per i clienti, per i fornitori e la comunità in cui si è insediata.

Il Sistema Gestione Qualità del Gruppo Ascopiave

I quattro sistemi di gestione qualità del Gruppo relativi alle Società Ascopiave S.p.A. , Ascotrade S.p.A. e Pasubio

Servizi S.r.l., sono attualmente certificati alla norma di riferimento europeo, UNI EN ISO 9001:2008, attraverso l'ente di certificazione Kiwa Italia S.p.A..

Il Gruppo Ascopiave ha delegato un'unica responsabilità all'interno del Gruppo per assumere il ruolo di rappresentante della direzione per la qualità. Tale risorsa ha il compito di assicurare l'adeguatezza normativa e la continuità nella certificazione sistemi di gestione qualità di seguito dettagliati:

- Ascopiave S.p.A. (Distribuzione Gas)

Ascopiave opera nel campo della "Distribuzione di gas naturale" in quattro Regioni e dodici Province. Il servizio, certificato nel gennaio 2001 (inizialmente integrato tra distribuzione e vendita), è stato costantemente implementato nel corso di questi dieci anni per adeguarlo alle attività predefinite dal Decreto Letta (separazione societaria) ed ai requisiti fissati dalle nuove norme di riferimento. Oggi il sistema gestione qualità è certificato UNI EN ISO 9001:2008 con il seguente campo applicativo: "gestione servizio distribuzione gas metano; progettazione, costruzione, esercizio e manutenzione di sistemi distributivi gas metano". Nello scorso mese di maggio tutti i processi aziendali sono stati oggetto di "verifica interna" da parte del Responsabile Qualità del Gruppo con esito positivo.

Nel luglio 2011 i processi aziendali (a campione) sono stati quindi oggetto di "verifica periodica annuale" da parte dell'ente di certificazione, che ha confermato la validità della certificazione.

- Ascotrade S.p.A. (Vendita)

Dall'Aprile 2004 Ascotrade ha certificato il proprio sistema di gestione della qualità con il seguente campo applicativo: "Commercializzazione gas metano a mezzo rete". Nel giugno 2010 ha adeguato la certificazione alla nuova norma di riferimento, UNI EN ISO 9001:2008, congiuntamente ad Ascopiave. Nel maggio 2011 tutti i processi aziendali sono stati oggetto di "verifica interna" da parte del Responsabile Qualità del Gruppo con esito positivo. Nel luglio 2011 i processi aziendali (a campione) sono stati quindi assoggettati alla "verifica periodica annuale" da parte dell'ente di certificazione, che ha confermato la validità della certificazione.

- Ascopiave S.p.A. "Gestione Calore"

La prima certificazione del sistema qualità della gestione calore è stata conseguita nel marzo 1996, successivamente adeguata nell'aprile 2002 (UNI EN ISO 9001:2000) e nell'ottobre 2010 (UNI EN ISO 9001 Edizione 2008). Il "campo applicativo" per la certificazione della Divisione Calore è "gestione contratti servizio energia e terzo responsabile; progettazione, installazione, esercizio, manutenzione ed adeguamento impianti termici".

Dopo l'Audit interno positivo eseguito dal Responsabile Qualità del Gruppo (giugno 2011), in data 20 e 21 settembre tutti i processi aziendali sono stati quindi assoggettati alla "verifica periodica annuale" da parte dell'Ente di certificazione, che ha confermato la validità della certificazione.

- Pasubio Servizi S.r.l. (Vendita)

La Società era già certificata prima dell'acquisizione nell'estate 2009. Nell'aprile 2010 il sistema di gestione della qualità è stato aggiornato alla nuova norma, UNI EN ISO 9001:2008 con il seguente campo applicativo: "Commercializzazione gas metano a mezzo rete". Dopo la "verifica interna" con esito positivo del Responsabile Qualità nel marzo 2011, i processi aziendali sono stati oggetto di "verifica periodica annuale" da parte dell'Ente di certificazione in data 21 Aprile 2011, con esito positivo. La certificazione triennale è in scadenza nel 1° Trim. 2012 e dovrà essere riconfermata entro il 25 marzo.

Unigas Distribuzione S.r.l. opera nel campo della “Distribuzione di gas naturale” nella Provincia di Bergamo, in particolare nella Valle Seriana, Bassa Bergamasca e Zona dell’Isola.

Il servizio, certificato nel novembre 2007, è stato costantemente implementato nel corso di questi quattro anni anche per adeguarlo ai requisiti fissati dalle nuove norme di riferimento.

Oggi il Sistema Gestione Qualità è certificato UNI EN ISO 9001:2008 con il seguente campo applicativo: “Gestione di impianti di distribuzione gas metano e conduzione del servizio”.

Nel mese di dicembre 2011 tutti i processi aziendali sono stati oggetto di “verifica periodica annuale di parte terza”, che ha confermato la validità della certificazione.

Nell’anno in corso tutti i processi aziendali saranno sottoposti al ciclo annuale di audit interni da parte del Responsabile Interno della Qualità.

Il Sistema di Gestione Qualità della società è attualmente certificato alla norma di riferimento europeo, UNI EN ISO 9001:2008, attraverso l’ente di certificazione CERSA S.r.L. di Milano (MI).

La società Bluemeta S.p.A. ha scelto di adottare un’organizzazione conforme allo standard normativo della UNI EN ISO 9001:2008 conseguendone la certificazione presso l’istituto CERSA di Milano.

Il conseguimento di tale certificazione, garantisce che le attività di Bluemeta S.p.A. vengano svolte attraverso un sistema di gestione per la qualità snello, funzionale ed efficace, ovvero capace di assicurare il raggiungimento degli obiettivi stabiliti in un regime di profittabilità e di soddisfazione del cliente.

In data 18 luglio 2008, è stata ottenuta la certificazione UNI EN ISO 9001:2008 per l’attività di progettazione ed erogazione del servizio di gestione calore, vendita gas ed energia elettrica. La certificazione è stata rinnovata in data 5 luglio 2011.

La società Asm Set S.r.l., attiva nella vendita del gas naturale e nella realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica, nel maggio 2011 ha rinnovato la certificazione UNI EN ISO 9001:2008 per attività di acquisto e vendita gas metano, ed ha ottenuto la certificazione UNI EN ISO 9001:2008 per la progettazione e la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica.

Il Sistema Gestione Integrato di Ascopiave: Qualità, Ambiente e Sicurezza sul Lavoro

L’esperienza consolidata decennale del sistema di gestione per la qualità ha motivato l’organizzazione all’obiettivo della certificazione del “sistema di gestione ambientale” e del “sistema di gestione per la salute e la sicurezza sul lavoro”.

Nel giugno 2010 la direzione Ascopiave si è posta l’obiettivo di adottare e certificare un sistema di gestione ambientale e di sicurezza sul lavoro per la distribuzione gas, attività primaria aziendale. Ha quindi intrapreso un progetto aziendale, affidato alla divisione interna “qualità, sicurezza e ambiente”, affiancata da società di consulenza abilitata, finalizzato all’adozione di un sistema di gestione, riferito agli standard internazionali di riferimento, sia per la sicurezza sul lavoro, che per la tutela dell’ambiente. Il progetto prevedeva l’implementazione del preesistente sistema qualità certificato, con l’intento di ottenere un unico sistema di gestione integrato aziendale, applicato a tutti i processi e a tutte le attività del servizio di distribuzione gas metano.

L’obiettivo è stato raggiunto in data 24 ottobre 2011, con l’ottenimento delle due nuove certificazioni di sistema:

- la gestione della sicurezza sul lavoro, ai sensi della norma BS OHSAS 18001;

- la gestione ambientale, ai sensi della norma UNI EN ISO 14001.

Il livello di adeguatezza dei due sistemi di gestione agli standard internazionali di riferimento è garantito dall'organismo di certificazione Kiwa Italia S.p.A: tale ente ne verifica sistematicamente la congruenza, attraverso la "sorveglianza annuale" e la "rivalutazione triennale".

L'applicazione di un sistema di gestione per la salute e la sicurezza sul lavoro, certificato alla norma internazionale BS OHSAS 18001, consente di tenere sotto controllo i rischi relativi all'attività lavorativa, di perfezionare le prestazioni, di rendere l'ambiente di lavoro più sicuro, di rispettare ed applicare correttamente le norme di legge in materia e di assicurarne la conformità in caso di verifiche. Altri obiettivi definiti nella "politica per l'ambiente, la sicurezza e la salute dei lavoratori" che Ascopiave si è prefissata di mantenere e migliorare nell'ambito "Sicurezza sul Lavoro", sono:

- l'adozione di un modello organizzativo, in materia di gestione per la sicurezza e salute dei lavoratori, certificando la prassi già precedentemente adottata dall'azienda in conformità al D.lgs 81/2008 (Testo Unico);
- il potenziamento della cultura aziendale in tema di sicurezza dei luoghi di lavoro, attraverso il coinvolgimento dei dipendenti in un progetto motivante, che li riguarda direttamente.

La sensibilità alle tematiche ecologiche, l'evoluzione della legislazione dedicata a livello comunitario e nazionale, correlate a benefici economici indiretti di scelte che limitino l'impatto sull'ambiente delle attività e dei servizi resi, sono stati elementi determinanti per la scelta di Ascopiave di adottare un sistema di gestione ambientale.

Altre finalità e obiettivi che l'Azienda si è prefissata di mantenere e consolidare in materia di "tutela ambientale", sono:

- assicurare il pieno rispetto dell'ambiente nell'erogazione del servizio, prevenendo e riducendo gli impatti ambientali, ottimizzando la gestione dei rifiuti prodotti e il consumo delle risorse impiegate (acqua ed energia);
- la garanzia del costante rispetto delle norme e dei requisiti di legge;
- la valorizzazione dell'immagine aziendale verso tutte le parti interessate.

La politica per l'Ambiente e la Sicurezza e la Salute dei lavoratori

Conseguentemente all'iter di certificazione di "ambiente e sicurezza" Ascopiave ha redatto e diffuso il documento "politica per l'ambiente e la sicurezza e la salute dei lavoratori", che sarà periodicamente aggiornata.

Il documento formalizza l'impegno della direzione per il rispetto dei requisiti e per il miglioramento continuo di efficacia del sistema di gestione integrato; impegna l'organizzazione anche a precisi obiettivi e valori, promuovendo attività di sensibilizzazione, informazione e formazione sulla gestione della sicurezza e dell'ambiente dei dipendenti, collaboratori, fornitori e appaltatori.

Informazione e diffusione attraverso il Sito WEB

A fine ottobre 2011 il sito internet aziendale è stato integrato nella sezione "Certificazioni" documentando e argomentando l'iter di conseguimento delle due nuove certificazioni "Ambiente" e "Sicurezza". Il link "certificazioni" è stato suddiviso su due diverse pagine Web separando le certificazioni del sistema qualità del Gruppo Ascopiave dalla certificazione integrata "ambiente/sicurezza" della Capogruppo. Sono disponibili e scaricabili tutti i certificati aggiornati dei sistemi di gestione e la politica per l'ambiente e la sicurezza e la salute dei lavoratori.

Obiettivi e politiche del Gruppo e descrizione dei rischi

Ricerca e sviluppo

Sistemi informativi

Nell'anno 2011 il servizio "Sistemi Informativi" del Gruppo ha seguito l'implementazione dei seguenti progetti:

- la gestione degli aggiornamenti richiesti dalla normativa, dei miglioramenti e completamenti funzionali del sistema "Geutweb Vendita" per tutti i clienti delle società di vendita Ascotrade S.p.A., Pasubio Servizi S.r.l., Etra Energi a S.r.l., Edigas Due S.p.A. e ASM SET S.r.l.;
- la gestione degli aggiornamenti richiesti dalla normativa, dei miglioramenti e completamenti funzionali del sistema "Geutweb Distribuzione" per tutti i punti di riconsegna (c.d. PDR) dei comuni gestiti da Ascopiave S.p.A., Edigas DG S.p.A. e ASM DG S.r.l.;
- il consolidamento dell'attività di divisione fisica, oltreché logica, degli archivi, delle procedure e degli utilizzatori dei due sistemi informativi distinti, "Geutweb Vendita" e "Geutweb Distribuzione", secondo le richieste esplicite dell'Autorità in termini del processo di "unbundling" societario;
- il completamento del progetto "Messa in sicurezza" per il gestionale Geutweb;
- l'aggiornamento del sistema ERP gestionale di gruppo alla versione ECC 6.0, per le nuove società acquisite e la manutenzione e sviluppo dei moduli software consolidato, budget e gas acquistato nell'ambiente SAP BPC;
- il completamento e l'estensione a tutte le società del gruppo del software "Piteco" per la gestione della Tesoreria;
- l'estensione della modalità di gestione del personale (gestione presenze, paghe e gestione ore e attività) a tutte le società del gruppo e il loro aggiornamento rispetto alla normativa dell'Autorità n. 11/2007, con il nuovo gestionale "Zucchetti";
- l'attività di gestione e di help desk su sistemi server, su PC e su stampanti, con un processo graduale di rinnovo e di adeguamento del parco installato per PC e per stampanti;
- l'attività di aggiornamento del sistema informativo territoriale, del sistema di gestione Asset Management;
- la gestione degli ambienti - in tecnologia SharePoint - di controllo del ciclo di vita del software prodotto internamente - archiviazione ottica, elaborazione cespiti, Delibera AEEG n. 40/2004, e delle attività relative alla Legge n. 262/2005;
- la manutenzione delle procedure di interfacciamento SAP - modulo contabile, gestione automezzi, gestione servizio e orari fornitura calore;

durante tutto il 2011 si è continuato ad erogare il servizio informatico e di stampa delle bollette per vari comuni e consorzi acquedottistici.

Altre informazioni

Stagionalità dell'attività

Il consumo di gas varia in modo considerevole su base stagionale, con una maggiore richiesta nel periodo invernale in relazione ai maggiori consumi per uso riscaldamento.

La stagionalità influenza l'andamento dei ricavi di vendita di gas e i costi di approvvigionamento, mentre gli altri costi di gestione sono fissi e sostenuti dal Gruppo in modo omogeneo nel corso dell'anno.

La stagionalità dell'attività svolta influenza anche l'andamento della posizione finanziaria netta del Gruppo, in quanto i cicli di fatturazione attiva e passiva non sono tra loro allineati e dipendono anch'essi dall'andamento dei volumi di gas venduti e acquistati in corso d'anno.

Pertanto, i dati e le informazioni contenute nei prospetti contabili intermedi non consentono di trarre immediatamente indicazioni rappresentative dell'andamento complessivo dell'anno.

Sicurezza dei dati personali

Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. 196 del 30 giugno 2003

Il Presidente, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali della Società, dichiara l'adeguatezza alla normativa sulla "privacy" prevista dal D.Lgs. 30 giugno 2003 n. 196 e successive integrazioni, tramite il servizio curato da Ascopiave quale responsabile del trattamento delle banche dati gestite con strumenti elettronici piuttosto che non elettronici.

Elenco sedi della società

Società proprietaria	Ubicazione	Destinazione d'uso
Ascopiave S.p.A.	Treviso - Piazza delle Istituzioni 32/1	Immobile ad uso uffici e sportello customer
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile ad uso uffici e sportello customer
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile ad uso magazzino ed officina
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile ad uso ricovero automezzi aziendali
Ascopiave S.p.A.	Sandrigio (VI) - Via G. Galilei n°2 7	Immobile ad uso uffici e sportello customer
Ascopiave S.p.A.	Sandrigio (VI) - Via G. Galilei n°2 7	Immobile ad uso magazzino ed officina
Ascopiave S.p.A.	Castel San Giovanni (PC) - Via Borgonovo 44/A	Immobile ad uso uffici e sportello customer
Ascopiave S.p.A.	Castel San Giovanni (PC) - Via Borgonovo 44/A	Immobile ad uso magazzino ed officina
Ascopiave S.p.A.	San Vendemiano (TV) - Complesso "Quaternario"	Immobile dati in affitto a ASCOTLC
Ascopiave S.p.A.	Treviso - Piazza delle Istituzioni 32/1	Immobile ad uso magazzino
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile dato in service immobiliare ASCOTRADE uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Pieve di Soligo (TV) - Via Verizzo 1030	Immobile dato in service immobiliare ASCOTLC uso magazzino
Ascopiave S.p.A.	Milano - via Turati n. 6	Immobile ad uso uffici e rappresentanza
Ascopiave S.p.A.	Milano - via Turati n. 6	Immobile dato in service immobiliare SINERGIE ITALIANE uso ufficio
Ascopiave S.p.A.	Cordovado (PN) - Via Teglio	Immobile ad uso magazzino + cabina gas

Sedi in locazione

Società conduttrice	Ubicazione	Destinazione
Ascopiave S.p.A.	Lentate sul Seveso (MB) - Via Padova n°35	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Castelfranco (TV) - Piazza Serenissima n° 40	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Castelfranco (TV) - Piazza Serenissima n° 60	Immobile ad uso garage
Ascopiave S.p.A.	Castelfranco (TV) - Via della Cooperazione n° 8	Immobile ad uso magazzino
Ascopiave S.p.A.	Novedrate (Co) - Via Papa Giovanni XXIII	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Portogruaro (VE) - Via Giotto	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Marchirolo (VA) - Via Cavalier Busetti n° 7/h	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Ormelle (TV) - Via Roma n°42	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Casteggio (PV) - Via Anselmi n° 33	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Porto Viro (RO) - Via dell'Artigianato n°9/A	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Conegliano (TV) - Via C. Battisti n°5 C	Immobile ad uso uffici
Ascopiave S.p.A.	Casteggio (TV) - Via Anselmi n° 33	Immobile ad uso magazzino

Indicatori di performance

Ai sensi di quanto stabilito dalla comunicazione Consob DEM 6064293 del 28 luglio 2006 e dalla raccomandazione CESR/05-178b sugli indicatori alternativi di performance, si segnala che il Gruppo ritiene utili ai fini del monitoraggio del proprio business, oltre ai normali indicatori di performance stabiliti dai Principi contabili internazionali IAS/IFRS, anche altri indicatori di performance che, ancorché non specificamente statuiti dai sopraccitati principi, rivestono particolare rilevanza. In particolare si segnalano i seguenti indicatori:

- **Margine operativo lordo (Ebitda):** viene definito dalla Società come il risultato prima di ammortamenti, svalutazione crediti, gestione finanziaria ed imposte.
- **Risultato operativo:** tale indicatore è previsto anche dai principi contabili di riferimento ed è definito come il margine operativo (Ebit) meno il saldo dei costi e proventi non ricorrenti. Si segnala che tale ultima voce include le sopravvenienze attive e passive, le plusvalenze e minusvalenze per alienazione cespiti, rimborsi assicurativi, contributi e altre componenti positive e negative di minore rilevanza.
- **Ricavi tariffari sull'attività di distribuzione gas:** viene definito dalla Società come l'ammontare dei ricavi realizzati dalle società di distribuzione del Gruppo per l'applicazione delle tariffe di distribuzione e misura del gas naturale ai propri clienti finali, al netto degli importi di perequazione gestiti dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico;
- **Primo margine sull'attività di vendita gas:** è definito dalla Società come l'importo ottenuto dalla differenza tra i ricavi di vendita (realizzati dalle società di vendita del Gruppo verso i clienti del mercato finale e oppure nell'ambito dell'attività di trading e di vendita come grossista) e la somma delle seguenti voci di costo: costo del servizio di vettoriamento (costo espresso al lordo degli importi oggetto di elisione e rappresentato dall'importo delle tariffe di distribuzione applicate dalle società di distribuzione) e costo di acquisto del gas venduto;
- **Primo margine sull'attività di vendita energia elettrica:** viene definito dalla Società come l'importo ottenuto dalla differenza tra i ricavi di vendita di energia elettrica e la somma delle seguenti voci di costo: costo dei servizi di trasporto, dispacciamento e sbilanciamento e costo di acquisto dell'energia elettrica venduta.

Commento ai risultati economico finanziari dell'esercizio 2011**Andamento della gestione - I principali indicatori operativi**

DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE	2011	2010	Var.	Var. %
Società consolidate integralmente				
Numero di concessioni	181	181	0	0,0%
Lunghezza della rete di distribuzione (km)	7.601	7.583	18	0,2%
Vdumi di gas distribuiti (smc/mln)	877,8	944,1	-66,3	-7,0%
Società consolidate proporzionalmente				
Numero di concessioni	31	0	31	n.a.
Lunghezza della rete di distribuzione (km)	976	0	976	n.a.
Vdumi di gas distribuiti (smc/mln)	151,9	0,0	151,9	n.a.
Gruppo Ascopiave*				
Numero di concessioni	196	181	15	8,4%
Lunghezza della rete di distribuzione (km)	8.078	7.583	495	6,5%
Vdumi di gas distribuiti (smc/mln)	952,0	944,1	7,9	0,8%

* I dati del Gruppo sono ottenuti sommando i dati delle società consolidate, ponderandoli per la loro quota di consolidamento

VENDITA DI GAS NATURALE AL MERCATO FINALE	2011	2010	Var.	Var. %
Società consolidate integralmente				
Numero di clienti	563.186	446.047	117.139	26,3%
Vdumi di gas venduti (sm c/mln)	1.122,3	1.042,4	79,9	7,7%
Società consolidate proporzionalmente				
Numero di clienti	292.855	298.487	-5.632	-1,9%
Vdumi di gas venduti (sm c/mln)	621,7	637,1	-15,4	-2,4%
Gruppo Ascopiave*				
Numero di clienti	707.308	592.905	114.403	19,3%
Vdumi di gas venduti (sm c/mln)	1.429,1	1.356,6	72,5	5,3%

* I dati del Gruppo sono ottenuti sommando i dati delle società consolidate, ponderandoli per la loro quota di consolidamento

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA	2011	2010	Var.	Var. %
Società consolidate integralmente				
Vdumi di energia elettrica venduti (GWh)	147,8	88,4	59,4	67,2%
Società consolidate proporzionalmente				
Vdumi di energia elettrica venduti (GWh)	1.329,2	855,7	473,5	55,3%
Gruppo Ascopiave*				
Vdumi di energia elettrica venduti (GWh)	807,0	514,0	293,1	57,0%

* I dati del Gruppo sono ottenuti sommando i dati delle società consolidate, ponderandoli per la loro quota di consolidamento

VENDITA DI GAS NATURALE - INGROSSO E TRADING	2011	2010	Var.	Var. %
Vdumi di gas venduti (sm c/mln)	1.153,1	1.057,1	96,1	9,1%

Nel seguito si commenta l'andamento dei principali indicatori operativi dell'attività del Gruppo.

Si precisa che il valore di ciascun indicatore è ottenuto sommando i valori degli indicatori di ciascuna società consolidata e ponderandoli per la relativa quota di consolidamento.

I volumi di gas venduti al mercato finale nell'esercizio 2011 sono stati pari a 1.429,1 milioni di metri cubi, segnando una crescita del 5,3% rispetto al 2010.

L'ampliamento del perimetro di consolidamento alle società Bluemeta S.p.A., consolidata dal 1° gennaio 2011, ed Amgas Blu S.r.l., consolidata dal 1° luglio 2011, ha comportato un incremento dei volumi venduti per circa 137,1 milioni di metri cubi, mentre a parità di perimetro il Gruppo ha venduto minori quantitativi per 64,5 milioni di metri cubi, corrispondenti ad una riduzione percentuale del 4,8%.

L'attività di vendita al Punto di Scambio Virtuale e come grossista ha comportato, nell'esercizio, la movimentazione di 1.153,1 milioni di metri cubi di gas, in crescita del 9,1% rispetto al 2010.

Al 31 dicembre 2011 il Gruppo gestisce la vendita di gas naturale a circa 707.000 clienti finali. Rispetto alla stessa data dell'esercizio precedente, i clienti sono cresciuti di oltre 114.000, grazie all'acquisizione delle società Blue Meta S.p.A. e Amgas Blu S.r.l., il cui effetto è stato parzialmente compensato dalla diminuzione della clientela sul precedente perimetro di consolidamento.

La dinamica della clientela dipende sia dai contenuti tassi di switch, sia della modesta crescita delle utenze gas sui mercati territoriali di riferimento (nuovi allacciamenti, conversione impianti termici al metano, eccetera).

Per quanto concerne l'attività di distribuzione del gas, i volumi di gas erogati attraverso le reti gestite dal Gruppo sono stati 952,0 milioni di metri cubi, con un incremento dello 0,8% rispetto all'esercizio 2010.

L'ampliamento del perimetro di consolidamento alla società Unigas Distribuzione S.r.l., consolidata dal 1° gennaio 2011, ha comportato un incremento dei volumi distribuiti per circa 74,2 milioni di metri cubi mentre a parità di perimetro, il Gruppo ha vettoriato minori quantitativi per 66,3 milioni di metri cubi, corrispondenti ad una riduzione percentuale del 7,0%.

La rete distributiva, per effetto delle nuove estensioni, al 31 dicembre 2011 ha una lunghezza di 8.078 chilometri.

Andamento della gestione - I risultati economici del Gruppo

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	% dei ricavi	Esercizio 2010	% dei ricavi
Ricavi	1.102.590	100,0%	855.884	100,0%
Costi operativi	1.007.244	91,4%	777.874	90,9%
Margine operativo lordo	95.346	8,6%	78.009	9,1%
Ammortamenti	19.938	1,8%	17.414	2,0%
Accantonamento rischi su crediti	7.372	0,7%	4.841	0,6%
Risultato operativo	68.037	6,2%	55.754	6,5%
Proventi finanziari	1.795	0,2%	1.309	0,2%
Oneri finanziari	4.959	0,4%	2.077	0,2%
Valutazione delle imprese collegate con il metodo del patrimonio netto	(22.478)	2,0%	735	0,1%
Utile ante imposte	42.395	3,8%	54.253	6,3%
Imposte dell'esercizio	34.136	3,1%	21.408	2,5%
Utile/perdita dell'esercizio del gruppo	8.259	0,7%	32.845	3,8%
Risultato dell'esercizio di Gruppo	6.266	0,6%	31.174	3,6%
Risultato dell'esercizio di Terzi	1.993	0,2%	1.671	0,2%

Ai sensi della Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 si precisa che gli indicatori alternativi di Performance sono definiti alla pagina 15 della presente relazione

Nell'esercizio 2011 il Gruppo ha realizzato ricavi per Euro 1.103 migliaia, in crescita del 28,8% rispetto all'esercizio precedente. La tabella seguente riporta il dettaglio dei ricavi.

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
Ricavi da trasporto del gas	12.711	619	12.092	8.166
Ricavi da vendita gas	948.782	67.935	880.847	754.632
Ricavi da vendita energia elettrica	108.684	10.900	97.784	64.081
Ricavi per servizi di allacciamento	4.868		4.868	5.658
Ricavi da servizi di fornitura calore	2.242	834	1.409	2.474
Ricavi da servizi di distribuzione	5.480	80	5.400	5.803
Ricavi da servizi di bollettazione e tributi	222		222	273
Ricavi da servizi generali a società del gruppo	2.343	20	2.323	1.843
Ricavi per contributi AEEG	5.734	513	5.221	4.656
Altri ricavi	11.523	1.781	9.742	8.298
Ricavi	1.102.590	82.681	1.019.910	855.884

I ricavi di vendita gas passano da Euro 754.632 migliaia a Euro 948.782, registrando un incremento di Euro 194.150 migliaia (+25,7%); tale variazione è stata determinata da:

- aumento dei ricavi nell'ambito dell'attività di trading e grossista per Euro 89.176 migliaia;
- aumento dei ricavi di vendita gas al mercato finale – a parità di area di consolidamento – per Euro 37.039 migliaia;
- incremento dei ricavi di vendita gas al mercato finale per l'ampliamento dell'area di consolidamento alle società Bluemeta S.p.A. e Amgas Blu S.r.l. per Euro 67.935 migliaia.

I ricavi da vendita di energia elettrica passano da Euro 64.081 migliaia a 108.684 migliaia, registrando un incremento di Euro 44.603 migliaia (+69,6%), principalmente per l'aumento dei quantitativi venduti e per l'ampliamento del perimetro di consolidamento.

Gli **altri ricavi**, riconducibili prevalentemente all'attività di distribuzione del gas, passano da Euro 37.171 migliaia a Euro 45.125, registrando un incremento di Euro 7.953 migliaia (+21,4%), di cui Euro 4.051 migliaia per l'ampliamento del perimetro di consolidamento.

Il **risultato operativo** dell'esercizio 2011 ammonta ad Euro 68.037 migliaia, registrando un incremento di Euro 12.282 migliaia (+22,0%) rispetto all'esercizio precedente.

L'ampliamento dell'area di consolidamento ha determinato un aumento del risultato operativo per circa Euro 5.600 migliaia, mentre l'incremento a parità di perimetro è stato pari ad Euro 6.683 migliaia (+12,0%).

Il miglioramento del risultato è dovuto ai seguenti fattori:

- incremento dei ricavi tariffari sull'attività di distribuzione del gas per Euro 8.573 migliaia (di cui Euro 5.215 migliaia dovuti all'ampliamento dell'area di consolidamento);
- incremento del primo margine sull'attività di vendita gas per Euro 19.750 migliaia (di cui Euro 9.750 migliaia dovuti all'ampliamento dell'area di consolidamento);
- incremento del primo margine sull'attività di vendita di energia elettrica per Euro 124 migliaia (di cui Euro -158 migliaia dovuti all'ampliamento dell'area di consolidamento);
- variazione negativa delle altre voci di costo e ricavo per Euro 16.164 migliaia (di cui Euro 9.207 migliaia dovuti all'ampliamento dell'area di consolidamento).

L'incremento dei **ricavi tariffari sull'attività di distribuzione** (che passano da Euro 58.113 migliaia a Euro 66.685 migliaia) è stato determinato prevalentemente dal consolidamento di Unigas Distribuzione S.r.l. .

L'incremento del **primo margine sull'attività di vendita di gas** (che passa da 59.307 migliaia a Euro 79.057 migliaia) è stato determinato da un miglioramento della marginalità specifica (eurcent/mc), è da ricondurre ad un incremento della marginalità specifica, determinato principalmente dal miglioramento delle condizioni economiche di fornitura.

L'incremento del **primo margine sull'attività di vendita di energia elettrica** (che passa da Euro 2.436 migliaia ad Euro 2.560 migliaia) è da ricondurre ad un incremento dei quantitativi venduti, a fronte di una riduzione della marginalità specifica (eurocent/Kwh).

La variazione negativa delle **altre voci di costo e ricavo**, pari a Euro 16.164 migliaia, è dovuta a:

- ampliamento del perimetro di consolidamento: variazione negativa per Euro 9.207 migliaia;
- maggiori ricavi (a parità di perimetro) per Euro 3.902 migliaia;
- maggiori costi per materiali servizi e oneri diversi (a parità di perimetro) per Euro 7.365 migliaia
- maggiore costo del personale (a parità di perimetro) per Euro 1.372 migliaia;
- maggiori ammortamenti e accantonamenti (a parità di perimetro) per Euro 2.122 migliaia.

L'**utile netto consolidato** dell'esercizio 2011 ammonta ad Euro 8.259 migliaia, registrando un decremento di Euro 24.585 migliaia (-74,9%) rispetto all'esercizio precedente.

La variazione dell'utile è dovuta ai seguenti fattori:

- incremento del risultato operativo, come precedentemente commentato, per Euro 12.282 migliaia;
- la valutazione con il metodo del patrimonio netto della società collegata Sinergie Italiane S.r.l. che, in funzione della significativa perdita conseguita, ha avuto un effetto negativo per Euro 21.743 migliaia;
- incremento degli altri oneri finanziari netti per Euro 2.397 migliaia;
- incremento delle imposte per Euro 12.728 migliaia, a seguito dell'incremento delle basi imponibili e delle aliquote di imposta

Il tax rate, calcolato normalizzando il risultato ante imposte dagli effetti del consolidamento con il metodo del patrimonio netto della società Sinergie Italiane, passa dal 38,9% al 52,6% a causa principalmente della maggiorazione delle aliquote d'imposta introdotta dai recenti provvedimenti governativi (D.L. n. 138 del 13 agosto 2011 convertito con L. n. 148 del 14 settembre 2011).

L'incremento del carico fiscale collegato all'introduzione della maggiorazione delle aliquote IRES è pari a 8,9 milioni di Euro, di cui 4,0 milioni di Euro sono costituiti da maggiori imposte correnti e 4,9 milioni di Euro da imposte differite che hanno natura non ripetitiva.

Andamento della gestione – La situazione finanziaria

La tabella che segue mostra la composizione dell'indebitamento finanziario netto così come richiesto dalla comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	31.12.2010
A Cassa	21	40
B Altre disponibilità liquide	44.833	23.273
C Titoli detenuti per la negoziazione		
D Liquidità (A) + (B) + (C)	44.854	23.313
E Crediti finanziari correnti	14.189	4.088
F Debiti bancari correnti	(186.145)	(112.039)
G Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(6.934)	(848)
H Altri debiti finanziari correnti	(21.679)	(4.283)
I Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	(214.757)	(117.170)
J Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	(155.714)	(89.769)
K Debiti bancari non correnti	(44.889)	(5.529)
L Obbligazioni emesse		
M Altri debiti non correnti	(619)	(697)
N Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	(45.507)	(6.225)
O Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	(201.221)	(95.995)

L'indebitamento finanziario netto passa da Euro 95.995 migliaia al 31 dicembre 2010 ad Euro 201.221 migliaia, registrando un peggioramento di Euro 105.226 migliaia.

Si presentano di seguito alcuni dati relativi ai flussi finanziari del Gruppo:

(Migliaia di Euro)	2011	2010
Risultato netto del gruppo	6.266	31.174
Ammortamenti	19.938	17.085
Svalutazione dei crediti	7.372	4.841
(a) Autofinanziamento	33.576	53.100
(b) Rettifiche per raccordare l'utile netto alla variazione della posizione finanziaria generata dalla gestione operativa:	(30.347)	(20.630)
(c) Variazione della posizione finanziaria generata dall'attività operativa = (a) + (b)	3.229	32.470
(d) Variazione della posizione finanziaria generata dall'attività di investimento	(70.819)	(27.060)
(e) Altre variazioni della posizione finanziaria	(37.637)	(22.317)
Variazione della posizione finanziaria netta = (c) + (d) + (e)	(105.227)	(16.907)

Il flusso di cassa generato dalla gestione operativa, pari ad Euro 3.229 migliaia, è stato determinato principalmente da autofinanziamento (Euro 33.576 migliaia), mentre la gestione del capitale circolante netto ha assorbito risorse finanziarie per Euro 30.347 migliaia.

La variazione del capitale circolante netto è stata influenzata in modo significativo dalla variazione della posizione complessiva verso l'Ufficio Tecnico Imposte di Fabbricazione e Regioni, che ha determinato un assorbimento di risorse finanziarie per Euro 28.855 migliaia, dal peggioramento nella gestione del capitale circolante netto tipicamente commerciale, che ha determinato un assorbimento di risorse finanziarie per Euro 22.925 migliaia e dall'accantonamento al fondo rischi a copertura delle perdite della collegata Sinergie Italiane per Euro 21.154 migliaia.

L'attività di investimento in immobilizzazioni e in partecipazioni ha generato un fabbisogno di cassa di Euro 70.819 migliaia al netto delle dismissioni. Per il dettaglio degli investimenti si rimanda al paragrafo successivo.

Le altre variazioni della posizione finanziaria netta, pari a Euro 37.637 migliaia, sono legate ai movimenti di patrimonio Netto, principalmente spiegati dalla distribuzione di dividendi (Euro 24.183 migliaia) e dall'acquisto di azioni proprie (Euro 2.648 migliaia).

Andamento della gestione – Gli investimenti

Migliaia di Euro	31.12.2011	Da nuove acquisizioni	Al netto delle nuove acquisizioni
Diritti di brevetto industriale ed opere dell'ingegneria	108	26	82
Concessioni, licenze, marchi e diritti	6.606	1.915	4.691
Altre immobilizzazioni immateriali	10.014	9.482	532
Impianti e macchinari in regime di concessione	24.993	12.750	12.243
Imm.materiali in corso in regime di concessione	3.241	104	3.137
Immobilizzazioni immateriali in corso ed acconti	115	70	45
Altre immobilizzazioni immateriali	45.079	24.349	20.730
Terreni e fabbricati	4.584		4.584
Impianti e macchinari	14.244		14.244
Attrezzature industriali e commerciali	175	59	116
Altri beni	1.637	206	1.431
Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti	814		814
Immobilizzazioni materiali	21.453	265	21.189
Totale Investimenti	66.532	24.613	41.918

A parità di perimetro di consolidamento gli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio in immobilizzazioni immateriali risultano pari ad Euro 20.730 migliaia e sono principalmente relativi a costi sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale per complessivi Euro 15.380 migliaia ed in concessioni, licenze, marchi e diritti simili per Euro 4.691 migliaia.

Gli investimenti effettuati nell'esercizio 2011 per la realizzazione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale, comprensivi delle riclassifiche da immobilizzazioni in corso, risultano pari ad Euro 13.241 migliaia, e sono principalmente relativi a costi sostenuti per la realizzazione di allacciamenti per Euro 4.266 migliaia, della rete di distribuzione del gas naturale per Euro 4.408 migliaia e per la realizzazione di cabine di decompressione e gruppi di riduzione per complessivi Euro 760 migliaia.

Gli investimenti realizzati in Concessione, licenze, marchi e diritti sono principalmente spiegati dai costi sostenuti per l'acquisizione della concessione per la distribuzione del gas naturale nel comune di Marostica, sito in provincia di Vicenza. La concessione ha durata 12 anni ed il prezzo corrisposto all'Ente Locale risulta pari ad Euro 3.016 migliaia.

A parità di perimetro di consolidamento gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio in immobilizzazioni materiali risultano pari ad Euro 21.189 migliaia e sono principalmente relativi ai costi sostenuti per la realizzazione di impianti fotovoltaici ed ai costi sostenuti per la realizzazione dell'edificio polivalente sito in via Verizzo nel comune di Pieve di Soligo.

Nel corso dell'esercizio 2011 la voce terreni e fabbricati ha rilevato investimenti per complessivi Euro 4.584 migliaia principalmente spiegati dai costi sostenuti per la realizzazione dell'edificio polivalente sito in via Verizzo nel comune di Pieve di Soligo.

Gli investimenti realizzati in impianti e macchinari sono principalmente relativi ai costi sostenuti per la realizzazione di impianti fotovoltaici costruiti parzialmente in economia. Gli impianti fotovoltaici realizzati ed attivati nel 2011 sono stati costruiti dalle società controllate Gioia S.r.l. per Euro 573 migliaia, Palo 6 S.r.l. per Euro 614 migliaia, Ascoenergy S.r.l. per Euro 136 migliaia, e Gioia 2 S.r.l. per Euro 6.074 migliaia e De-Stern 5 S.r.l. per Euro 6.757 migliaia.

Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto individuale con il patrimonio netto consolidato

	31.12.2011	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2010
	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale
<i>(migliaia di Euro)</i>				
Patrimonio netto e risultato d'esercizio come riportati nel bilancio d'esercizio della società controllante	6.174	336.041	21.165	355.072
Eliminazione del valore di carico delle partecipazioni consolidate	(0)	(109.323)		(85.914)
Risultati conseguiti da controllate	32.127	32.127	25.242	25.242
Variazioni				
Avviamenti	(204)	72.896	(614)	65.110
Valore delle liste dei contratti e dei rapporti con la clientela, al netto del relativo effetto fiscale	(2.190)	7.013	(1.244)	9.381
Plusvalore delle reti di distribuzione, al netto del relativo effetto fiscale	(2.040)	14.793	(496)	14.022
Differenze di traduzione agli IFRS dei bilanci con differenti principi contabili	(612)	370	84	785
Eliminazione dei dividendi infrarubbo	(26.606)	0	(10.439)	(0)
Effetti della valutazione delle collegate col metodo del patrimonio netto	2.897	(4.173)	(2.049)	(4.243)
Effetti derivanti da altre scritture	(1.287)	12.825	1.196	(55)
Totale variazioni rilevate, al netto degli effetti fiscali	(30.042)	103.723	13.561	(85.000)
Risultato netto d'esercizio e Patrimonio netto come riportati nel bilancio consolidato	8.259	362.568	32.845	379.400
Quote di terzi di patrimonio netto e risultato	1.993	4.696	1.671	3.866
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto del Gruppo come riportati nel bilancio consolidato	6.266	357.871	31.174	375.535

Gruppo Ascopiave

Prospetti del bilancio consolidato

al 31 dicembre 2011

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2011 e al 31 dicembre 2010

(migliaia di Euro)		31.12.2011	31.12.2010
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
Avviamento	(1)	116.143	91.896
Altre immobilizzazioni immateriali	(2)	342.903	318.870
Immobilizzazioni materiali	(3)	61.983	43.814
Partecipazioni	(4)	1	1
Altre attività non correnti	(5)	10.659	4.472
Crediti per imposte anticipate	(6)	16.082	11.660
Attività non correnti		547.770	470.712
Attività correnti			
Rimanenze	(7)	5.297	4.249
Crediti commerciali	(8)	298.692	229.806
Altre attività correnti	(9)	77.376	26.471
Attività finanziarie correnti	(10)	14.189	4.088
Crediti tributari	(11)	318	610
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(12)	44.854	23.313
Attività correnti		440.726	288.538
Attività		988.496	759.250
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Patrimonio netto Totale			
Capitale sociale		234.412	234.412
Riserve		117.193	109.949
Risultato dell'esercizio di Gruppo		6.266	31.174
Patrimonio netto di Gruppo		357.871	375.535
Patrimonio Netto di Terzi		4.696	3.866
Patrimonio netto Totale	(13)	362.568	379.400
Passività non correnti			
Fondi rischi ed oneri	(14)	24.868	3.622
Tattamento di fine rapporto	(15)	3.686	2.870
Finanziamenti a medio e lungo termine	(16)	44.889	5.529
Altre passività non correnti	(17)	19.390	15.044
Passività finanziarie non correnti	(18)	619	697
Debiti per imposte differite	(19)	34.523	25.989
Passività non correnti		127.973	53.751
Passività correnti			
Debiti verso banche e finanziamenti	(20)	193.078	112.887
Debiti commerciali	(21)	250.083	166.079
Debiti tributari	(22)	6.125	3.722
Altre passività correnti	(23)	26.990	39.127
Passività finanziarie correnti	(24)	21.679	4.283
Passività correnti		497.955	326.098
Passività		625.929	379.849
Passività e patrimonio netto		988.496	759.250

Conto economico consolidato e conto economico complessivo consolidato

(migliaia di Euro)		Esercizio 2011	Esercizio 2010
Ricavi	(25)	1102.590	855.884
Totale costi operativi		1.014.616	782.715
Costi acquisto materia prima gas	(26)	772.580	608.458
Costi acquisto altre materie prime	(27)	71.698	51.572
Costi per servizi	(28)	125.203	87.528
Costi del personale	(29)	24.323	21.091
Altri costi di gestione	(30)	21.425	15.054
Altri proventi	(31)	612	989
Ammortamenti	(32)	19.938	17.414
Risultato operativo		68.037	55.754
Proventi finanziari	(33)	1.795	1.309
Oneri finanziari	(33)	4.959	2.077
Valutaz. impr. collegate con il metodo del patrimoni	(33)	(22.478)	(735)
Utile ante imposte		42.395	54.253
Imposte dell'esercizio	(34)	34.136	21.408
Risultato netto dell'esercizio		8.259	32.845
Risultato dell'esercizio di Gruppo		6.266	31.174
Risultato dell'esercizio di Terzi		1.993	1.671
Conto Economico Complessivo			
Variazione netta delle riserve per valutazione patrimonio netto di imprese collegate	*	1.270	(1.158)
Risultato del conto economico complessivo		9.530	31.686
Risultato netto complessivo del gruppo		7.537	30.016
Risultato netto complessivo di terzi		1.993	1.671
Utile base per azione		0,03	0,13
Utile netto diluito per azione		0,03	0,13

La voce è relativa a Sinergie Italiane S.r.l. come esposto nella nota 4 "Partecipazioni".

Prospetti delle variazioni nelle voci di patrimonio netto consolidato

(Euro migliaia)	Capitale sociale	Riserva legale	Azioni proprie	Altre riserve	Risultato dell'esercizio	Patrimonio netto del gruppo	Risultato e Patrimonio Netto di Terzi	Totale Patrimonio netto
Saldo al 01/01/2011	234.412	46.882	(13.073)	76.140	31.173	375.534	3.866	379.401
Risultato dell'esercizio					6.266	6.266	1.993	8.259
Riserva valutazione Patrimonio netto società collegate				1.270		1.270		1.270
Totale risultato conto economico complessivo				1.270	6.266	7.537	1.993	9.530
Destinazione risultato 2010				31.173	(31.173)	(0)		(0)
Dividendi distribuiti ad azionisti di Ascopiave S.p.A.				(22.557)		(22.557)		(22.557)
Dividendi distribuiti ad azionisti terzi						(0)	(1.626)	(1.626)
Variazione dell'area di consolidamento						(0)	464	464
Acquisto azioni proprie			(2.648)			(2.648)		(2.648)
Altri movimenti				4		4		4
Saldo al 31/12/2011	234.412	46.882	(15.721)	86.031	6.266	357.870	4.696	362.567

Descrizione	Capitale sociale	Riserva legale	Azioni proprie	Altre riserve	Risultato dell'esercizio	Patrimonio netto di Gruppo	Risultato e patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto Totale
Saldo al 01/01/2010	234.412	46.882	(11.747)	72.410	25.288	367.245	2.851	370.096
Risultato dell'esercizio					31.173	31.173	1.671	32.844
Riserva valutazione Patrimonio netto società collegate				(1.159)		(1.159)		(1.159)
Totale risultato conto economico complessivo				(1.159)	31.173	30.014	1.671	31.685
Destinazione risultato 2009				25.288	(25.288)	(0)		(0)
Dividendi distribuiti ad azionisti di Ascopiave S.p.A.				(20.349)		(20.349)		(20.349)
Dividendi distribuiti ad azionisti terzi						(0)	(642)	(642)
Acquisto e rettifiche su azioni proprie			(1.326)			(1.326)		(1.326)
Altri movimenti				(50)		(50)	(14)	(63)
Saldo al 31/12/2010	234.412	46.882	(13.073)	76.141	31.173	375.534	3.867	379.401

Rendiconto finanziario consolidato

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Utile netto dell'esercizio di gruppo	6.266	31.174
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa		
Rettif.per raccordare l'utile netto alle disponibilità liquide		
Risultato di pertinenza di terzi	1.993	1.671
Ammortamenti	19.938	17.085
Svalutazione dei crediti	7.372	4.841
Variazione delle imposte differite/anticipate	894	(1.626)
Variazione del trattamento di fine rapporto	216	(67)
Variazione netta altri fondi	(5)	(61)
Valutaz.impr.collegate con il metodo patr.netto	22.425	2.049
Plusvalenze su cessioni immobilizzazioni	0	(365)
Variazioni nelle attività e passività:		
Rimanenze di magazzino	(844)	(823)
Crediti verso clienti	(34.188)	(47.280)
Altre attività correnti	(47.936)	(6.092)
Crediti tributari e debiti tributari	2.229	2.746
Debiti commerciali	45.860	14.218
Altre passività correnti	(22.867)	13.901
Altre attività non correnti	(1.466)	204
Altre passività non correnti	3.319	896
Totale rettifiche e variazioni	(3.060)	1.296
Flussi cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa	3.207	32.470
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento		
Avviamento da conferimento		329
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(19.700)	(12.324)
Realizzo di immobilizzazioni immateriali	2.654	410
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(22.057)	(16.787)
Realizzo di immobilizzazioni materiali	5	230
Cessioni/(Acquisizioni) di partecipazioni e accounti	(31.721)	1.146
Altri movimenti di patrimonio netto	467	(64)
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento	(70.352)	(27.060)
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività finanziaria		
Variazione netta debiti verso altri finanziatori	(78)	(50)
Variaz.netta finanziamenti verso banche a breve	73.741	18.255
Variazione netta finanziamenti verso collegate	7.044	(29)
Acquisto azioni proprie	(2.648)	(1.326)
Variazione netta finanziamenti medio lungo termine	34.810	1.202
Dividendi distribuiti a azionisti Ascopiave S.p.A.	(22.557)	(20.349)
Dividendi distribuiti ad azionisti terzi	(1.626)	(642)
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività finanziaria	88.686	(2.939)
Variazione delle disponibilità liquide	21.541	2.471
Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	23.313	20.842
Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio	44.854	23.313

Informazioni supplementari	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Interessi pagati	4.524	1.531
Imposte pagate	6.741	3.493

NOTE ESPLICATIVE

Informazioni societarie

La pubblicazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 di Ascopiave S.p.A. è stata autorizzata con delibera del Consiglio di Amministrazione del 15 marzo 2012. Ascopiave S.p.A. è una società per azioni costituita e domiciliata in Italia.

L'attività del gruppo Ascopiave

Ascopiave opera principalmente nei settori della distribuzione e della vendita di gas naturale ai consumatori finali, oltre che in altri settori correlati al core business, quali la vendita di energia elettrica e la gestione calore.

Per ampiezza del bacino di clientela e per quantitativi di gas venduto, Ascopiave è attualmente uno dei principali operatori del settore in ambito nazionale.

Il Gruppo detiene concessioni e affidamenti diretti per la gestione dell'attività di distribuzione in 212 Comuni, fornendo il servizio ad un bacino di utenza di oltre un milione di abitanti. Il Gruppo è proprietario della rete di distribuzione gestita, che si estende per circa 8.500 chilometri.

L'attività di vendita di gas naturale è svolta attraverso diverse società, alcune delle quali controllate con quote maggioritarie, altre partecipate al 49% o al 51% e sulle quali il Gruppo esercita un controllo congiunto con gli altri soci. Complessivamente considerate, le società controllate e partecipate forniscono gas ad oltre un milione di abitanti.

Criteri generali di redazione ed espressione di conformità agli IFRS

Criteri di redazione

Il bilancio consolidato del Gruppo Ascopiave al 31 dicembre 2011 è stato redatto in conformità agli International Financial Reporting Standard (di seguito IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e omologati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio Europeo del 19 luglio 2002 entro il 31 dicembre 2010, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005.

Il bilancio consolidato si basa sul principio del costo storico, tenendo conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione nonché sul presupposto della continuità aziendale.

I principi contabili adottati sono omogenei a quelli utilizzati nella redazione del bilancio al 31 dicembre 2010 ad eccezione dell'adozione degli IFRS o IFRIC di nuova applicazione per i quali si rimanda al paragrafo successivo "Principi contabili di recente emanazione".

Il bilancio consolidato del Gruppo Ascopiave S.p.A. al 31 dicembre 2011 è oggetto di revisione contabile da parte della società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A..

Il presente bilancio consolidato è stato predisposto dal Consiglio di Amministrazione sulla base delle scritture contabili aggiornate al 31 dicembre 2011 ed è corredato dalla relazione sulla gestione sull'andamento del Gruppo Ascopiave S.p.A.

A fini comparativi i prospetti consolidati presentano il confronto con i dati patrimoniali del bilancio al 31 dicembre 2010 e con i dati economici del 2010.

Il bilancio consolidato è redatto in euro arrotondando gli importi alle migliaia di euro se non altrimenti indicato, ed è composto dalla situazione patrimoniale-finanziaria consolidata, dal conto economico consolidato e dal conto economico complessivo consolidato, dal prospetto delle variazioni nelle movimentazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle seguenti note esplicative.

I valori utilizzati per il consolidamento sono desunti dalle situazioni economiche e patrimoniali predisposte da parte degli Amministratori delle singole società controllate. Tali dati sono stati opportunamente modificati e riclassificati, ove necessario, per uniformarli ai principi contabili internazionali e ai criteri di classificazione omogenei nell'ambito del Gruppo.

Schemi di bilancio

Le voci dello schema dello stato patrimoniale sono classificate in "correnti" e "non correnti", quelle del conto economico sono classificate per natura. Il prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto adottato è quello che riconcilia i saldi di apertura e di chiusura di ciascuna voce del patrimonio netto. Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il metodo "indiretto", rettificando l'utile di esercizio delle componenti di natura non monetaria. Si ritiene che tali schemi rappresentino adeguatamente la situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Principi contabili di recente emanazione

I principi contabili adottati dal Gruppo sono omogenei a quelli utilizzati al 31 dicembre 2010; non ci sono Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni che sono stati applicati per la prima volta dal Gruppo a partire dal 1 gennaio 2011.

L'adozione dei seguenti IFRS o IFRIC nuovi o rivisti, efficaci a partire dal 1 gennaio 2011, non ha avuto effetti economici e patrimoniali sul bilancio consolidato anche perché disciplinano fattispecie e casistiche non presenti all'interno del Gruppo alla data del presente bilancio, ma potrebbero avere effetti contabili su transazioni o accordi futuri:

- IFRIC 14 Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima – La modifica rimuove una conseguenza non intenzionale che si verifica quando un'entità è soggetta a requisiti di contribuzione minima e provvede a un pagamento anticipato per far fronte a tali requisiti. La modifica consente a un'entità di trattare i pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima come un'attività. La Società non è soggetta a requisiti di contribuzione minima in Europa. La modifica in oggetto non ha quindi avuto alcun impatto sulla posizione finanziaria o sul risultato della Società;

- IAS 32 Strumenti finanziari: esposizione in bilancio – L'emendamento modifica la definizione di passività finanziaria al fine della classificazione dell'emissione di diritti denominati in valuta estera (e di alcune opzioni e warrant) come strumenti rappresentativi di capitale nei casi in cui questi strumenti siano attribuiti su base pro-rata a tutti i detentori della stessa classe di uno strumento (non derivato) rappresentativo di capitale dell'entità, o per l'acquisto di un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale dell'entità per un ammontare fisso in una qualsiasi valuta. Questa modifica non ha avuto alcun impatto sulla posizione finanziaria o sul risultato della Società in quanto la stessa non possiede questa tipologia di strumenti;
- IFRS 3 – Aggregazioni aziendali– Sono state modificate le opzioni disponibili per la misurazione delle interessenze di terzi (NCI). E' possibile valutare al fair value o alternativamente in rapporto alla quota proporzionale dell'attivo netto identificabile della società acquisita solo le componenti delle interessenze di terzi che rappresentano una quota effettiva di partecipazione che garantisce ai detentori una quota proporzionale nell'attivo netto della società in caso di liquidazione. Tutte le altre componenti devono essere valutate al fair value alla data di acquisizione;
- IFRS 7 Strumenti finanziari: informazioni integrative – la modifica è finalizzata a semplificare e a migliorare l'informativa attraverso, rispettivamente, la riduzione del volume dell'informativa relativa alle garanzie detenute e la richiesta di una maggiore informativa qualitativa per meglio contestualizzare la parte quantitativa;

Si segnala inoltre che sono stati emanati dallo IASB i seguenti principi o interpretazioni già adottati dall'Unione Europea, che il Gruppo non ha adottato in via anticipata ma la cui adozione sarà obbligatoria per i periodi contabili che inizieranno successivamente al 1 gennaio 2012:

- IAS 1 Presentazione del bilancio – La modifica allo IAS 1 cambia il raggruppamento delle altre componenti di conto economico complessivo. Le voci che potrebbero essere riclassificate (o “riciclate”) nel conto economico in futuro (per esempio, alla cancellazione o liquidazione) dovrebbero essere presentate separatamente rispetto alle voci che non saranno mai riclassificate. La modifica riguarda solo la modalità di presentazione e non ha alcun impatto sulla posizione finanziaria del Gruppo o sui risultati. La modifica entra in vigore per gli esercizi che hanno inizio al 1 luglio 2012 o successivamente;
- IAS 19 Benefici ai dipendenti – Lo IASB ha emesso numerose modifiche allo IAS 19. Queste spaziano da cambiamenti radicali quali l'eliminazione del meccanismo del corridoio e del concetto dei rendimenti attesi dalle attività del piano, a semplici chiarimenti e terminologia. Le modifiche sono effettive per gli esercizi che hanno inizio al 1 gennaio 2013 o successivamente;
- IAS 27 Bilancio separato – A seguito dei nuovi IFRS 10 e IFRS 12, quello che rimane dello IAS 27 è limitato alla contabilizzazione delle società controllate, a controllo congiunto e collegate, nel bilancio separato. Le modifiche diventano effettive per gli esercizi che hanno inizio al 1 gennaio 2013 o successivamente;
- IAS 28 Partecipazioni in società collegate – A seguito dei nuovi IFRS 11 e IFRS 12, lo IAS 28 è stato rinominato Partecipazioni in società collegate e a controllo congiunto, e descrive l'applicazione del metodo del patrimonio netto per le partecipazioni in società a controllo congiunto, in aggiunta alle collegate. Le modifiche sono effettive per gli esercizi che hanno inizio al 1 gennaio 2013 o successivamente;

- IFRS 10 Bilancio consolidato – L’IFRS 10 sostituisce la parte dello IAS 27 Bilancio consolidato e separato che disciplina la contabilizzazione del bilancio consolidato. Esso comprende anche le problematiche sollevate nel SIC-12 Consolidamento – Società a destinazione specifica.
L’IFRS 10 stabilisce un singolo modello di controllo che si applica a tutte le società, comprese le società a destinazione specifica (special purpose entities). I cambiamenti introdotti dall’IFRS 10 richiederanno al management, rispetto alle richieste che erano presenti nello IAS 27, valutazioni discrezionali rilevanti per determinare quali società sono controllate e, quindi, devono essere consolidate dalla controllante. Questo principio si applica dagli esercizi con inizio al 1 gennaio 2013, o successivamente;
- IFRS 12 Informativa su partecipazioni in altre imprese – L’IFRS12 include tutte le disposizioni in materia di informativa in precedenza incluse nello IAS 27 relativo al bilancio consolidato, nonché tutte le disposizioni di informativa dello IAS 31 e dello IAS 28. Questa informativa è relativa alle partecipazioni di una società in società controllate, controllate congiuntamente, collegate e in veicoli strutturati. Sono inoltre previste nuove casistiche di informativa. Questo principio si applica dagli esercizi con inizio al 1 gennaio 2013, o successivamente;
- IFRS 13 Valutazione al fair value (valore equo) – L’IFRS 13 stabilisce una singola linea guida nell’ambito degli IFRS per tutte le valutazioni al fair value. L’IFRS 13 non modifica i casi in cui sia richiesto di utilizzare il fair value, ma piuttosto fornisce una guida su come valutare il fair value in ambito IFRS, quando l’applicazione del fair value è richiesta o permessa. Questo principio è effettivo per gli esercizi con inizio al 1 gennaio 2013.

Utilizzo di Stime

La redazione del bilancio e delle relative note in applicazione degli IFRS richiede da parte del management l’effettuazione di stime e di ipotesi che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività del bilancio consolidato e sull’informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data della stessa.

Le stime sono utilizzate per rilevare:

- Durata e valore residuo dei beni in concessione: l’attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto “periodo transitorio” (per il Gruppo Ascopiave nel periodo che varia tra il 31 dicembre 2010 e il 31 dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale. In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al predetto valore industriale. Le stime sono inoltre utilizzate per valutare gli effetti dei contenziosi sull’applicazione delle tariffe di distribuzione e/o di vendita e quelli con i Comuni per il riconoscimento del valore di riscatto dei beni oggetto di concessione restituiti a scadenza della stessa;

- Riduzioni durevoli di valore di attività non finanziarie: Il Gruppo verifica, ad ogni data di bilancio, se ci sono indicatori di riduzioni durevoli di valore per tutte le attività non finanziarie.

In particolare l'avviamento viene sottoposto a verifica circa eventuali perdite di valore con periodicità almeno annuale ed in corso d'anno se tali indicatori esistono; detta verifica richiede una stima del valore d'uso dell'unità generatrice di flussi finanziari cui è attribuito l'avviamento, a sua volta basata sulla stima dei flussi finanziari attesi dall'unità e sulla loro attualizzazione in base a un tasso di sconto adeguato.

Al 31 dicembre 2011 il valore contabile dell'avviamento ammonta ad Euro 116.143 migliaia (2010: Euro 91.896 migliaia). Maggiori dettagli sono esposti alla nota 1;

- la valorizzazione dei ricavi per consumi di gas erogato per i quali non è ancora disponibile una lettura effettiva e la valorizzazione dei ricavi per la determinazione del Vincolo dei Ricavi Totale per i quali non è ancora è determinato, per ciascun anno, in funzione del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno di riferimento dall'impresa, nonché della tariffa di riferimento, i cui valori sono fissati e pubblicati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di entrata in vigore. A causa del rinvio della data di approvazione del vincolo dei ricavi totali definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2011, lo stesso è stato provvisoriamente contabilizzato a mezzo di un processo si stima che ha visto applicare, ai dati comunicati all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, gli algoritmi di calcolo definiti dalla normativa e utilizzando dei parametri generali rilevanti comunicati dall'Autorità stessa.

- gli accantonamenti per rischi su crediti
- gli effetti dei contenziosi sull'applicazione delle tariffe di distribuzione e/o di vendita e quelli con i comuni per il riconoscimento del valore di riscatto dei beni oggetto di concessione restituiti a scadenza della stessa,
- l'obsolescenza di magazzino,
- le vite utili delle immobilizzazioni immateriali e materiali ed i relativi ammortamenti,
- i benefici ai dipendenti ed i piani per pagamenti basati su opzioni su azioni (c.d. phantom stock option)
- le imposte
- gli accantonamenti per rischi ed oneri.

Le stime e le ipotesi sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi immediatamente a conto economico. Nell'applicare i principi contabili di gruppo, gli amministratori hanno assunto decisioni basate sulle citate valutazioni discrezionali con un effetto significativo sui valori iscritti a bilancio. Tuttavia, l'incertezza circa tali ipotesi e stime potrebbe determinare esiti che richiederebbero, in futuro, un aggiustamento significativo al valore contabile di tali attività e/o passività

La determinazione del fondo rischi relativo alla società collegata, stimato dagli Amministratori, sulla base delle informazioni rese disponibili dalla collegata, potrebbe discostarsi, in relazione ai dati di bilancio definitivi della collegata Sinergie Italiane S.r.l., che saranno resi disponibili in data successiva all'approvazione del presente progetto di bilancio.

Principi di consolidamento

Il bilancio consolidato comprende i bilanci di Ascopiave S.p.A. e delle società controllate redatti al 31 dicembre di ogni anno.

Le società controllate sono consolidate integralmente a partire dalla data di acquisizione, ovvero dalla data in cui il gruppo acquisisce il controllo, e cessano di essere consolidate alla data in cui il controllo è trasferito al di fuori del gruppo.

I bilanci delle controllate sono redatti adottando per ciascuna chiusura contabile i medesimi principi contabili della controllante.

Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzate, derivanti da rapporti intrattenuti fra società del gruppo sono completamente eliminati.

Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico. Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale avviamento a essi attribuibile (cd. *partial goodwill method*). In alternativa, nel caso di assunzione del controllo non totalitario, è rilevato l'intero ammontare dell'avviamento (*goodwill negativo*) generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. *full goodwill method*); in relazione a ciò, le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche l'avviamento (*goodwill negativo*).

In presenza di quote di partecipazioni acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata a patrimonio netto; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita di controllo.

Le società a controllo congiunto sono consolidate con il metodo proporzionale, sommando linea per linea la propria quota in ciascuna attività, passività, ricavi e costi dell'impresa a controllo congiunto con le rispettive voci del bilancio consolidato. Le società a controllo congiunto redigono il bilancio per lo stesso esercizio finanziario della capogruppo e applicano principi contabili omogenei. Eventuali disomogeneità nei principi contabili applicati sono corrette mediante rettifiche.

Le società collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto con indicazione separata nel bilancio consolidato della quota di risultato di pertinenza del Gruppo. Il bilancio più recente disponibile della società collegata è utilizzato nell'applicazione del metodo del patrimonio netto. Quando la data di chiusura dell'esercizio della partecipante è diversa da quella della società collegata oppure viene redatto con principi contabili differenti, la società collegata predispone un bilancio, ad uso della partecipante, alla stessa data del bilancio della partecipante e con i medesimi principi contabili, a meno che ciò non risulti fattibile. Quando il bilancio di una società collegata utilizzato nella applicazione del metodo del patrimonio netto è riferito a una data diversa da quella della partecipante, vengono effettuate le opportune rettifiche per le operazioni o i fatti significativi che siano intervenuti tra quella data e la data di fine esercizio.

Area di consolidamento al 31 dicembre 2011

Le società incluse nell'area di consolidamento al 31 dicembre 2011 e consolidate con il metodo integrale, proporzionale o con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

Denominazione	Sede legale	Capitale sociale versato	Quota di pertinenza del gruppo	Quota di controllo diretto	Quota di controllo indiretto
Società capogruppo					
Ascopiave S.p.a.	Pieve di Soligo (TV)				
Società controllate consolidate integralmente					
Ascotrade S.p.a.	Pieve di Soligo (TV)	1.000.000	89,00%	89%	0%
Global Energy s.r.l.	Pieve di Soligo (TV)	20.000	100,00%	100%	0%
Consorzio RE	Pieve di Soligo (TV)	100.000	58,91%	0%	60%
Etraenergia S.r.l.	Cittadella (PD)	100.000	51,00%	51%	0%
ASMDG S.R.L.	Rovigo (RO)	7.000.000	100,00%	100%	0%
Edigas Due S.r.l.	Cemusco sul Naviglio (MI)	120.000	100,00%	100%	0%
Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.	Cemusco sul Naviglio (MI)	1.000.000	100,00%	100%	0%
AscoEnergy S.r.l.	Pieve di Soligo (TV)	300.000	70,00%	70%	0%
Amgas Blu S.r.l.	(2) Foggia (FG)	10.000	80,00%	0%	80%
Blue Meta S.p.A.	Orio Al Serio (BG)	606.123	100,00%	100%	0%
Pasubio Servizi S.r.l.	Schio (VI)	250.000	100,00%	100%	0%
Ascoblu S.r.l.	Pieve di Soligo (TV)	10.000	100,00%	100%	0%
Società a controllo congiunto consolidate con il metodo proporzionale					
ASMSET S.R.L.	(1) Rovigo (RO)	200.000	49,00%	49%	0%
Estenergy S.p.A.	(2) Trieste (TS)	1.718.096	49,00%	49%	0%
Veritas Energia S.r.l.	(3) Venezia	1.000.000	51,00%	51%	0%
Urigas Distribuzione S.r.l.	(4) Nembro (BG)	3.700.000	48,86%	49%	0%
Serin S.r.l.	(5) Carugo (BA)	100.000	35,00%	0%	50%
Specchiano S.r.l.	(6) Pieve di Soligo (TV)	10.000	35,00%	0%	100%
Lucania S.r.l.	(6) Pieve di Soligo (TV)	10.000	35,00%	0%	100%
Palosol S.r.l.	(6) Corato (BA)	100.000	35,00%	0%	100%
Pal6 S.r.l.	(6) Pieve di Soligo (TV)	10.000	35,00%	0%	100%
Gioia S.r.l.	(6) Pieve di Soligo (TV)	10.000	35,00%	0%	100%
Masseria S.r.l.	(6) Pieve di Soligo (TV)	10.000	35,00%	0%	100%
De Stem 5 S.r.l.	(6) Parma (PR)	55.000	35,00%	0%	100%
Quintasol S.r.l.	(6) Pieve di Soligo (TV)	30.000	35,00%	0%	100%
Gioia 2 S.r.l.	(6) Pieve di Soligo (TV)	111.995	35,00%	0%	100%
Società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto					
Sinergie Italiane S.r.l.	Milano (MI)	3.000.000	27,60%	27,60%	0%

(1) Controllo congiunto con ASM Rovigo S.p.A.;

(2) Controllo congiunto con Acegas-APS S.p.A. ;

(3) Controllo congiunto con Veritas S.p.A. ;

(4) Controllo congiunto con Anita S.p.A. ;

(5) Controllo congiunto di Asco Energy S.r.l. con Agroenergetica S.r.l.;

(6) Controllata da Serin S.r.l.;

(7) Controllata da Asco Blu S.r.l.

(8) Controllata per il 57% da Global Energy S.r.l., 1% da Ascotrade S.p.A. , 1% da Etra S.r.l., 1% da Veritas S.r.l.

Dati di sintesi delle società consolidate proporzionalmente e delle società consolidate integralmente

Descrizione	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	Risultato netto	Patrimonio netto	Posizione finanziaria netta (disponibilità)	Principi contabili di riferimento
Ascopiave S.p.a.	75.035	6.174	336.041	133.534	IFRS
AscoEnergy S.r.l.	84	(111)	97	2.474	Ita Gaap
Ascotrade S.p.a.	664.923	16.637	30.691	22.776	IFRS
Global Energy s.r.l.	1.334	(539)	1.850	(134)	Ita Gaap
Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.p.A.	5.525	1.037	8.639	(1.294)	Ita Gaap
Estenergy S.p.A.	329.323	8.986	15.330	19.753	IFRS
Etraenergia S.r.l.	4.170	(175)	264	(367)	Ita Gaap
Edigas Due S.r.l.	42.734	1.067	2.685	893	Ita Gaap
Gioia S.r.l.	609	143	155	3.251	Ita Gaap
Lucania S.r.l.	678	250	915	1.730	Ita Gaap
Masseria S.r.l.	662	261	909	1.799	Ita Gaap
Pasubio Servizi S.r.l.	51.512	2.303	5.183	(4.939)	Ita Gaap
Quintasol S.r.l.	685	240	800	1.885	Ita Gaap
De Stem 5 S.r.l.	707	55	3.161	9.935	Ita Gaap
ASMDG S.R.L.	3.932	843	11.503	199	Ita Gaap
ASMSET S.R.L.	39.353	2.014	2.660	(9.438)	Ita Gaap
Veritas Energia S.r.l.	100.295	1.272	3.273	7.478	Ita Gaap
Serin S.r.l.	1.196	339	4.451	2.158	Ita Gaap
Specchiano S.r.l.	689	226	768	2.596	Ita Gaap
Ascoblu S.r.l.		(153)	104	11.053	Ita Gaap
Amgas Blu S.r.l.	8.814	255	265	2.261	Ita Gaap
Unigas Distribuzione S.r.l.	12.552	5.675	38.992	(6.486)	Ita Gaap
Blue Meta S.p.A.	71.622	641	3.864	7.912	Ita Gaap
Palo6 S.r.l.	640	191	201	3.043	Ita Gaap
Palosol S.r.l.	658	232	1.587	2.040	Ita Gaap
Gioia 2 S.r.l.	974	344	456	12.369	Ita Gaap
Consorzio RE		(1)	24	(21)	Ita Gaap

Le principali variazioni intervenute nell'area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2010 sono le seguenti:

- Acquisizione del 100 % delle quote di Blue Meta S.p.A.;
- Acquisizione del 48,86% delle quote di Unigas Distribuzione Gas S.r.l.;
- Acquisizione del 100% delle quote di De Stem 5 S.r.l. da parte della società Serin S.r.l.;
- Acquisizione del 20% residuo delle quote di Asco Blu S.r.l.;
- Acquisizione del 80% delle quote di Amgas Blu S.r.l.
- Acquisizione del 58,91% delle quote del Consorzio RE
- Acquisizione del 4% delle quote di Palo6 S.r.l.

Per la cronologia delle operazioni si rimanda al paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio 2011 – Operazioni societarie avvenute nel corso dell'esercizio 2011" della Relazione sulla Gestione.

Criteri di valutazione

Esponiamo di seguito i criteri di valutazione adottati dal Gruppo:

Avviamento: l'avviamento derivante dall'acquisizione di rami d'azienda esercenti l'attività di distribuzione e vendita di gas è inizialmente iscritto al costo, e rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto rispetto alla quota di pertinenza dell'acquirente del valore equo netto riferito ai valori identificabili delle attività e passività attuali e potenziali. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è più ammortizzato e viene decrementato delle eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene sottoposto a un'analisi di recuperabilità, con cadenza annuale o anche più breve, nel caso in cui si veri fichino eventi o cambiamenti di circostanze che possano far emergere eventuali perdite di valore.

Ai fini di tali analisi di recuperabilità, l'avviamento acquisito con aggregazioni aziendali è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna delle unità (o gruppi di unità) generatrici di flussi finanziari del Gruppo che si ritiene beneficeranno degli effetti sinergici dell'acquisizione, a prescindere dall'allocazione di altre attività o passività a queste stesse unità (o gruppi di unità).

Tali unità generatrici di flussi finanziari:

- (i) rappresentano il livello più basso all'interno del Gruppo in cui l'avviamento è monitorato a fini di gestione interna;
- (ii) non sono maggiori di un settore, come definito nello schema di segnalazione primario o secondario del Gruppo ai sensi dell' IFRS 8 "settore segmenti operativi".

La perdita di valore è determinata definendo il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi (o gruppo di unità) cui è allocato l'avviamento. Quando il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi (o gruppo di unità) è inferiore al valore contabile, viene rilevata una perdita di valore. Nei casi in cui l'avviamento è attribuito a una unità generatrice di flussi finanziari (o gruppo di unità) il cui attivo viene parzialmente dismesso, l'avviamento associato all'attivo ceduto viene considerato ai fini della determinazione dell'eventuale plus(minus)-valenza derivante dall'operazione. In tali circostanze l'avviamento ceduto è misurato sulla base dei valori relativi dell'attivo alienato rispetto all'attivo ancora detenuto con riferimento alla medesima unità.

Altre Immobilizzazioni immateriali: le attività immateriali acquisite separatamente sono inizialmente capitalizzate al costo, mentre quelle acquisite attraverso operazioni di aggregazioni di imprese sono capitalizzate al valore equo alla data di acquisizione.

Dopo la rilevazione iniziale, le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono iscritte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate con le stesse modalità successivamente indicate per le attività materiali. La vita utile viene riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati con applicazione prospettica.

Le immobilizzazioni immateriali a vita utile indefinita sono sottoposte a verifica annuale, per rilevarne eventuali perdite di valore, quando fatti o cambiamenti di situazione indicano che il valore di carico non può essere realizzato. Per tali attività non è rilevato alcun ammortamento.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di una attività immateriale sono determinati come differenza tra il valore di dismissione ed il valore di carico del bene e sono rilevati a conto economico al momento dell'alienazione.

Le Altre Immobilizzazioni immateriali includono inoltre gli accordi per servizi in concessione relativi allo sviluppo, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione.

Durata e valore residuo dei beni in regime di concessione: L'attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per il Gruppo Ascopiave al massimo entro il 31

dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale.

In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al predetto valore industriale.

Immobilizzazioni materiali: le attività materiali sono rilevate al costo storico comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato.

I terreni, sia liberi da costruzioni sia annessi a fabbricati civili e industriali, sono stati generalmente contabilizzati separatamente e non vengono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Le spese di manutenzione e riparazione, che non siano suscettibili di valorizzare e/o prolungare la vita residua dei beni, sono spese nell'esercizio in cui sono sostenute, in caso contrario vengono capitalizzate.

Le attività materiali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene per l'impresa, che è riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati con applicazione prospettica.

Le principali aliquote economico-tecniche utilizzate sono le seguenti:

Fabbricati	2%
Attrezzatura	8,5%-8,3%
Mobili e arredi	8,80%
Macchine elettriche	16,20%
Hardware e software di base	20%
Autoveicoli, Autovetture e simili	20%

Il valore contabile delle immobilizzazioni materiali è sottoposto a verifica, per rilevarne eventuali perdite di valore, qualora eventi o cambiamenti di situazione indichino che il valore di carico non possa essere recuperato. Se esiste un'indicazione di questo tipo e, nel caso in cui il valore di carico ecceda il valore di presumibile realizzo, le attività sono svalutate fino a riflettere il loro valore di realizzo. Il valore di realizzo delle immobilizzazioni materiali è rappresentato dal maggiore tra il prezzo netto di vendita e il valore d'uso.

Le perdite di valore sono contabilizzate nel conto economico fra i costi per ammortamenti e svalutazioni. Tali perdite di valore sono ripristinate nel caso in cui vengano meno i motivi che le hanno generate.

Al momento della vendita o quando non sussistono benefici economici futuri attesi dall'uso di un bene, esso viene eliminato dal bilancio e l'eventuale perdita o utile (calcolata come differenza tra il valore di cessione ed il valore di carico) viene rilevata a conto economico nell'anno della suddetta eliminazione.

Beni materiali in locazione finanziaria

Le attività possedute mediante contratti di locazione finanziaria, attraverso i quali sono sostanzialmente trasferiti al Gruppo tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà del bene, sono iscritte come attività al loro fair value o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, inclusa l'eventuale somma da pagare per l'esercizio dell'opzione di acquisto. La corrispondente passività verso il locatore è rappresentata in bilancio tra le passività finanziarie.

Inoltre, per le operazioni di cessione e retrolocazione di beni sulla base di contratti di locazione finanziaria le plusvalenze realizzate vengono riferite lungo la durata dei contratti o, se minore, lungo la vita residua del bene.

Non esistendo una ragionevole certezza circa l'acquisizione della proprietà del bene al termine del leasing, i beni in locazione finanziaria sono ammortizzati su un periodo pari al minore fra la durata del contratto di locazione e la vita utile del bene stesso.

Le locazioni nelle quali il locatore mantiene sostanzialmente tutti i rischi ed i benefici legati alla proprietà dei beni sono classificate come leasing operativi. I canoni riferiti a leasing operativi sono rilevati a conto economico in quote costanti negli esercizi di durata del contratto di leasing.

Partecipazione in imprese collegate: le partecipazioni in imprese collegate, nelle quali cioè il Gruppo ha un'influenza notevole, sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Il conto economico riflette la quota di pertinenza del Gruppo del risultato d'esercizio della società collegata.

Nel caso in cui una società collegata rilevi rettifiche con diretta imputazione al patrimonio netto, il Gruppo rileva la sua quota di pertinenza e ne dà rappresentazione, ove applicabile, nel prospetto delle variazioni nel patrimonio netto.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore di carico della partecipazione, questo ultimo è annullato e l'eventuale eccedenza è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui il Gruppo abbia obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata a coprire le sue perdite o, comunque, ad effettuare pagamenti per suo conto.

Partecipazione in altre imprese: le attività finanziarie costituite da partecipazioni in altre imprese, qualora non sia determinabile il relativo valore equo alla data di chiusura del bilancio essendo le relative azioni non quotate, sono valutate secondo il criterio del costo di acquisto o di sottoscrizione, dal quale vengono dedotti eventuali rimborsi di capitale, e che viene eventualmente rettificato per perdite di valore determinate con le stesse modalità precedentemente indicate per le attività materiali.

Rimanenze: le rimanenze di magazzino sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e/o di produzione, determinato secondo il metodo del costo medio ponderato, ed il valore netto di presumibile realizzo o di sostituzione. Il valore netto di realizzo è determinato sulla base del prezzo stimato di vendita in normali condizioni di mercato, al netto dei costi diretti di vendita.

Le rimanenze obsolete e/o di lento rigiro sono svalutate in relazione alla loro presunta possibilità di utilizzo o di realizzo futuro. La svalutazione viene eliminata negli esercizi successivi se vengono meno i motivi della stessa.

Crediti commerciali: i crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal loro valore nominale) al netto delle relative perdite di valore. Sono adeguati al loro presumibile valore di realizzo mediante l'iscrizione di un apposito fondo rettificativo, che viene costituito quando vi è una oggettiva evidenza che il Gruppo non sarà in grado di incassare il credito per il valore originario. Gli accantonamenti a fondo svalutazione crediti sono contabilizzati a conto economico.

In presenza di contratti di approvvigionamento e/o vendita di gas naturale, i cui volumi di gas naturale non siano stati ancora ritirati e/o consegnati, gli stessi vengono valorizzati a fair value attualizzando le formule di prezzo contrattualmente previste e vengono rilevati tra i crediti commerciali e/o i debiti commerciali con contropartita a conto economico.

Azioni proprie: le azioni proprie riacquistate sono portate in diminuzione del patrimonio. Il costo originario delle azioni proprie, i ricavi derivanti dalle cessioni e le altre eventuali variazioni successive sono rilevati come movimenti di patrimonio netto.

Distribuzione dei dividendi: la distribuzione di dividendi agli Azionisti della Società determina l'iscrizione di un debito nel bilancio dell'esercizio nel quale la distribuzione è stata approvata dagli Azionisti della società.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti: comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista od a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione.

Benefici per i dipendenti: i benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro attraverso programmi a benefici definiti (trattamento di fine rapporto) o altri benefici a lungo termine (indennità di ritiro) sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti utilizzando il metodo della proiezione unitaria del credito. Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale sono imputati a conto economico come costo o ricavo a prescindere dal valore degli stessi, senza pertanto utilizzare il c.d. metodo del corridoio.

L'importo riflette non solo i debiti maturati alla data di chiusura del bilancio, ma anche i futuri incrementi salariali e le correlate dinamiche statistiche.

Fondi per rischi e oneri: i fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Per contro, qualora non sia possibile effettuare una stima attendibile dell'obbligazione oppure si ritenga che l'esborso di risorse finanziarie sia meramente possibile e non probabile, la relativa passività potenziale non è appostata in bilancio, ma ne viene data adeguata informativa nelle note di commento.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura del periodo. Se l'effetto di

attualizzazione è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto ante imposte che riflette la valutazione corrente del mercato in relazione al tempo. Quando viene effettuata l'attualizzazione, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

Finanziamenti a medio lungo termine: i finanziamenti sono iscritti inizialmente al valore equo, al netto dei costi di transazione e eventualmente sostenuti e, successivamente, valutati al costo ammortizzato, calcolato tramite l'applicazione del tasso d'interesse effettivo.

Qualora venga violata una condizione di un contratto di finanziamento a lungo termine alla data o prima della data di riferimento del bilancio con l'effetto che la passività diventa un debito esigibile a richiesta, la passività viene classificata come corrente, anche se il finanziatore ha concordato, dopo la data di riferimento del bilancio e prima dell'autorizzazione alla pubblicazione del bilancio stesso, di non richiedere il pagamento come conseguenza della violazione. La passività viene classificata come corrente perché, alla data di riferimento del bilancio, l'entità non gode di un diritto incondizionato a differire il suo regolamento per almeno dodici mesi da quella data.

Debiti commerciali e altre passività: i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal valore nominale).

I debiti in valuta diversa dalla moneta di conto sono iscritti al tasso di cambio del giorno dell'operazione e, successivamente, convertiti al cambio in essere alla data di bilancio. L'utile o la perdita derivante dalla conversione viene imputato a conto economico.

Le altre passività sono iscritte al loro costo (identificato dal valore nominale).

Strumenti finanziari: gli strumenti finanziari derivati sono utilizzati al fine di ridurre il rischio di tasso di interesse. Coerentemente con quanto stabilito dallo IAS 39, gli strumenti finanziari derivati possono essere contabilizzati secondo le modalità stabilite per l'hedge accounting solo quando, all'inizio della copertura, esiste la designazione formale e la documentazione della relazione di copertura stessa, si presume che la copertura sia altamente efficace, l'efficacia può essere attendibilmente misurata e la copertura stessa è altamente efficace durante i diversi periodi contabili per i quali è designata. Se l'hedge accounting non può essere applicato, gli utili o le perdite derivanti dalla valutazione al fair value dello strumento finanziario derivato sono iscritti immediatamente a conto economico.

Pagamenti basati su azioni: i dipendenti del Gruppo (in particolare alcuni Dirigenti) ricevono parte della retribuzione sotto forma di opzioni regolabili solo per contanti. Il costo delle operazioni regolate per contanti è valutato inizialmente al valore equo alla data di assegnazione usando una formula di valutazione di cui maggiori dettagli sono forniti nella nota. Tale valore equo è speso nel periodo fino alla maturazione con rilevazione di una passività corrispondente. La passività viene ricalcolata a ciascuna data di chiusura di bilancio fino alla data di regolamento compresa, con tutte le variazioni del valore equo riportate a conto economico.

Passività finanziarie correnti: le passività finanziarie correnti sono iscritte al loro valore nominale.

Attività e Passività destinate alla dismissione, gruppi in dismissione e attività operative cessate – IFRS 5

Le attività e passività destinate alla dismissione, i gruppi in dismissione e le attività operative cessate il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita piuttosto che attraverso l'utilizzo continuativo, sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.

Nel presente bilancio le attività operative cessate (discontinued operations) sono costituite dal ramo d'azienda esercente l'attività di somministrazione calore in capo alla Capogruppo, che è stato ceduto, con effetti a partire dal 1 gennaio 2012, alla società Bim Piave Nuove Energie S.r.l. a valori contabili pari ad Euro 385 migliaia.

Vista la non rilevanza dell'importo, con esclusivo riferimento al ramo d'azienda cessato, il risultato economico da esso conseguito e i corrispondenti dati comparativi dell'esercizio precedente non sono stati presentati in una specifica voce del Conto economico (utile (perdita) netto da attività cessate/destinate ad essere cedute) come richiesto da IFRS 5.

Ricavi: i ricavi ed i costi sono esposti secondo il principio della competenza economica.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (fair value) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti, con il trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- i ricavi per trasporto di gas naturale sono rilevati al momento dell'erogazione della fornitura o del servizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati durante l'esercizio in base alle c.d. tariffe di riferimento al fine di determinare il Vincolo dei Ricavi Totale come previsto dai provvedimenti dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- i ricavi per vendita di gas sono riconosciuti al momento dell'erogazione e dipendono anche dalla tipologia del cliente. In particolare la normativa di settore prevede che, in relazione ai clienti che non si sono avvalsi della facoltà di negoziare direttamente le condizioni di fornitura con la società di vendita del gas, principalmente costituiti dalle utenze civili, le tariffe di vendita del gas naturale vengano disciplinate e aggiornate trimestralmente sulla base delle delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ("AEEG").
- i contributi ricevuti dagli utenti per l'allacciamento o a fronte di lavori di lottizzazione qualora non siano a fronte di costi sostenuti per estensione della rete, vengono rilevati a Conto economico;
- i ricavi per prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività sulla base dei medesimi criteri previsti per i lavori in corso su ordinazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
- i ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse;

Contributi pubblici: i contributi pubblici sono rilevati quanto sussiste la ragionevole certezza che essi saranno ricevuti e tutte le condizioni ad essi riferite risultano soddisfatte. Quando i contributi pubblici sono correlati a componenti di costo, sono rilevati come ricavi, ma sono ripartiti sistematicamente sugli esercizi in modo da essere commisurati ai costi che intendono compensare. Nel caso in cui il contributo è correlato ad un'attività, l'attività ed il contributo sono rilevati per i loro valori nominali ed il rilascio a conto economico avviene progressivamente lungo la vita utile attesa dell'attività di riferimento in quote costanti.

Proventi e oneri finanziari: i proventi e gli oneri sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie, utilizzando il tasso di interesse effettivo.

Imposte sul reddito: le imposte correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile e iscritte per l'importo che ci si attende di recuperare o corrispondere alle autorità fiscali. Le aliquote e la normativa fiscale utilizzate per calcolare l'importo sono quelle emanate o sostanzialmente emanate alla data di chiusura di bilancio. Le imposte correnti relative ad elementi rilevati direttamente a patrimonio sono rilevate direttamente a patrimonio e non nel conto economico.

Le imposte differite sono calcolate usando il cosiddetto *liability method* sulle differenze temporanee risultanti alla data di bilancio fra i valori fiscali presi a riferimento per le attività e passività ed i valori riportati a bilancio. Le imposte differite passive sono rilevate a fronte di tutte le differenze temporanee tassabili ad eccezione:

- di quando le imposte differite passive derivino dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o di un'attività o passività in una transazione che non è un'aggregazione aziendale e che, al tempo della transazione stessa, non comporti effetti né sull'utile dell'esercizio calcolato a fini di bilancio né sull'utile o sulla perdita calcolati ai fini fiscali;
- con riferimento a differenze temporanee tassabili associate a partecipazioni in controllate, collegate e joint venture, nel caso in cui il rigiro delle differenze temporanee può essere controllato ed è probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le imposte differite attive sono rilevate a fronte di tutte le differenze temporanee deducibili e per le attività e passività fiscali portate a nuovo, nella misura in cui sia probabile l'esistenza di adeguati utili fiscali futuri che possano rendere applicabile l'utilizzo delle differenze temporanee deducibili e delle attività e passività fiscali portate a nuovo, eccetto il caso in cui:

- l'imposta differita attività collegata alle differenze temporanee deducibili derivi dalla rilevazione iniziale di un'attività o passività in una transazione che non è un'aggregazione aziendale e che, al tempo della transazione stessa, non influisce né sull'utile dell'esercizio calcolato ai fini di bilancio né sull'utile o sulla perdita calcolati ai fini fiscali;
- con riferimento a differenze temporanee tassabili associate a partecipazioni in controllate, collegate e joint venture, le imposte differite attive sono rilevate solo nella misura in cui sia probabile che le differenze temporanee deducibili si riverseranno nell'immediato futuro e che vi siano adeguati utili fiscali a fronte dei quali le differenze temporanee possano essere utilizzate.

Ascopiave S.p.A. e la quasi totalità delle sue controllate ha deciso di aderire al consolidato fiscale nazionale ai sensi degli artt. 117/129 del Testo Unico delle Imposte sul Reddito (T.U.I.R.). Tale opzione è stata rinnovata nel corso del 2010 per un triennio.

Asco Holding S.p.A. funge da società consolidante e determina un'unica base imponibile per il gruppo di società aderenti al consolidato fiscale nazionale. Ciascuna delle società aderenti, tra cui Ascopiave S.p.A. trasferisce alla società consolidante il reddito fiscale (reddito imponibile o perdita fiscale); nella fattispecie, Ascopiave S.p.A. e le controllate che hanno aderito a tale opzione trasferiscono alla consolidante un reddito imponibile o una perdita e

pertanto rilevano a conto economico tra la voce imposte “oneri di adesione al consolidato fiscale” per un importo pari all’IRES corrente di competenza dell’esercizio (nel caso di imponibile fiscale positivo) che verrà versata dalla controllante Asco Holding S.p.A..

Utile per azione: l’utile per azione è calcolato dividendo l’utile netto del periodo attribuibile agli azionisti ordinari della Società per il numero delle azioni ordinarie in circolazione durante il periodo. L’utile diluito per azione risulta pari a quello per azione in quanto non esistono azioni ordinarie che potrebbero avere effetto diluitivo e non esistono azioni o warrant che potrebbero avere il medesimo effetto.

NOTE DI COMMENTO ALLE VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

Attività non correnti*1. Avviamento*

L'avviamento, pari ad Euro 116.143 migliaia al 31 dicembre 2011, si incrementa di Euro 24.247 migliaia rispetto all'esercizio precedente. L'incremento rilevato in tale voce è spiegato dall'acquisizione della società Blue Meta S.p.A. per Euro 14.141 migliaia, della società Unigas Distribuzione Gas S.r.l. per Euro 888 migliaia e della società Amgas Blu S.r.l. per Euro 9.217 migliaia, per il cui dettaglio si rinvia al capitolo "Aggregazioni aziendali" di questa nota.

Il restante importo iscritto al 31 dicembre 2011 si riferisce in parte al plusvalore risultante dal conferimento delle reti di distribuzione del gas effettuato dai comuni soci negli esercizi compresi tra il 1996 e il 1999, ed in parte al plusvalore pagato in sede di acquisizione di alcuni rami d'azienda relativi alla distribuzione e vendita di gas naturale, nonché alle acquisizioni di alcune partecipazioni dell'area fotovoltaico.

L'avviamento ai sensi del Principio Contabile Internazionale 36 non è soggetto ad ammortamento, ma a verifica per riduzione di valore con cadenza almeno annuale

Ai fini della determinazione del valore recuperabile l'avviamento è stato allocato alla cash generating unit (CGU) costituita dall'attività di distribuzione del gas naturale e alla cash generating unit (CGU) costituita dall'attività di vendita del gas naturale. La ripartizione dell'avviamento alle due CGU sopradescritte è la seguente:

(migliaia di Euro)	31.12.2010	Incrementi	Decrementi	31.12.2011
Distribuzione gas naturale	24.396	888		25.284
Vendita gas naturale	67.499	23.360		90.859
Totale avviamento	91.896	24.247	0	116.143

La verifica della perdita di valore dell'avviamento è stata pertanto condotta verificando la riduzione di valore dell'attività di distribuzione del gas naturale e di vendita di gas naturale, confrontando il valore recuperabile delle relative attività con il loro valore contabile, incluso l'avviamento loro allocato. Poiché non sussistono criteri attendibili per valutare il valore di vendita tra parti consapevoli e disponibili delle attività di distribuzione e vendita del gas, se non i criteri proposti dalla letteratura per la valutazione dei rami d'azienda, il valore recuperabile delle attività oggetto di verifica viene determinato utilizzando il valore d'uso. Il valore recuperabile delle unità generatrici di flussi finanziari della vendita e della distribuzione del gas è stato stimato mediante la metodologia del Discounted cash flow attualizzando i flussi finanziari operativi generati dalle attività stesse ad un tasso di sconto rappresentativo del costo del capitale.

I flussi finanziari utilizzati per il calcolo del valore recuperabile sono quelli del Piano Pluriennale delle unità generatrici di flussi finanziari distribuzione e vendita del gas, che recepiscono le previsioni formulate dal management relativamente nel Piano Economico – Finanziario 2012-2014 approvato con delibera del Consiglio di Amministrazione del 22 febbraio 2012.

L'attuale normativa di settore prevede che il servizio di distribuzione del gas naturale venga affidato attraverso delle procedure di gara da svolgersi per ambiti territoriali minimi secondo dei termini temporali predefiniti.

Le gare per l'affidamento del servizio negli ambiti territoriali in cui sono ricomprese le concessioni comunali attualmente detenute dal Gruppo verranno celebrate in una data successiva al 31 dicembre 2014 e quindi nel periodo esplicito del Piano Economico Finanziario 2012-2014, il Gruppo ha la ragionevole certezza di mantenere la gestione

dell'attuale portafoglio di concessioni.

Con riferimento all'attività di distribuzione del gas, si è ipotizzato che negli anni 2012/2014 la gestione generi flussi finanziari in linea con quelli previsti nel Piano Economico – Finanziario 2012-2014 mentre, in considerazione della aleatorietà che grava circa il rinnovo delle concessioni, si è ritenuto di stimare il valore terminale della unità generatrice di flussi finanziari della distribuzione gas ipotizzando due scenari alternativi ossia: che (i) il Gruppo nel 2014 termini – dunque in anticipo rispetto alle scadenze delle gare d'ambito attualmente previste dalla normativa - l'esercizio del servizio di distribuzione del gas, realizzando il valore di rimborso degli impianti ai sensi dell'articolo 15 del D.Lgs. n 164/2000 e (ii) Il Gruppo ottenga nel 2014 il rinnovo di tutte le concessioni e gli affidamenti in essere al 31 dicembre 2011.

In questo secondo caso, il valore terminale è stato determinato come stima di una perpetuità a partire dall'ultimo anno esplicitato nelle proiezioni finanziarie e considerando le condizioni economiche di rinnovo delle concessioni. Il fattore di crescita utilizzato ai fini del calcolo del valore terminale, stimato pari all'2,0% (2010:1,8%), prende in considerazione l'inflazione, la crescita della base clienti e i recuperi di efficienza.

Il costo del capitale dell'unità generatrice di flussi finanziari distribuzione gas è stato stimato assumendo:

- a) un coefficiente beta levered pari a quello assunto nella definizione del tasso di rendimento sul capitale investito stabilito ai fini tariffari da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas con Deliberazione n. 159/08,
- b) Un livello di leva finanziaria (rapporto tra indebitamento finanziario e mezzi propri) in linea con la struttura finanziaria di riferimento ipotizzata dalla medesima Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ai fini della regolazione tariffaria;
- c) Il rischio di mercato espressivo di una media di lungo periodo su un campione internazionale di Paesi;
- d) Il Tasso Risk Free assunto pari al rendimento netto dei titoli di stato a 10 anni rilevato come media per il periodo gennaio 2011 – 31 dicembre 2011 al fine di neutralizzare gli effetti distortivi / speculativi dei mercati finanziari sui rendimenti dei titoli di stato italiani a lungo termine.

Sulla base di questi elementi il costo medio ponderato del capitale post-tax è pari al 6,6% nel biennio 2012-2013 e del 6,7% nell'anno 2014 (2010:5,9%). Tali tassi sono stati utilizzati per l'attualizzazione dei flussi di cassa nel periodo esplicito di Piano 2012-2014.

Il costo del capitale utilizzato per la determinazione del valore della perpetuità e del coefficiente di attualizzazione del terminal value è pari al 7,3% ed è stato calcolato sulla base dei parametri sopra indicati e prevedendo un "additional risk premium" per il calcolo del costo del capitale proprio (Ke) del 1,0%, per tener conto dell'incertezza sull'eventuale rinnovo delle concessioni e delle relative condizioni di proroga.

Considerando le descritte ipotesi, sia nello scenario (i) che nello scenario (ii) il valore recuperabile della CGU distribuzione del gas risulta superiore ai valori contabili e pertanto non sussistono le condizioni per procedere alla svalutazione dell'avviamento per perdita di valore.

Con riferimento all'attività di vendita del gas, i flussi di cassa utilizzati per il calcolo del valore recuperabile recepiscono le previsioni formulate dal management relative al periodo 2012-2014.

Il valore terminale è stato determinato come stima di una perpetuità a partire dall'ultimo anno esplicitato nelle proiezioni finanziarie.

Il fattore di crescita utilizzato ai fini del calcolo del valore terminale, stimato pari all'2,0% (2010: 1,8%), prende in considerazione l'inflazione, la crescita della base clienti e i recuperi di efficienza.

Il costo del capitale dell'unità generatrice di flussi finanziari vendita gas è stato stimato assumendo:

- a) il coefficiente b (beta levered) determinato sulla base del beta unlevered relativo ad un campione di imprese comparabili (local utilities quotate) e considerando la specifica struttura finanziaria target dell'entità;
- b) il rischio di mercato espressivo di una media di lungo periodo su un campione internazionale di Paesi;
- c) il Tasso Risk Free assunto pari al rendimento netto dei titoli di stato a 10 anni rilevato come media per il periodo gennaio 2011 – 31 dicembre 2011 al fine di neutralizzare gli effetti distorsivi / speculativi dei mercati finanziari sui rendimenti dei titoli di stato italiani a lungo termine;
- d) un additional risk premium per il costo del capitale proprio (Ke), pari al 2,0%, per tener conto delle rischiosità specifiche del business.

Sulla base di questi elementi il costo medio ponderato del capitale post-tax è pari al 6,8% nel biennio 2012-2013 e al 6,9% nell'anno 2014 (2010: 6,7%). Tali tassi sono stati utilizzati per l'attualizzazione dei flussi di cassa nel periodo esplicito di Piano 2012-2014.

Il costo del capitale utilizzato per la determinazione del valore della perpetuità e del coefficiente di attualizzazione del terminal value è pari al 7,4% ed è stato calcolato sulla base dei parametri sopra indicati e prevedendo un ulteriore "additional risk premium" per il calcolo del costo del capitale proprio (Ke) del 1,0%, per tener conto dell'incertezza collegata ai futuri possibili cambiamenti normativi e i relativi impatti sulla marginalità.

Considerando le descritte ipotesi, il valore recuperabile della unità generatrice di flussi finanziari vendita del gas risulta superiore ai valori contabili e pertanto non sussistono le condizioni per procedere alla svalutazione dell'avviamento per perdita di valore.

Per l'unità generatrice di flussi finanziari relativa alla vendita di gas naturale sono state effettuate delle analisi di sensitività dei risultati: in tutti i casi i valori d'uso rimangono superiori ai valori contabili anche assumendo una variazioni in aumento del costo medio ponderato del capitale di 50 basis point ed una riduzione del fattore di crescita all'1,5%.

2. Altre immobilizzazioni immateriali

La tabella che segue mostra l'evoluzione del costo storico e degli ammortamenti accumulati delle altre immobilizzazioni immateriali al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2011			31.12.2010		
	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto
<i>(migliaia di Euro)</i>						
Diritti di brevetto industriale ed opere dell'ingegno	5.200	(3.475)	1.724	4.554	(2.747)	1.808
Concessioni, licenze, marchi e diritti	9.959	(1.620)	8.339	3.589	(1.255)	2.335
Altre immobilizzazioni immateriali	31.773	(9.072)	22.701	21.912	(6.108)	15.804
Immobilizzazioni materiali in regime di concessione IFRIC 1	495.339	(189.223)	306.116	473.231	(176.788)	296.443
Immobilizzazioni materiali in corso in regime di concessione IFRIC 12	3.949	0	3.949	1.821	0	1.821
Immobilizzazioni immateriali in corso ed accantonate	73	0	73	659	0	659
Altre immobilizzazioni immateriali	546.293	(203.390)	342.903	505.766	(186.897)	318.870

La tabella che segue mostra la movimentazione delle immobilizzazioni immateriali nell'esercizio considerato:

	31.12.2010				31.12.2011			
	Valore netto	Incremento	Valori nuove società acquisite	Decremento	Ammortamenti dell'esercizio	Riclassifiche immobilizzazioni	Decremento fondi ammortamento	Valore netto
<i>(migliaia di Euro)</i>								
Diritti di brevetto industriale ed opere dell'ingegno	1.808	82	26		349	158		1.724
Concessioni, licenze, marchi e diritti	2.335	4.691	1.915		602			8.339
Altre immobilizzazioni immateriali	15.804	532	9.482		3.118			22.701
Immobilizzazioni materiali in regime di concessione IFRIC 1	296.443	12.243	12.750	5.848	12.786		2.316	306.116
Immobilizzazioni materiali in corso in regime di concessione IFRIC 12	1.821	3.137	104	115		(998)		3.949
Immobilizzazioni immateriali in corso ed accantonate	659	45	70	543		(158)		73
Altre immobilizzazioni immateriali	318.870	20.730	24.349	6.506	16.855	0	2.316	342.903

Gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio 2011, a parità di perimetro di consolidamento, risultano pari ad Euro 20.730 migliaia, e sono principalmente relativi a costi sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale per complessivi Euro 15.380 migliaia, ed in concessioni, licenze e diritti simili per Euro

4.691 migliaia.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo di opere dell'ingegno

Nel corso dell'esercizio 2011, la voce "diritti di brevetto industriali e opere dell'ingegno" evidenzia un incremento pari ad Euro 240 migliaia comprensivi delle riclassifiche da immobilizzazioni in corso. L'investimento risulta principalmente relativo a costi sostenuti per l'acquisto ed implementazione di software.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

Rappresentano costi per l'acquisizione di licenze d'uso e diritti di servitù connessi alla rete di distribuzione del gas naturale. Nel corso dell'esercizio la voce rileva investimenti pari ad Euro 4.691 migliaia, i quali sono principalmente spiegati dall'iscrizione dei costi sostenuti per l'acquisizione della concessione alla distribuzione del gas naturale nel comune di Marostica per Euro 3.016 migliaia; alla nuova immobilizzazione costituita è stata assegnata una vita utile di dodici esercizi pari alla durata della concessione stessa.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce altre immobilizzazioni immateriali passa da Euro 15.804 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 22.701 migliaia del 31 dicembre 2011. L'incremento dell'esercizio è principalmente spiegato dall'attribuzione, a seguito delle rispettive *business combination*, delle liste clienti rispettivamente per Euro 6.000 migliaia ed Euro 3.800 migliaia alle due società attive nella vendita del gas naturale Blue Meta S.p.A. e AMGAS Blu S.r.l.

Gli investimenti effettuati a parità di perimetro di consolidamento risultano pari ad Euro 532 migliaia.

Impianti e macchinari in regime di concessione

Nella voce sono rilevati i costi sostenuti per la realizzazione degli impianti e della rete di distribuzione del gas naturale, degli allacciamenti alla stessa, nonché per la posa di gruppi di riduzione e di misuratori. Gli stessi, al termine dell'esercizio, evidenziano un valore netto contabile pari ad Euro 306.116 migliaia. Gli investimenti effettuati nell'esercizio 2011 per la realizzazione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale, comprensivi delle riclassifiche da immobilizzazioni in corso, risultano pari ad Euro 13.241 migliaia, e sono principalmente relativi a costi sostenuti per la realizzazione di allacciamenti per Euro 4.266 migliaia, della rete di distribuzione del gas naturale per Euro 4.408 migliaia e per la realizzazione di cabine di decompressione e gruppi di riduzione per complessivi Euro 760 migliaia. Si segnala che l'attività di realizzazione della rete di distribuzione del gas naturale ha interessato la posa di 50.021 metri di condotte.

A seguito del cambiamento del soggetto economico chiamato a gestire la distribuzione del gas naturale nel comune di Zané, sito in provincia di Vicenza, la società Capogruppo ha provveduto alla cessione della rete di distribuzione all'Ente Locale concedente. L'operazione ha comportato la dismissione di immobilizzazioni per un valore netto contabile pari ad Euro 1.868 migliaia, il cui valore è stato riconosciuto dal gestore entrante nel mese di luglio del corrente esercizio.

A seguito del cambiamento del soggetto economico chiamato a gestire la distribuzione del gas naturale nel comune di Costabissara, sito in provincia di Vicenza, la società Capogruppo ha provveduto alla cessione della rete di distribuzione all'Ente Locale concedente. L'operazione ha comportato la dismissione delle immobilizzazioni per un valore netto contabile pari ad Euro 1.537 migliaia iscrivendoli nella voce altre attività non correnti, in quanto alla data attuale è in corso un arbitrato con l'Ente Locale volto all'individuazione dei beni oggetto di cessione e del loro valore economico.

Immobilizzazioni immateriali in corso in regime di concessione

La voce accoglie i costi sostenuti per la costruzione degli impianti e della rete di distribuzione del gas naturale realizzati parzialmente in economia e non ultimati al termine dell'esercizio. La voce ha valorizzato investimenti per Euro 3.137 migliaia.

Immobilizzazioni immateriali in corso ed acconti

Nel corso dell'esercizio, a parità di perimetro di consolidamento, la voce "Immobilizzazioni in corso ed acconti" ha valorizzato investimenti per Euro 45 migliaia.

3. Immobilizzazioni materiali

La tabella che segue mostra l'evoluzione del costo storico e degli ammortamenti accumulati delle immobilizzazioni materiali al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2011			31.12.2010		
	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto
(migliaia di Euro)						
Terreni e fabbricati	34.380	(4.509)	29.871	19.450	(3.667)	15.783
Impianti e macchinari	26.685	(1.964)	24.722	8.843	(1.035)	7.808
Attrezzature industriali e commerciali	2.957	(1.874)	1.083	2.684	(1.546)	1.138
Altri beni	13.413	(9.577)	3.836	11.361	(8.126)	3.235
Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti	2.470	0	2.470	15.849	0	15.849
Immobilizzazioni materiali	79.906	(17.923)	61.983	58.188	(14.374)	43.814

La tabella che segue mostra la movimentazione delle immobilizzazioni materiali nel corso dell'esercizio considerato:

	31.12.2010							31.12.2011
	Valore netto	Incremento	Valori nuove società acquisite	Decremento	Ammortamenti dell'esercizio	Riclassifiche immobilizzazioni	Decremento fondi ammortamento	Valore netto
(migliaia di Euro)								
Terreni e fabbricati	15.783	4.584			835	10.339		29.871
Impianti e macchinari	7.808	14.244		5	984	3.658		24.722
Attrezzature industriali e commerciali	1.138	116	59		229			1.083
Altri beni	3.235	1.431	206	30	1.035		30	3.836
Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti	15.849	814		196		(13.997)		2.470
Immobilizzazioni materiali	43.814	21.189	265	231	3.083	0	30	61.983

Terreni e fabbricati

La voce comprende prevalentemente i fabbricati di proprietà relativi alle sedi aziendali, agli uffici ed ai magazzini periferici. Nel corso dell'esercizio 2011 la voce ha rilevato investimenti comprensivi delle riclassifiche da immobilizzazioni in corso per complessivi Euro 14.923 migliaia principalmente spiegati dai costi sostenuti per la realizzazione dell'edificio polivalente sito in via Verizzo nel comune di Pieve di Soligo.

Impianti e macchinari

A parità di perimetro di consolidamento gli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio 2011 per la realizzazione di impianti e macchinari, comprensivi delle riclassifiche da immobilizzazioni in corso, risultano pari ad Euro 17.902 migliaia, e sono principalmente relativi a costi sostenuti per la realizzazione di impianti fotovoltaici per complessivi Euro 9.100 migliaia. Gli impianti fotovoltaici realizzati ed attivati nel 2011 sono stati costruiti dalle società controllate Gioia S.r.l. per Euro 1.688 migliaia, Palo 6 S.r.l. per Euro 1.598 migliaia, Ascoenergy S.r.l. per Euro 473 migliaia, Gioia 2 S.r.l. per Euro 6.074 migliaia e De-Stem 5 S.r.l. per Euro 6.757 migliaia.

Attrezzature industriali e commerciali

A parità di perimetro di consolidamento la voce “Attrezzature industriali e commerciali”, nel corso dell’esercizio, ha registrato investimenti pari ad Euro 116 migliaia. La stessa accoglie i costi sostenuti per l’acquisto di strumenti necessari al servizio di manutenzione degli impianti di distribuzione, ed all’attività di misura.

Altri beni

Gli investimenti realizzati nel corso dell’esercizio hanno incrementato la voce “Altri beni” per Euro 1.431 migliaia a parità di perimetro di consolidamento, e risultano principalmente relativi a costi sostenuti per l’acquisto di mobili ed arredamenti per Euro 957 migliaia, di hardware per Euro 109 migliaia, ed all’acquisto di nuovi automezzi aziendali per Euro 139 migliaia.

Immobilizzazioni materiali in corso e acconti

La voce include essenzialmente costi relativi alla costruzione di impianti di cogenerazione e fotovoltaici realizzati parzialmente in economia. Gli investimenti realizzati nel corso dell’esercizio, pari ad Euro 814 migliaia.

4. Partecipazioni

La tabella che segue mostra la movimentazione delle partecipazioni in imprese collegate ed in altre imprese considerati al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2010		31.12.2011	
(migliaia di Euro)	Costo storico	Incremento	Valutazione a patrimonio netto	Valore netto
Partecipazioni in altre imprese	1			1
Partecipazioni	1	0		1

Partecipazioni in Imprese Collegate

Il progetto di bilancio approvato dal Consiglio di Amministrazione della società collegata Sinergie Italiane S.r.l. per l’esercizio chiuso al 30 settembre 2011, redatto secondo Principi Contabili Nazionali, presenta un deficit patrimoniale pari ad Euro 88.737 migliaia principalmente spiegato dal risultato negativo dell’esercizio per Euro 92.160 migliaia che accoglie un accantonamento al fondo rischi e oneri futuri per Euro 98.122 migliaia. Gli Amministratori della collegata hanno indicato nel progetto di bilancio che l’accantonamento si è reso necessario a fronte del peggioramento dello scenario macroeconomico generale e dell’aumento dei prezzi del gas naturale dell’anno termico in corso a partire dal 1° ottobre 2011. Il cambiamento di scenario imprevisto ha reso i contratti di approvvigionamento sottoscritti nell’esercizio, ma con effetti differiti negli esercizi successivi, eccessivamente onerosi.

I dati comunicati rappresentano una variazione inattesa rispetto alle precedenti previsioni di risultato che erano state comunicate agli Amministratori fino al 30 settembre 2011 dalle quali emergeva un’ipotesi di risultato positivo per l’esercizio sociale della collegata, che chiude al 30 settembre. La collegata, a seguito della significativa perdita e del conseguente deficit patrimoniale, si è trovata nelle condizioni di cui all’art. 2482 ter del Codice Civile e pertanto ha provveduto a convocare l’Assemblea dei Soci per le conseguenti decisioni da parte dei soci. Alla data del presente documento l’esito di tale assemblea rimane ancora incerto.

Si riportano di seguito i dati essenziali della partecipazione nella società collegata al 30 settembre 2011 ed al 30 settembre 2010:

(in migliaia di Euro)	Esercizio 2010-2011*	Esercizio 2009-2010*
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2.205.057	1.174.957
Risultato netto	(92.100)	5.021
Patrimonio netto	(88.737)	8.183
Posizione finanziaria netta	(348.896)	(312.397)
Principi contabili di riferimento	ITAGAAP	ITAGAAP

* Progetto di bilancio al 30/09/2011 approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 8 marzo 2012

Sulla base dei valori sopra riportati, il valore della partecipazione valutato con il metodo del patrimonio netto risulta completamente azzerato. Sulla base degli impegni esistenti, gli Amministratori hanno stanziato un fondo per rischi ed oneri, per un commento del quale si rimanda alla nota illustrativa dedicata in seguito.

Si segnala che in base agli ultimi dati trasmessi dalla società alla data del 13 marzo 2012, la posizione finanziaria netta delle società è negativa per Euro 348.896 migliaia, e le garanzie prestate da Ascopiave S.p.A. verso la stessa nei confronti del sistema bancario sono pari ad Euro 189.710 migliaia, su un ammontare di Euro 570.000 migliaia*.

*Dato tratto dal progetto di bilancio approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 8 marzo 2012.

5. Altre attività non correnti

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Depositi cauzionali	1.197	17	1.181	593
Altri crediti	9.461	2.565	6.896	3.879
Altre attività non correnti	10.659	2.582	8.077	4.472

Le altre attività non correnti, a parità di area di consolidamento, passano da Euro 4.472 migliaia ad Euro 8.077 migliaia con un incremento di Euro 3.605 migliaia principalmente tra gli altri crediti. Tale incremento è legato, per Euro 1.480 migliaia ad un credito iscritto nei confronti di Anita S.r.l., società che detiene il 51,14% di Unigas Distribuzione Gas S.r.l., in ragione dell'insussistenza dell'attivo relativo alla società Blue Meta S.p.A., ceduta da Unigas Distribuzione Gas S.r.l., ad Ascopiave S.p.A. nel mese di gennaio 2011.

L'insussistenza dell'attivo, che è stata notificata al venditore e ad Anita S.r.l. nel corso del secondo semestre dell'esercizio 2011, è relativa al prescritto diritto di rimborso di un credito per accise all'Agenzia delle Dogane di Bergamo; la società in ossequio alle garanzie ottenute dalla parte cedente in occasione dell'acquisto della partecipazione ragionevolmente ritiene di dover essere indennizzata per il maggior prezzo pagato per Blue Meta S.p.A. e pari ad Euro 1.480 migliaia.

Si segnala, inoltre, l'ulteriore incremento per Euro 1.537 migliaia relativo al credito vantato nei confronti del comune di Costabissara. Tale importo corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati il 1° ottobre 2011 al Comune stesso, la consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito a sentenza del tribunale addotto in ragione dell'indizione da parte dell'ente della gara per la riaggiudicazione della concessione in merito alle quantità e qualità dei beni oltre il valore.

L'incremento dei depositi cauzionali per Euro 588 migliaia è dovuto principalmente al versamento di un deposito a garanzia di Euro 568 migliaia effettuato da Veritas energia S.r.l. a favore del Gestore del Mercato Elettrico, per le garanzie sugli acquisti nel mercato dell'energia elettrica.

Si ricorda che la voce "Altri crediti" è composta:

- dal credito vantato nei confronti del comune di Creazzo, pari ad Euro 2.141 migliaia, il quale risulta invariato rispetto al 31 dicembre 2006 e corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati nel giugno 2005 al Comune stesso. La consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione in data 31 dicembre 2004. Il valore del credito corrisponde a quanto è stato richiesto di retrocedere al Comune di Creazzo, ai sensi del D.Lgs. "Letta", articolo 15 comma 5, a titolo di indennizzo del valore industriale della rete, in linea con le valutazioni indicate in una apposita perizia. Si segnala che è in essere un contenzioso giudiziale con lo stesso Comune, volto a definire il valore di indennizzo dell'impianto di distribuzione consegnato a nuovi distributori.
- dal credito vantato nei confronti del comune di Santorso, pari ad Euro 748 migliaia. L'importo, corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati nell'agosto 2007 al Comune stesso e la consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione in data 31 dicembre 2006. Il valore del credito corrisponde a quanto è stato richiesto di retrocedere al Comune di Santorso, ai sensi del D.Lgs. "Letta", articolo 15 comma 5, a titolo di indennizzo del valore industriale della rete, in linea con le valutazioni indicate in una apposita perizia.
- dal credito vantato nei confronti del comune di San Vito di Leguzzano, pari ad Euro 990 migliaia. Tale importo, corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati il 1° novembre 2010, al Comune stesso e la consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione in data 31 dicembre 2009. Il valore del credito corrisponde al valore contabile netto del bene ceduto che si ritiene inferiore al valore di ricostruzione a nuovo oggetto di richiesta dell'Ente Locale.
- dal credito vantato nei confronti del comune di Costabissara, pari ad Euro 1537 migliaia. Tale importo, corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati il 1° ottobre 2011.

Alla data del 31 dicembre 2011 risulta in essere un contenzioso giudiziale con i comuni menzionati, volto a definire il valore di indennizzo degli impianti di distribuzione consegnati, mentre con il comune di San Vito di Leguzzano è in corso una procedura arbitrale volta alla determinazione del valore della rete. Il gruppo, anche in base al parere dei propri consulenti legali, ritiene incerto l'esito del contenzioso e della procedura arbitrale.

Relativamente agli altri crediti delle nuove società acquisite si segnala che l'importo di Euro 2.565 migliaia è relativo, per Euro 2.376 migliaia, ad un credito a lungo termine della controllata Amgas Blu S.r.l. nei confronti della Amgas S.p.A. che è stato iscritto nell'ambito dell'operazione di scissione del "ramo vendita gas naturale" da Amgas Blu S.p.A. alla Amgas Blu S.r.l.. Tale credito, frutto di interessi, viene rimborsato in rate semestrali di Euro 344 migliaia posticipate in 4 anni, l'ultima delle quali scadrà il 31 dicembre 2015.

6. Crediti per Imposte Anticipate

La tabella che segue evidenzia il saldo delle imposte anticipate al termine di ogni esercizio considerato

<i>(migliaia di Euro)</i>	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Crediti per imposte anticipate	16.082	1.340	14.742	11.660
Crediti per imposte anticipate	16.082	1.340	14.742	11.660

Le imposte anticipate passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 11.660 migliaia ad Euro 14.742 migliaia con un incremento di Euro 3.082 migliaia principalmente dovuto alla dinamica dei fondi svalutazione crediti e alla dinamica degli ammortamenti eccedenti IRES.

Il Gruppo ha proceduto ad una piena contabilizzazione delle imposte anticipate relative a differenze temporanee tra valori fiscalmente rilevanti e valori di bilancio in quanto ritiene probabile che gli imponibili futuri possano assorbire tutte le differenze temporanee che le hanno generate. Nella determinazione delle imposte anticipate si è fatto riferimento all'aliquota IRES (imposte sul reddito delle società) e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti al momento in cui si stima si riverseranno le differenze temporanee. In particolare sono state applicate l'aliquota IRES del 27,5%, ed IRAP del 3,9%, inoltre si segnala che ai sensi delle modifiche introdotte dalla legge di conversione 111 del 15 luglio 2011 all'articolo 23 comma 5 del decreto legge 98 del 6 luglio 2011, le società di distribuzione del Gruppo sono state assoggettate ad una aliquota IRAP pari al 4,2% in quanto imprese che esercitano attività concessionarie di servizi e opere pubbliche.

In merito all'imposta IRES, si segnala che alcune delle società di vendita del Gruppo risultavano già assoggettate all'addizionale IRES del 6,5% ai sensi dell'articolo 81 del decreto legge 112 del 25 giugno 2008, il quale è stato oggetto di modifica ai sensi dell'articolo 7 del decreto legge 138, entrato in vigore il 13 agosto 2011, la c.d. "manovra di ferragosto". La manovra prevede l'aumento di 4 punti percentuali dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), portandola al 10,5%, estendendo l'assoggettabilità all'imposta addizionale anche ai soggetti che operano nel settore del trasporto o distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che abbiano conseguito nel periodo d'imposta precedente un fatturato superiore 10 milioni di Euro (25 milioni di Euro esercizio precedente) ed un reddito imponibile superiore ad un milione di Euro.

Per effetto delle disposizioni in argomento, il Gruppo è soggetto all'applicazione dell'addizionale IRES nella misura del 10,5% per gli anni 2011, 2012 e 2013 e del 6,5% a partire dal 2014. L'applicazione della "Robin Hood Tax" ha determinato un effetto positivo sul conto economico dell'esercizio 2011 a fronte di maggiori imposte anticipate per Euro 1.883 migliaia connesse principalmente all'adeguamento della fiscalità anticipata al 31 dicembre 2010.

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

Descrizione	31 dicembre 2011			31 dicembre 2010		
	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale
Svalutazione crediti	6.438	38,0%	2.446	9.874	34,0%	3.357
Svalutazione crediti	8.549	34,0%	2.907	402	27,5%	111
Fondi svalutazione magazzino	413	38,2%	158	413	31,4%	130
Altro ired 27,5%+iap4,2%	2.415	31,7%	766	0	31,4%	0
Ammortamenti eccedenti entro 2013	1.362	42,2%	575	18.989	31,4%	5.963
Ammortamenti eccedenti oltre 2013	14.593	38,2%	5.575	0	31,4%	0
Altro	1.215	38,2%	464	361	31,4%	113
Altro vendita gas	0	42,2%	0	19	37,9%	7
Phatom stock option	143	34,0%	49	50	27,5%	14
Lista clienti - Avviamenti	348	37,9%	132	395	37,9%	150
Altro IRES 27,5%	454	27,5%	125	0	33,0%	0
Ammortamenti eccedenti IRES	7.579	34,0%	2.577	4.991	27,5%	1.372
Altro vendita gas IRES 34%	818	37,9%	310	1.306	34,0%	444
Altro vendita gas IRES 34% irao 3,9%						
Totale Imposte anticipate	44.327		16.082	36.799		11.660

Attività correnti*7. Rimanenze*

La tabella che segue mostra la composizione della voce per ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011			31.12.2010		
	Valore lordo	F.do Svalutazione	Valore netto	Valore lordo	F.do Svalutazione	Valore netto
Combustibili e materiale a magazzino	3.571	(413)	3.157	3.595	(413)	3.181
Lavori in corso su ordinazione	2.139		2.139	1.068		1.068
Totale Rimanenze	5.710	(413)	5.297	4.663	(413)	4.249

Le rimanenze al 31 dicembre 2011 sono pari ad Euro 5.297 migliaia e registrano un incremento complessivo pari ad Euro 1.048 migliaia rispetto al 31 dicembre 2010 di cui Euro 171 migliaia relativo alla nuova area di consolidamento.

L'incremento dei lavori in corso su ordinazione per Euro 1.071 migliaia è dovuto principalmente ai lavori sulle commesse del fotovoltaico non ancora completate di cui Euro 719 migliaia relativi alla società Asm Set S.r.l. e Euro 335 migliaia alla società Global Energy S.r.l.

I materiali a magazzino vengono utilizzati per le opere di manutenzione o per la realizzazione degli impianti di distribuzione. In quest'ultimo caso il materiale viene riclassificato tra le immobilizzazioni materiali in seguito all'installazione.

I lavori in corso sono relativi ad impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica destinati alla rivendita.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione magazzino, pari ad Euro 413 migliaia, al fine di adeguare il valore delle stesse alla loro possibilità di realizzo o utilizzo, nel corso dell'esercizio il fondo non ha subito movimentazioni.

8. Crediti commerciali

La tabella che segue mostra la composizione della voce per ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
	Crediti verso clienti	184.129	21.876	162.253
Crediti per fatture da emettere	132.934	18.168	114.765	109.664
Fondo svalutazione crediti	(18.370)	(2.337)	(16.033)	(13.313)
Crediti commerciali	298.692	37.708	260.985	229.806

I crediti commerciali passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 229.806 migliaia ad Euro 260.985 migliaia con un incremento di Euro 31.179 migliaia.

L'aumento è principalmente spiegato dall'incremento dei prezzi delle materie prime, dalle tempistiche di fatturazione ed incasso dei consumi invernali.

L'incremento è in parte compensato dall'operazione, posta in essere da una delle società del Gruppo a controllo congiunto, in prossimità della chiusura dell'esercizio, di cessione pro-soluto di crediti commerciali per un importo nominale complessivo di Euro 31.519 migliaia, il cui effetto nel bilancio consolidato del Gruppo impatta per Euro 15.444 migliaia. La struttura dell'operazione in esame ha comportato il completo trasferimento dei rischi e dei benefici connessi a tali crediti ad una primaria controparte finanziaria. L'importo nominale non scaduto al 31 dicembre 2011 ammonta ad Euro 15.281 migliaia.

Inoltre, l'incremento è spiegato per Euro 19.447 migliaia dall'iscrizione, all'interno di tale voce, del *fair value* positivo dei contratti di vendita gas naturale con consegna a termine realizzati dalla controllata Ascotrade S.p.A. con varie controparti contrattuali, di cui la principale risulta essere Eni Gas & Power S.p.A..

Il *fair value* alla data di chiusura dell'esercizio dei contratti di compravendita fisica di gas risulta complessivamente negativo per Euro 142 migliaia. Il portafoglio contratti in essere a fine esercizio risulta bilanciato in termini di volumi ed è rappresentato esclusivamente da contratti a prezzo fisso; ne deriva, pertanto, che il margine generato da tali contratti è già fissato e che il relativo risultato atteso è immune da future variazioni del prezzo del gas. In tale contesto, eventuali variazioni in aumento o in diminuzione dei prezzi attesi sul mercato di riferimento non comporterebbero alcun impatto netto sul conto economico dell'esercizio in chiusura in quanto l'eventuale apprezzamento o deprezzamento dei contratti con *fair value* positivo sarebbe compensato da quello dei relativi contratti con *fair value* negativo.

I crediti verso clienti sono vantati tutti verso debitori nazionali, sono esposti al netto degli acconti di fatturazione e sono tutti esigibili entro i successivi 12 mesi.

Si segnala che il saldo, a parità di perimetro di consolidamento dei crediti verso clienti, pari ad Euro 260.985 migliaia, include per Euro 114.765 migliaia i crediti relativi a fatture da emettere per consumi non misurati alla chiusura del 31 dicembre del 2011. Le fatture da emettere relative alla nuova area di consolidamento sono pari ad Euro 18.168 migliaia. L'adeguamento del valore nominale dei crediti al valore di presunto realizzo è stato ottenuto mediante apposito fondo svalutazione crediti. L'incremento dell'accantonamento dell'esercizio 2011 è principalmente spiegato dal cambiamento delle tecniche di calcolo del rischio crediti su bollette gas da parte delle società acquisite nell'ultimo esercizio per l'adeguamento delle stesse alle prassi contabili di Gruppo oltre all'aumento del profilo di rischio della clientela civile ed industriale in ragione del perdurante aumento dei mancati pagamenti dei consumi del gas del periodo invernale.

La movimentazione del fondo svalutazione crediti nell'esercizio considerato è riportata nella tabella seguente:

	31.12.2011	31.12.2010
<i>(migliaia di Euro)</i>		
Fondo svalutazione crediti iniziale	13.313	10.963
Fondo svalutazione crediti da acquisizioni	2.337	
Accantonamenti	6.189	4.841
Utilizzo	(3.469)	(2.491)
Fondo svalutazione crediti finale	18.370	13.313

9. Altre attività correnti

La seguente tabella evidenzia la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
<i>(migliaia di Euro)</i>				
Crediti per consolidato fiscale	575		575	2.223
Risconti attivi annuali	1.523	650	873	694
Anticipi a fornitori	4.849	81	4.768	4.015
Ratei attivi annuali	3		3	8
Crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico	8.511	1.403	7.109	5.973
Credito MA	11.037	1.588	9.449	3.361
Crediti UTF e Addizionale Regionale/Provinciale	23.755	3.448	20.307	8.269
Altri crediti	27.123	657	26.467	1.929
Altre attività correnti	77.376	7.826	69.550	26.471

Le altre attività correnti passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 26.471 migliaia ad Euro 69.550 migliaia con un incremento di Euro 43.079 migliaia.

La variazione è spiegata, per Euro 24.268 migliaia da anticipi versati da parte di Ascotrade S.p.A. alla collegata Sinergie Italiane S.r.l. per future forniture di gas; per Euro 12.038 migliaia dai crediti verso l'Agenzia delle Dogane, per Euro 6.088 migliaia dai maggiori crediti per IVA.

Si segnala che l'incremento dei crediti per acconti, pari ad Euro 24.268 migliaia, è principalmente dovuto alla necessità di dare sostegno finanziario alla società collegata nel periodo di massima esposizione finanziaria causata dal deterioramento del merito di credito della società e dalla diminuzione delle garanzie prestate dai soci. Il supporto è stato peraltro pregiudicato in parte dalla diminuzione unilaterale delle garanzie prestate dal socio IREN Mercati S.p.a..

10. Attività finanziarie correnti

La seguente tabella evidenzia la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2011	31.12.2010
(migliaia di Euro)		
Attività finanziarie correnti	14.189	4.088

Le attività finanziarie correnti a parità di area di consolidamento, passano da Euro 4.088 migliaia ad Euro 14.189 migliaia con un incremento di Euro 10.101 migliaia.

L'incremento è principalmente spiegato dall'aumento di finanziamenti di conto corrente erogati per Euro 7.650 migliaia al Gruppo APS tramite la società a controllo congiunto Estenergy S.p.A., per Euro 564 migliaia e al Gruppo Veritas tramite la società a controllo congiunto Veritas Energia S.r.l.. L'aumento è inoltre spiegato dalle somme erogate a favore del settore fotovoltaico per Euro 1.461 migliaia.

11. Crediti Tributari

La seguente tabella evidenzia la composizione dei crediti tributari al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
(migliaia di Euro)				
Crediti IRAP	27		27	349
Crediti IRES	130	5	125	7
Altri crediti tributari	161	135	26	255
Crediti tributari	318	139	179	610

I crediti tributari passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 610 migliaia ad Euro 179 migliaia con un decremento di Euro 431 migliaia. La voce accoglie principalmente il residuo credito IRES, dedotte le imposte di competenza dell'esercizio 2011 e gli acconti versati, delle controllate che non aderiscono al regime del consolidato fiscale con AscoHolding S.p.A..

12. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine degli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Depositi bancari e postali	44.833	8.775	36.059	23.273
Denaro e valori in cassa	21	3	17	40
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	44.854	8.778	36.076	23.313

Le disponibilità liquide passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 23.313 migliaia ad Euro 36.076 migliaia con un incremento di Euro 12.763 migliaia. I valori esposti si riferiscono ai saldi di conti correnti bancari rimborsabili a vista e ai valori delle casse sociali.

I depositi bancari maturano interessi sulla base delle condizioni concordate con gli istituti di credito.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto del Gruppo al termine degli esercizi considerati è il seguente

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	44.854	8.778	49.451	23.313
Attività finanziarie correnti	14.189	0	12.225	4.088
Passività finanziarie correnti	(21.572)	(204)	(21.368)	(4.201)
Debiti verso banche e finanziamenti	(193.078)	(10.023)	(183.055)	(112.887)
Debiti verso società di leasing entro 12 mesi	(107)		(107)	(81)
Posizione finanziaria netta a breve	(155.714)	(1.449)	(142.853)	(89.769)
Finanziamenti a medio e lungo termine	(44.889)	(3.351)	(8.411)	(5.529)
Passività finanziarie non correnti	(619)		(619)	(697)
Posizione finanziaria netta a medio-lungo	(45.507)	(3.351)	(9.029)	(6.225)
Posizione finanziaria netta	(201.221)	(4.800)	(151.883)	(95.995)

Per i commenti alle principali dinamiche che hanno comportato la variazione dell'indebitamento finanziario netto si rimanda all'analisi dei dati finanziari del Gruppo riportata nel paragrafo "Andamento della gestione – la situazione finanziaria" della Relazione sulla Gestione e al paragrafo "Finanziamenti a medio e lungo termine" di questa nota.

Patrimonio netto consolidato

13. Patrimonio Netto

Il capitale sociale di Ascopiave S.p.A. al 31 dicembre 2011 è costituito da 234.411.575 azioni ordinarie, interamente sottoscritte e versate, del valore nominale di Euro 1 ciascuna.

Si evidenzia nella seguente tabella la composizione del patrimonio netto al termine degli esercizi considerati:

	31.12.2011	31.12.2010
<i>(migliaia di Euro)</i>		
Capitale sociale	234.412	234.412
Riserva legale	46.882	46.882
Riserva e utili a nuovo	70.311	63.067
Risultato del periodo di Gruppo	6.266	31.174
Patrimonio netto di Gruppo	357.871	375.535
Capitale e Riserve di Terzi	2.704	2.195
Risultato del periodo di Terzi	1.993	1.671
Patrimonio Netto di Terzi	4.696	3.866
Patrimonio netto Totale	362.568	379.400

Di seguito si riportano le motivazioni delle movimentazioni del patrimonio netto consolidato intervenute nell'esercizio 2011.

Nell'esercizio 2011, con l'approvazione del bilancio di esercizio 2010 da parte dell'Assemblea degli Azionisti, si è provveduto a distribuire dividendi per Euro 23.442 migliaia utilizzando il risultato dell'esercizio 2010 per Euro 21.165 migliaia e riserve disponibili per Euro 2.276 migliaia.

L'incremento per Euro 885 migliaia è invece spiegato dai dividendi destinati alla remunerazione delle azioni proprie.

Nel corso dell'esercizio l'acquisto di azioni proprie ha riguardato un numero di azioni ordinarie pari a 1.814 migliaia per un valore di Euro 2.648 migliaia.

Patrimonio netto di terzi

E' costituito dalle attività nette e dal risultato non attribuibile al Gruppo e fa riferimento alle quote di terzi delle società controllate Ascotrade S.p.A., AscoEnergy S.r.l., Etra Energia S.r.l., Serin S.r.l., Amgas Blu S.r.l. e delle società controllate da queste ultime.

Si segnala che le variazioni intervenute nel patrimonio netto di terzi nel corso dell'esercizio 2011 sono dovute all'ingresso di nuovi soci di minoranza per Euro 464 migliaia a seguito dell'acquisizione di Amgas Blu S.r.l..

Passività non correnti

14. Fondi rischi ed oneri

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
<i>(migliaia di Euro)</i>				
Altri fondi rischi ed oneri	(24.868)	(150)	(24.718)	(3.622)
Fondi rischi ed oneri	(24.868)	(150)	(24.718)	(3.622)

I fondi rischi ed oneri passano a parità di area di consolidamento, da Euro 3.622 migliaia ad Euro 24.718 migliaia con un incremento di Euro 21.096 migliaia.

La variazione è principalmente spiegata dalla valutazione a patrimonio netto della società collegata Sinergie Italiane S.r.l. che ha comportato uno stanziamento per Euro 21.154 migliaia, parzialmente compensato dall'utilizzo di fondi per

la chiusura di liti contrattuali. Tale stanziamento è stato rappresentato dagli Amministratori in considerazione sia di quanto previsto dallo IAS 28 sull'applicazione del metodo del patrimonio netto, sia in considerazione delle informazioni che sono state rese disponibili dagli amministratori della partecipata in modo molto tardivo ed incompleto. Si segnala in tal senso che soltanto in data 13 marzo 2012 il Gruppo ricevuto il progetto di bilancio al 30 settembre 2011 della partecipata, dal quale è emerso l'inattesa e significativa perdita, tale da richiedere la tempestiva informativa al mercato effettuata tempestivamente dagli Amministratori. Gli Amministratori hanno pertanto dovuto effettuare uno stanziamento al fondo per rischi ed oneri in considerazione del deficit patrimoniale e degli impegni assunti a favore della partecipata, con la disponibilità di informazioni limitate.

La tabella che segue mostra la movimentazione dell'esercizio 2011:

(migliaia e uro)	
Fondi rischi ed oneri al 1 gennaio 2011	3.622
Valori da nuove società acquisite	150
Accantonam fondo rischi copertura perdite società collegate con il metodo del patrimonio netto	21.154
Accantonamenti fondi rischi e oneri	44
Utilizzo fondi rischi e oneri	(102)
Fondi rischi ed oneri al 31 dicembre 2011	24.868

La variazione relativa alle nuove società consolidate è relativa ad un fondo stanziato nell'esercizio 2011 da Amgas Blu S.r.l. relativamente ad un contratto di service verso Amgas S.p.A. non utilizzabile.

15. *Trattamento fine rapporto*

Il trattamento di fine rapporto passa da Euro 2.870 migliaia al 1 gennaio 2011 ad Euro 3.686 migliaia al 31 dicembre 2011 con un incremento pari ad Euro 816 migliaia, principalmente dovuto alla nuova area di consolidamento per Euro 685 migliaia.

(migliaia di Euro)	
Trattamento di fine rapporto al 1 gennaio 2011	2.870
Valori da nuove società acquisite	685
Liquidazioni	(1.034)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro corrente	1.185
Precedenti perdite/(profitti) attuariali	1
Perdita/(profitto) attuariale dell'esercizio	(22)
Trattamento di fine rapporto al 31 dicembre 2011	3.686

La valutazione attuariale del TFR è realizzata in base alla metodologia dei "benefici maturati" mediante il Projected Unit Credit Method come previsto dallo IAS 19. Tale metodologia si sostanzia in valutazioni che esprimono il valore attuale medio delle obbligazioni pensionistiche maturate in base al servizio che il lavoratore ha prestato fino all'epoca in cui la valutazione stessa è realizzata, non proiettando le retribuzioni del lavoratore secondo le modifiche normative introdotto dalla recente Riforma Previdenziale. La metodologia di calcolo può essere schematizzata nelle seguenti fasi:

- ✓ proiezione per ciascun dipendente in forza alla data di valutazione, del TFR già accantonato fino all'epoca aleatoria di corresponsione;

- ✓ determinazione per ciascun dipendente dei pagamenti probabilizzati di TFR che dovranno essere effettuati dalla società in caso di uscita del dipendente causa licenziamento, dimissioni, inabilità, morte e pensionamento nonché a fronte di richiesta di anticipi;
- ✓ attualizzazione, alla data di valutazione, di ciascun pagamento probabilizzato.

Il modello attuariale per la valutazione del TFR poggia su diverse ipotesi, sia di tipo demografico che economico finanziario. Le principali ipotesi del modello sono:

- ✓ tasso di mortalità: tavola di sopravvivenza ANIA IPS55
- ✓ tassi di inabilità: tavole INPS anno 2000
- ✓ tasso di rotazione del personale: 3,00%
- ✓ tasso di attualizzazione: 4,5%
- ✓ tasso di incremento delle retribuzioni: 3%
- ✓ tasso di inflazione: 2%
- ✓ tasso di anticipazione: 2%

L'utilizzo di tecniche attuariali per la determinazione del trattamento fine rapporto ai fini IFRS al termine dell'esercizio ha comportato l'iscrizione di un provento pari ad Euro 22 migliaia.

16. Finanziamenti a medio – lungo termine

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Mutui passivo Cassamarca spa	8.591	3.351	5.240	
Mutui passivi Cassa DD.PP. con garanzia diretta	740		740	911
Mutui passivi Cassa DD.PP. con garanzia dei comuni	1.130		1.130	1.541
Mutui passivi Unicredit Spa	31.429		31.429	
Mutui passivi Mediocre dito Italiano	1.301		1.301	1.412
Mutui passivi BCC Prealpi	621		621	700
Mutui passivi Banca Popolare di Bari	1.078		1.078	965
Mutui passivi verso altre banche	44.889	3.351	41.538	5.529
Quota corrente finanziamenti medio-lungo termine	6.934	417	6.517	848
Finanziamenti a medio-lungo termine	51.822	3.768	48.054	6.377

I finanziamenti a medio lungo termine passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 5.529 migliaia ad Euro 41.538 migliaia con un incremento per Euro 36.009 migliaia dovuto principalmente all'erogazione di un finanziamento ad Ascopiave S.p.A. per Euro 40.000 migliaia e all'erogazione di un mutuo di Euro 10.480 migliaia da BIIS alla società Serin consolidata proporzionalmente al 50%; l'incremento è parzialmente compensato dal pagamento delle rate dei mutui già in essere alla scadenze contrattuali.

I valori relativi alle nuove società acquisite sono riconducibili a mutui con istituti di credito di cui uno ipotecario in carico a Unigas Distribuzione Gas S.r.l. la cui quota oltre i cinque esercizi è pari ad Euro 417 migliaia.

La tabella che segue evidenzia le scadenze dei finanziamenti a medio e lungo termine

(Migliaia di Euro)	31/12/2011
Esercizio 2013	7.459
Esercizio 2014	7.451
Esercizio 2015	7.418
Esercizio 2016	7.264
Oltre il 31 dicembre 2016	15.298
Totale finanziamenti a medio-lungo termine	44.889

Nel corso dell'esercizio 2011 il gruppo ha realizzato importanti operazioni di aggregazione aziendale impegnando flussi finanziari per Euro 31.720 migliaia. Al fine di meglio correlare la componente fissa dell'attivo rappresentata dalle partecipazioni della capogruppo con la struttura del passivo, prevalentemente costituita da passività correnti, la capogruppo ha sottoscritto un contratto di finanziamento a medio lungo termine con Unicredit S.p.A.. L'importo del finanziamento è pari ad Euro 40.000 migliaia, e la durata dello stesso è di sette anni.

Il rimborso del finanziamento sarà realizzato a mezzo di rate semestrali posticipate a partire dal 31 dicembre 2011 sino al 30 giugno 2018.

Il tasso di interesse che regola il finanziamento è di tipo variabile, ed è formato da un parametro di indicizzazione individuato nell'EURIBOR a tre mesi ed un margine fisso da sommare al parametro detto "spread". La misura del margine fisso è soggetta ad aumentare in base al valore assunto, al termine di ogni esercizio, dal rapporto fra la posizione finanziaria netta consolidata e il margine operativo lordo consolidato. La variazione del margine fisso in ragione dell'andamento dell'indice sopra descritto è riportata nella tabella seguente:

Valore del rapporto PFN/M.O.L.	Valore dello spread
Indice > 2,5	125 punti base
2 < Indice < 2,5	90 punti base
Indice < 2	75 punti base

Oltre alle condizioni previste per la quantificazioni del tasso di interesse da applicare al capitale finanziato, il mantenimento in essere del contratto di finanziamento è soggetto al rispetto delle seguenti condizioni finanziarie ed operative:

- il valore dell'indice sopra descritto non può superare un valore pari a 2,75;
- il valore di R.A.B. (Regulatory Asset Base ovvero il Valore della Rete del Gas) non può essere inferiore a Euro 270.000 migliaia;
- la partecipazione di ASCOHOLDING S.p.A. detenuta in ASCOPIAVE S.p.A. non potrà scendere al di sotto del 51%;

In particolare, questo finanziamento è soggetto a un "covenant" di natura finanziaria con verifica annuale sulla base del bilancio di chiusura consolidato. Tale "covenant" (che prevedono l'eventuale rimborso anticipato o l'aumento dello spread) riguarda il rapporto tra indebitamento finanziario netto e margine operativo lordo e fa riferimento a quanto riportato alla lettera a). Alla data del 31 dicembre 2011 avendo rispettato l'indice di cui alla lettera a), pari a 2,1 e di cui alla lettera b), lo spread applicato a partire dal 01 gennaio 2012 passerà da 75 punti base a 90 punti base e i valori degli indici implicano un valore dello spread su 90 punti base con un incremento di 15 punti base ed un aggravio economico di Euro 54 migliaia.

Nel corso dell'esercizio 2011 la società Serin S.r.l., controllata da Ascoenergy S.r.l., partecipata al 70% da Ascopiave S.p.a. ha perfezionato un finanziamento a medio lungo termine di Euro 10.480 migliaia al fine di correlare la struttura degli investimenti in impianti fotovoltaici nelle società Maseria S.r.l., Lucania S.r.l., Palo6 S.r.l., Gioia S.r.l., con una durata dell'indebitamento adeguata, la durata del finanziamento è di 15 anni.

Il rimborso del finanziamento sarà realizzato a mezzo di rate semestrali posticipate a partire dal 29 giugno 2012 sino al

31 dicembre 2026.

Il tasso di interesse che regola il finanziamenti è di tipo variabile, ed è formato da un parametro di indicizzazione a 6 mesi ed un margine fisso da sommare al parametro detto "spread".

Al fine di evitare il rischio di un eccessivo incremento del tasso di interesse superiore al limite "CAP" del 4,645% la società ha sottoscritto un contratto derivato di copertura sul 50% del finanziamento totale che fissa il tasso massimo di remunerazione del prestito al tale livello nel periodo di vigenza. Il fair value alla data del 31 dicembre 2011 del derivato di copertura risultava essere oneroso per Euro 90 migliaia.

17. Altre passività non correnti

La tabella che segue mostra la composizione delle voci al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Depositi cauzionali	14.399	3.068	11.331	11.770
Risconti passivi pluriennali	2.957		2.957	2.351
Altri debiti	2.033	1.058	976	923
Altre passività non correnti	19.390	4.126	15.264	15.044

Le altre passività non correnti passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 15.044 migliaia ad Euro 15.264 migliaia con un incremento pari ad Euro 220 migliaia principalmente all'aumento dei risconti passivi pluriennali per Euro 606 migliaia, parzialmente compensati dalla diminuzione dei depositi cauzionali versati dagli utenti per Euro 439 migliaia.

Si segnala che gli altri debiti sono relativi ai pagamenti dilazionati dei diritti di superficie su terreni dove sono installati gli impianti fotovoltaici nella provincia di Bari.

18. Passività finanziarie non correnti

La tabella seguente mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Debiti verso società di leasing oltre 12 mesi	619		619	697
Passività finanziarie non correnti	619		619	697

Le passività finanziarie non correnti passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 697 migliaia al 31 dicembre 2010, ad Euro 619 migliaia con una diminuzione di Euro 78 migliaia e sono rappresentate dai debiti contratti dalla controllata Global Energy S.r.l. in relazione alla sottoscrizione di un contratto di locazione finanziaria avente per oggetto l'impianto di cogenerazione sito in Mirano (VE).

19. Debiti per imposte differite

La tabella che segue evidenzia il saldo della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Debiti per imposte differite	34.523	3.605	30.918	25.989
Debiti per imposte differite	34.523	3.605	30.918	25.989

I debiti per imposte differite passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 25.989 migliaia ad Euro 30.918 migliaia con un incremento pari ad Euro 4.929 migliaia principalmente dovuto alla diminuzione dei fondi imposte stanziati sulle liste clienti delle società di vendita del gas naturale. Si segnala che i valori delle nuove società acquisite

per Euro 3.605 migliaia sono principalmente relativi al fondo imposte sulle liste clienti rilevata nell'acquisizione di Blue Meta S.p.A. e di Amgas Blu S.r.l. come illustrato nel paragrafo "Aggregazioni aziendali".

La voce "Debiti per imposte differite" accoglie prevalentemente le imposte differite stanziata a fronte delle differenze temporanee tra valori fiscalmente rilevanti e valori di bilancio relativamente agli ammortamenti eccedenti delle immobilizzazioni materiali e dell'avviamento. Inoltre, a seguito delle allocazioni prezzo relative alle acquisizioni aziendali effettuate negli scorsi esercizi sono stati stanziati i fondi imposte relativi alle liste clienti individuate in quanto fiscalmente non rilevanti. Nella determinazione delle imposte differite si è fatto riferimento all'aliquota IRES e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigente al momento in cui si stima si riverseranno le differenze temporanee. In particolare sono state applicate l'aliquota IRES del 27,5%, ed IRAP del 3,9%, inoltre si segnala che ai sensi delle modifiche introdotte dalla legge di conversione 111 del 15 luglio 2011 all'articolo 23 comma 5 del decreto legge 98 del 6 luglio 2011, le società di distribuzione del Gruppo sono state assoggettate ad una aliquota IRAP pari al 4,2% in quanto imprese che esercitano attività concessionarie di servizi e opere pubbliche.

In merito all'imposta IRES, si segnala che alcune delle società di vendita del Gruppo risultavano già assoggettate all'addizionale IRES del 6,5% ai sensi dell'articolo 81 del decreto legge 112 del 25 giugno 2008, il quale è stato oggetto di modifica ai sensi dell'articolo 7 del decreto legge 138, entrato in vigore il 13 agosto 2011, la c.d. "manovra di ferragosto". La manovra prevede l'aumento di 4 punti percentuali dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), portandola al 10,5%, estendendo l'assoggettabilità all'imposta addizionale anche ai soggetti che operano nel settore del trasporto o distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che abbiano conseguito nel periodo d'imposta precedente un fatturato superiore 10 milioni di Euro (25 milioni di Euro esercizio precedente) ed un reddito imponibile superiore ad un milione di Euro.

Per effetto delle disposizioni in argomento, la società è soggetta all'applicazione dell'addizionale IRES nella misura del 10,5% per gli anni 2011, 2012 e 2013 e del 6,5% a partire dal 2014. L'applicazione della "Robin Hood Tax" ha determinato un effetto negativo sul conto economico dell'esercizio 2011 a fronte di maggiori imposte differite per Euro 3.443 migliaia connesse principalmente all'adeguamento della fiscalità differita al 31 dicembre 2010.

La tabella che segue evidenzia il dettaglio delle imposte differite al termine di ogni esercizio considerato:

Descrizione	31 dicembre 2011			31 dicembre 2010		
	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale
Ammortamenti eccedenti	17.134	34,0%	5.826	41.174	31,4%	12.929
Ammortamenti eccedenti	14.793	38,2%	5.651	14.374	27,5%	3.953
Trattamento di fine rapporto	215	34,0%	73	198	27,5%	54
Ammortamenti eccedenti	17.205	42,2%	7.261	0	31,4%	0
Deducibilità avviamento ai fini fiscali vendita gas	1.265	37,9%	479	1.079	37,9%	409
Liste clienti entro 2013	3.141	42,2%	1.326	13.675	31,4%	4.294
Altro	4.095	38,0%	1.556	103	31,4%	32
Vendita gas	0	42,2%	0	215	34,0%	73
Liste clienti oltre 2013	17.738	38,2%	6.776	445	27,5%	122
Deducibilità avviamento ai fini fiscali	14.439	38,2%	5.516	13.128	31,4%	4.122
Altro	176	34,0%	60	0	0,0%	0
Totale debiti per imposte differite			34.523			25.989

Passività correnti

20. Debiti verso banche e quota corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società a cquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Debiti verso banche	186.145	9.606	176.538	112.039
Quota corrente dei finanziam.medio-lungo termine	6.934	417	6.517	848
Debiti verso banche e finanziamenti	193.078	10.023	183.055	112.887

I debiti verso banche passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 112.887 migliaia ad Euro 183.055 migliaia con un incremento pari ad Euro 70.168 migliaia e sono composti da saldi contabili debitori verso istituti di credito e dalla quota a breve dei mutui.

La tabella che segue mostra la ripartizione delle linee di credito del Gruppo utilizzate e disponibili ed i relativi tassi applicati alla data del 31 dicembre 2011.

Istituto di credito	Tipologia di Linea di credito	Affidamento Max	Tasso al 31/12/2011	Utilizzo al 31/12/2011
Banca Antonveneta	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	5.000	3,98%	4.983
Banca Popolare di Bari	Affidamento bancario	5.000		0
Banca Infrastrutture Innovazione e Sviluppo	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	40.000	2,23%	39.242
Banca Nazionale del Lavoro	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	50.000	2,18%	42.169
Cassa di Risparmio del Veneto	Fido per finanziamento	13.000	2,72%	13.000
Credito Emiliano	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	15.000	2,68%	15.000
Banca Friuladria	Affidamento bancario per elasticità di cassa	10.000		0
Banca Popolare di Verona	Fido per finanziamento/ fidejussioni Italia ed estero	30.000		0
Banca Popolare di Vicenza	Affidamento bancario	55.000		0
Banca di Credito Cooperativo delle Prealpi	Affidamento bancario	5.000	3,02%	4.993
Banca Sella	Affidamento bancario	5.000	1,80%	4.985
Unicredit Banca	Fido promiscuo classe 1	40.000	2,99%	39.400
Banca Antonveneta	Fido per fidejussioni/Anticipi Vari	10.000		0
Banca Popolare di Vicenza	Fido per fidejussioni	8.800		0
Banca Popolare di Vicenza	Plafond fidejussioni	500		0
Ubi - banca	Fido per fidejussioni	155		0
Unicredit Banca	Emissioni carte di credito	780		0
Unicredit Banca	Fido per fidejussioni	12.400		0
Banca Popolare di Bari	Portafoglio a maturazione valuta	5.000		0
Banca Infrastrutture Innovazione e Sviluppo	Fido per fidejussioni/crediti di firma	5.132		0
Banca Nazionale del Lavoro	Fido per fidejussioni/crediti di firma	0		0
Cassa di Risparmio del Veneto	Fido per presentazioni RID	20.000		0
Banca Popolare di Verona	Rilascio fidejussioni Italia e estero	10.000		0
Banca Popolare di Vicenza	Plafond fidejussioni Italia	2.000		0
Unicredit Banca	Fido per fidejussioni/crediti di firma	10.800		0
Unicredit Banca	Emissioni carte di credito	24		0
Unicredit Banca	Fido promiscuo classe 2	500		0
Veneto Banca	Effetti salvo buon fine a valuta maturata	5.000		0
Veneto Banca	Fidejussioni Italia	200		0
Banca Sella	Avali e/o fidejussioni	200		0
Banca Sella	Elasticità di cassa	55		0
Deutsche Bank	Fido per Fidejussioni	105		0
Cassa di Risparmio del Veneto	Apertura di credito	106		0
Cassa di Risparmio del Veneto	Rilascio impegni di firma	1.364		0
Rovigo Banca	Affidamento bancario/crediti di firma	1.225		0
Rovigo Banca	Fido per crediti di firma	98		0
Unicredit Banca	Cassa	1.100		0
Unicredit Banca	Fidejussioni	1.410		0
Banca Popolare di Bergamo	Cassa	1.500		0
Banca Popolare di Bergamo	SBF	2.500		0
Inesa San Paolo	SBF	2.000		0
Inesa San Paolo	Anticipo fatture	1.000		0
Inesa San Paolo	Auto Liquidanti	1.000		0
Credito Bergamasco	Cassa	500		0
Credito Bergamasco	SBF	500		0
Banca di Credito Cooperativo di Treviglio	Cassa	2.000		0
Banca di Credito Cooperativo Valle Seriana	SBF	300		0
Banca di Credito Cooperativo di Caravaggio	SBF	500		0
Cassa di Risparmio del Friuli Venezia Giulia	Revoca	3.430		0
Cassa di Risparmio del Friuli Venezia Giulia	Anticipo RID	1.960		0
Unicredit Banca	Anticipo RID	980		0
Cassa di Risparmio del Friuli Venezia Giulia	Fidejussione Commerciale	9.800		0
Cassa di Risparmio del Veneto	Revoca	980		0
Banca Popolare Friuladria	Revoca	2.450		2.317
Unicredit Banca	Revoca	490		0
Banca Nazionale del Lavoro	Revoca	7.350		6.057
Banca Popolare Friuladria	Anticipo Fatture	7.350		0
Unicredit Banca	cassa	245		222
Cassa di Risparmio del Veneto	cassa	49		0
Cassa di Risparmio del Veneto	rilascio impegni di firma	735		0
Banca Antonveneta	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	245		243
Banca Antonveneta	crediti di firma	2.450		0
Banca Popolare di Vicenza	cassa-A REVOCA	980		977
Banca Nazionale del Lavoro	Elasticità di cassa	49		0
Banca Nazionale del Lavoro	fidejussioni	1.887		0
Banca Nazionale del Lavoro	anticipi	980		490
Ugf Banca	cassa	98		0
Ugf Banca	promisui ricevute bancarie e anticipo fatture Italia	2.352		1.020
Ugf Banca	fidejussioni	980		0
Banco San Marco	cassa	245		232
Banco San Marco	fidejussioni	1.960		0
Banco San Marco	anticipo fatture	245		0
Banca Popolare di Bergamo	Fido di cassa	342		0
Banca Popolare di Bergamo	Fido di cassa	489		0
Credito Bergamasco	Fido di cassa	1.466		0
Banca Nazionale del Lavoro	Fido di cassa	147		0
Totale		432.485		175.328

Si segnala che nella voce “Debiti verso banche” risultano iscritti finanziamenti erogati alle società De Stern S.r.l., Palosol S.r.l., e Gioia 2 S.r.l. per complessivi Euro 10.795 migliaia in qualità di prestiti ponte. Gli stessi non sono

indicati nella tabella sovrastante.

21. Debiti commerciali

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Debiti vs/ fornitori	112.632	11.197	101.435	64.112
Debiti vs/ fornitori per fatture da ricevere	137.452	18.505	118.947	101.968
Debiti commerciali	250.083	29.701	220.382	166.079

I debiti commerciali passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 166.079 migliaia ad Euro 220.382 migliaia con un incremento pari ad Euro 54.303 migliaia. L'incremento dei debiti commerciali è principalmente spiegato dall'aumento del costo della materia prima, parzialmente compensato dalla diminuzione dei consumi invernali.

Inoltre, l'incremento è spiegato per Euro 19.950 migliaia dall'iscrizione, all'interno di tale voce, del *fair value* negativo dei contratti di acquisto gas naturale con consegna a termine realizzati dalla controllata Ascotrade S.p.A. con varie controparti contrattuali, la cui principale risulta essere Sinergie Italiane S.r.l..

Il *fair value* alla data di chiusura dell'esercizio dei contratti di compravendita fisica di gas risulta complessivamente negativo per Euro 142 migliaia. Il portafoglio contratti in essere a fine esercizio risulta bilanciato in termini di volumi ed è rappresentato esclusivamente da contratti a prezzo fisso; ne deriva, pertanto, che il margine generato da tali contratti è già fissato e che il relativo risultato atteso è immune da future variazioni del prezzo del gas. In tale contesto, eventuali variazioni in aumento o in diminuzione dei prezzi attesi sul mercato di riferimento non comporterebbero alcun impatto netto sul conto economico dell'esercizio in chiusura in quanto l'eventuale apprezzamento o deprezzamento dei contratti con *fair value* positivo sarebbe compensato da quello dei relativi contratti con *fair value* negativo.

22. Debiti tributari

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Debiti RAP	847	204	643	913
Debiti RES	5.277	738	4.540	2.763
Debiti tributari	6.125	942	5.183	3.722

I debiti tributari passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 3.722 migliaia ad Euro 5.183 migliaia con un incremento pari ad Euro 1.461 migliaia ed includono i debiti maturati nell'esercizio 2011 per l'addizionale IRES, che non rientra nell'ambito del consolidato fiscale di Gruppo e per IRAP. Inoltre, la voce include anche il debito IRES relativo alle società che non aderiscono al consolidato fiscale in capo ad Asco Holding S.p.A..

23. Altre passività correnti

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni periodo considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Anticipi da clienti	1.321		1.321	2.076
Debiti per consolidato fiscale	3.286	953	2.333	5.698
Debiti verso enti previdenziali	2.192	154	1.953	1.798
Debiti verso il personale	3.224	257	2.967	2.982
Debiti per IVA	2.095	342	1.754	127
Debiti vs Erario per ritenute alla fonte	917	60	857	789
Risconti passivi annuali	2.985	29	2.956	531
Ratei passivi annuali	1.163	68	1.095	1.265
Debiti UTF e Addizionale Regionale/Provinciale	4.779	316	4.449	18.148
Altri debiti	5.027	1.061	3.966	5.714
Altre passività correnti	26.990	3.241	23.651	39.127

Le altre passività correnti passano, a parità di area di consolidamento, da Euro 39.127 migliaia ad Euro 23.651 migliaia con un decremento di Euro 15.476 migliaia.

Anticipi da clienti

Gli anticipi da clienti si decrementano per Euro 755 migliaia e rappresentano gli importi versati dagli utenti a titolo di contributo per le opere di lottizzazione e allacciamento, di realizzazione di impianti fotovoltaici e di realizzazione di centrali termiche in corso alla data di chiusura dell'esercizio 2011.

Debiti IVA

I debiti verso l'erario per IVA si incrementano per Euro 1.627 migliaia rispetto al 31 dicembre 2010. L'incremento del debito IVA è spiegato dalla modalità di liquidazione trimestrale dell'imposta concessa alle società controllate di vendita del gas naturale, in quanto rientranti nella categoria dei soggetti che emettono fatture ad una elevata numerosità di clienti finali.

Debiti UTF e Addizionale Regionale/Provinciale

Il decremento pari ad Euro 13.699 migliaia del debito verso gli uffici tecnici di finanza è dovuto alla tipicità del metodo di liquidazione e pagamento delle accise e delle addizionali sul gas naturale, spiegato dalla diversa tempistica di fatturazione dei consumi del gas agli utenti, alla quale si contrappongono i versamenti mensili effettuati dalla società di vendita con riferimento ai valori dell'esercizio precedente. Nel corso dell'esercizio 2011 il Gruppo ha maturato debiti per Euro 4.449 migliaia.

Debiti verso controllanti per consolidato fiscale

La voce include il debito maturato nei confronti della società controllante Asco Holding S.p.A. e della società Acegas APS S.p.A., che esercita il controllo congiunto sulla società Estenergy S.p.A. proporzionalmente consolidata da Ascopiave S.p.A., nell'ambito dei contratti di consolidato fiscale nazionale sottoscritti dalle società del Gruppo con Asco Holding S.p.A. e con Acegas APS S.p.A.. Il saldo corrisponde al debito IRES maturato per le imposte relative al 31 dicembre 2011 è pari ad Euro 2.333 migliaia.

Debiti verso enti previdenziali

I debiti verso istituti previdenziali si riferiscono ai debiti per oneri contributivi di competenza dell'esercizio 2011 e versati all'inizio del mese di gennaio dell'esercizio 2012.

Debiti verso il personale

I debiti verso il personale includono i debiti per ferie non godute, mensilità e premi maturati al 31 dicembre 2011 non liquidate alla stessa data.

Ratei passivi annuali

I ratei passivi che si decrementano per Euro 170 migliaia sono principalmente riferiti ai canoni demaniali ed ai canoni riconosciuti agli enti locali concedenti, per l'allungamento della durata della concessione di distribuzione del gas metano maturati alla data del 31 dicembre 2011.

Risconti passivi annuali

La voce altri risconti passivi, si incrementa per Euro 2.425 migliaia, principalmente in relazione a ricavi per la cessione di impianti fotovoltaici non ancora completati della società Asm Set S.r.l. e Global Energy S.r.l. alla data di chiusura dell'esercizio.

Altri debiti

Gli altri debiti includono principalmente debiti per contributi sugli assegni familiari ed i debiti verso l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas relativi alle nuove componenti tariffarie del vettoriamiento, i quali sono diminuiti rispetto al 31 dicembre 2010 per Euro 1.759 migliaia.

Benefici basati su strumenti finanziari

Il Gruppo ha adottato piani di incentivazione che prevedono l'attribuzione di diritti al riconoscimento, a favore dei beneficiari, di una corresponsione di carattere straordinario legata al raggiungimento di obiettivi prefissati, e al mantenimento del rapporto di lavoro o amministrazione, e la cui regolazione finanziaria è basata sull'andamento del titolo azionario (c.d. "phantom stock option").

L'effetto economico per benefici addizionali durante l'anno è evidenziato nella seguente tabella:

(in migliaia di Euro)

	2011	2010	2009
Costi (ricavi) derivanti da transazioni con pagamenti basati su azioni regolati in contanti	34,5	81	(23)
<i>Costi Totali</i>	34,5	81	(23)

Nel corso dell'esercizio 2007 il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave ha provveduto ad assegnare la prima tranche di phantom stock option oggetto del Piano approvato dall'Assemblea dei soci del 25 giugno 2007.

L'adozione del Piano è finalizzata all'incentivazione e alla fidelizzazione degli amministratori e dei dipendenti del Gruppo che occupano le posizioni di maggior rilievo e sono quindi più direttamente responsabili dei risultati aziendali. Quali beneficiari del Piano di incentivazione sono stati individuati i Presidenti del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. e Ascotrade S.p.A., il Vice Presidente di Ascotrade S.p.A. in carica alla data dell'Assemblea del 25 giugno 2007, nonché i dipendenti di Ascopiave S.p.A. o di Ascotrade, individuati - ad insindacabile giudizio dal Consiglio di Amministrazione di Ascopiave su proposta del Comitato per la Remunerazione - tra i soggetti investiti

delle funzioni strategicamente rilevanti all'interno, rispettivamente, di Ascopiave o di Ascotrade, in un'ottica di creazione di valore. Nell'ambito dei dipendenti destinatari del Piano è stata ricompresa l'intera categoria dirigenziale.

Il Piano ha per oggetto phantom stock options gratuite e non trasferibili inter vivos, ciascuna delle quali attribuisce ai Beneficiari il diritto di ricevere, nei termini ed alle condizioni previste nel Regolamento del Piano, un importo lordo ("Capital Gain") pari alla differenza fra il valore di mercato dell'Azione al momento dell'esercizio dell'opzione (il "Valore Normale") ed il valore di mercato dell'Azione al momento della assegnazione dell'opzione (il "Valore Iniziale"). In tal modo viene consentito ai Beneficiari di poter trarre vantaggio dall'eventuale incremento del titolo azionario senza che ciò comporti alcuna operazione sul capitale sociale e emissione di azioni a servizio del Piano.

Le Opzioni vengono assegnate in due tranche, rispettivamente, le "Opzioni di Prima Tranche" per un numero massimo di 2.333.340 Opzioni e le "Opzioni di Seconda Tranche" per un numero massimo di 2.333.340 Opzioni. Le Opzioni di Prima Tranche avevano una funzione prevalentemente incentivante, in quanto l'esercizio di tali opzioni da parte del Beneficiario era subordinato al conseguimento di determinati risultati in termini di EBITDA target 2007 e 2008 di Ascopiave o Ascotrade (rispettivamente per i Beneficiari Ascopiave e i Beneficiari Ascotrade). Per quanto riguarda le Opzioni di Prima Tranche gli obiettivi di performance sono stati raggiunti per Ascotrade e, pertanto, i Beneficiari Ascotrade hanno potuto esercitare le Opzioni a partire dal 30 giugno 2009. Le Opzioni di Seconda Tranche hanno, invece, una funzione solo fidelizzante, poiché il loro esercizio è condizionato al mero decorso dei termini indicati nel Regolamento e al mantenimento del Rapporto di Lavoro o del Rapporto di Amministrazione. Le Opzioni di Seconda Tranche attribuite a ciascuno dei Beneficiari matureranno, per effetto del solo decorso del termine e del mantenimento del Rapporto di Lavoro o del Rapporto di Amministrazione, così divenendo Opzioni Esercitabili:

quanto al 10% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2009;

quanto al 15% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2010;

quanto al 20% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2011;

quanto al 25% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2012;

quanto al 30% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2013.

Nel corso del 2008 il Consiglio di Amministrazione, su indicazione del Comitato delle Remunerazione, ha proceduto all'assegnazione di complessive n. 2.333.000 Opzioni di Seconda Tranche agli allora Presidenti del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. e Ascotrade S.p.A., e ai dirigenti al tempo in organico di Ascopiave e Ascotrade.

Il termine ultimo per l'esercizio delle Opzioni di Prima Tranche e delle Opzioni di Seconda Tranche è il 30 giugno 2014, decorso tale termine le Opzioni non ancora esercitate non potranno più essere esercitate.

Il fair value di tali strumenti viene misurato utilizzando un modello Black and Scholes e tenendo conto dei termini e delle condizioni in base ai quali i diritti sono assegnati. Il costo di tali strumenti, iscritto a conto economico tra i costi del personale, e le passività relative sono contabilizzati lungo il periodo di maturazione. Fino a quando la passività non viene estinta, il fair value viene ricalcolato a ciascuna data di chiusura del bilancio ed alla data di effettivo esborso, rilevando tutte le variazioni di fair value a conto economico.

La seguente tabella illustra il numero (n.) ed i prezzi medi ponderati di esercizio (PMPE) delle phantom stock options nel corso dell'esercizio, nonché le loro variazioni:

Opzioni di Prima Tranche

	2011 (n.)	2011 (PMPE)
In circolazione al 1 gennaio	320.000	1,911
Assegnate durante l'anno	-	-
Annullate ¹	50.000	1,911
Non più esercitabili		
Esercitate durante l'anno		
Scadute durante l'anno	-	-
In circolazione al 31 dicembre 2011	270.000	1,911

Non più assegnabili al 31 dicembre 2011 - *Opzioni di Prima Tranche* ² 18.340

Opzioni di Seconda Tranche

	2011 (n.)	2011 (PMPE)
In circolazione al 1 gennaio	1.941.700	1,315
Assegnate durante l'anno		
Annullate ¹	424.000-	-
Esercitate durante l'anno	42.000-	-
Scadute durante l'anno	-	-
In circolazione al 31 dicembre 2011	1.475.700	1,315

Non più assegnabili al 31 dicembre 2010 - *Opzioni di Seconda Tranche* ³ 340

1. Trattasi delle opzioni estinte in quanto non più esercitabili a seguito della cessazione del rapporto di lavoro e/o per altre ragioni (ad es. rinuncia da parte dell'interessato).
2. Trattasi delle opzioni di Prima Tranche non assegnate al 31 dicembre 2007 e che quindi per Regolamento non possono essere successivamente assegnate.
3. Trattasi delle opzioni di Seconda Tranche non assegnate al 31 dicembre 2008 e che quindi per Regolamento non possono essere assegnate successivamente

24. Passività finanziarie correnti

La tabella che segue mostra la composizione della voce al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	31.12.2010
Debiti finanziari entro 12 mesi	18.008	(0)	18.008	2.447
Debiti vs/soci c/finanziari	3.563	204	3.360	1.755
Debiti verso società di leasing entro 12 mesi	107		107	81
Passività finanziarie correnti	21.679	204	21.475	4.283

Le passività finanziarie correnti passano da Euro 4.283 migliaia, ad Euro 21.475 migliaia, con un incremento pari ad Euro 17.396 migliaia.

NOTE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DI CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

Ricavi

25. Ricavi

La seguente tabella evidenzia la composizione della voce in base alle categorie di attività negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
Ricavi da trasporto del gas	12.711	619	12.092	8.166
Ricavi da vendita gas	948.782	67.935	880.847	754.632
Ricavi da vendita energia elettrica	108.684	10.900	97.784	64.081
Ricavi per servizi di allacciamento	4.868		4.868	5.658
Ricavi da servizi di fornitura calore	2.242	834	1.409	2.474
Ricavi da servizi di distribuzione	5.480	80	5.400	5.803
Ricavi da servizi di bollettazione e tributi	222		222	273
Ricavi da servizi generali a società del gruppo	2.343	20	2.323	1.843
Ricavi per contributi AEEG	5.734	513	5.221	4.656
Altri ricavi	11.523	1.781	9.742	8.298
Ricavi	1.102.590	82.681	1.019.910	855.884

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti dal Gruppo Ascopiave ammontano ad Euro 1.102.590 migliaia, in aumento rispetto all'esercizio precedente per complessivi Euro 246.706 migliaia principalmente in ragione dei ricavi conseguiti dalle società acquisite, mentre a parità di perimetro di consolidamento i ricavi rilevano un incremento pari ad Euro 164.026 migliaia. Incremento spiegato dai maggiori ricavi conseguiti dalle vendite di gas naturale per Euro 126.215 migliaia, dalle vendite di energia elettrica per Euro 33.703 migliaia, e dai maggiori ricavi conseguiti per il servizio di trasporto del gas naturale su rete di distribuzione per Euro 3.926 migliaia.

A parità di perimetro di consolidamento i ricavi conseguiti dalle vendite di gas naturale, attestandosi ad Euro 880.847 migliaia, rilevano un aumento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 126.215 migliaia. L'incremento è principalmente spiegato dai maggiori ricavi conseguiti dalle vendite di gas naturale al mercato finale per Euro 37.039 migliaia e dai maggiori ricavi conseguiti dalle attività di trading per Euro 89.176 migliaia.

L'incremento dei ricavi conseguiti dalle attività di trading del gas naturale è principalmente spiegato dal maggior quantitativo di metri cubi commercializzati nel corso dell'esercizio pari a 96,1 milioni di unità. Le attività di trading del gas naturale hanno conseguito ricavi per Euro 303.183 migliaia interessando la cessione di 1.153,1 milioni di metri cubi, rispetto ai 1.057,0 milioni dell'esercizio precedente che comportarono l'iscrizione di ricavi per Euro 233.455 migliaia. Si segnala che nella voce risultano iscritti ricavi conseguiti in ragione della vendita a termine di gas naturale per Euro 19.447 migliaia.

A parità di perimetro di consolidamento l'incremento dei ricavi conseguiti dalle vendite di gas naturale al mercato finale, che passano da Euro 521.177 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 558.216 migliaia dell'esercizio di riferimento, è principalmente spiegato dall'aumento della tariffa applicata ai clienti finali che ha comportato l'iscrizione di maggiori ricavi per Euro 63.414 migliaia. L'effetto positivo dovuto all'aumento della tariffa è parzialmente compensato dalla diminuzione dei volumi di gas naturale commercializzati, i quali rilevano un decremento pari a 66,4 milioni di metri cubi, passando dai 1.358,5 milioni ceduti nell'esercizio 2010, ai 1.292,1 milioni commercializzati nell'esercizio 2011, determinando un effetto negativo sui ricavi pari ad Euro 26.375 migliaia. La contrazione dei consumi di gas naturale è principalmente dovuta alle temperature medie più elevate registrate nel corso dei primi mesi dell'esercizio, in particolare del mese di aprile, nel quale si è riscontrato il calo più significativo dei consumi. Andamento inverso rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente che nel corso dei primi mesi aveva beneficiato

di una termica particolarmente favorevole.

A parità di perimetro di consolidamento il servizio di trasporto del gas naturale su rete di distribuzione ha generato ricavi pari ad Euro 12.092 migliaia, in aumento di Euro 3.926 migliaia rispetto all'esercizio precedente. L'incremento è principalmente spiegato dall'aumento della tariffa applicata alle società di vendita del gas naturale che operano a mezzo della rete di distribuzione del Gruppo, la quale ha comportato l'iscrizione di maggiori ricavi per Euro 4.536 migliaia. L'effetto positivo dovuto all'aumento della tariffa è parzialmente compensato dalla diminuzione dei volumi di gas naturale trasportati nel corso dell'esercizio di riferimento, contrazione dovuta alla termica particolarmente favorevole di cui avevano beneficiato i primi mesi dell'esercizio precedente. Nel corso dell'esercizio l'attività di distribuzione del gas naturale ha interessato il trasporto di 877,8 milioni di metri cubi, rispetto ai 944,1 milioni dell'esercizio precedente, con un decremento dei volumi vettoriati pari a 66,3 milioni, determinando un effetto negativo sui ricavi pari ad Euro 609 migliaia.

Il Vincolo dei ricavi totali è determinato, per ciascun anno, in funzione del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno di riferimento dall'impresa, nonché della tariffa di riferimento, i cui valori sono fissati e pubblicati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di entrata in vigore. A causa del rinvio della data di approvazione del vincolo dei ricavi totali definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2011, lo stesso è stato provvisoriamente contabilizzato a mezzo di un processo di stima che ha visto applicare, ai dati comunicati all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, gli algoritmi di calcolo definiti dalla normativa e utilizzando dei parametri generali rilevanti comunicati dall'Autorità stessa.

Al termine dell'esercizio, a parità di perimetro di consolidamento, i ricavi conseguiti dalle vendite di energia elettrica risultano pari ad Euro 97.784 migliaia, rilevando un incremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 33.703 migliaia. L'incremento risulta principalmente spiegato dai maggiori volumi di chilowattora commercializzati, i quali passano da 514 milioni dell'esercizio precedente, ad 807 milioni dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari a 293 milioni.

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti in ragione di servizi di allacciamento risultano pari ad Euro 4.868 migliaia, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente di Euro 790 migliaia. Il decremento è principalmente spiegato dal minor numero di nuovi allacciamenti alla rete di distribuzione del gas naturale dovuto alla perdurante crisi del settore immobiliare nelle zone dell'Italia settentrionale in cui insiste la rete di distribuzione del gas naturale del Gruppo.

A parità di perimetro di consolidamento i ricavi conseguiti dal servizio di fornitura calore passano da Euro 2.474 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 1.409 migliaia dell'esercizio di riferimento. Il decremento è principalmente spiegato dalla diminuzione degli impianti gestiti da società del Gruppo. L'ampliamento del perimetro di consolidamento avvenuto nel corso dell'esercizio ha comportato l'iscrizione di ricavi per Euro 834 migliaia conseguiti dalla controllata Blue Meta S.p.A..

I ricavi conseguiti in ragione di servizi svolti da distributori rilevano un decremento pari ad Euro 403 migliaia, passando da Euro 5.803 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 5.400 migliaia dell'esercizio di riferimento.

A parità di perimetro di consolidamento i ricavi iscritti in ragione di contributi erogati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas si attestano ad Euro 5.221 migliaia, e rilevano un incremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 565 migliaia. Tali contributi sono riconosciuti per il conseguimento degli obiettivi fissati dall'Autorità stessa in materia di risparmio energetico e pubblicati mediante delibera 18/2010 EEN del 22 novembre 2010. La delibera definisce gli obblighi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori obbligati. L'incremento registrato a parità di perimetro di consolidamento è principalmente spiegato, dall'innalzamento dell'obiettivo specifico fissato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e dall'aumento del contributo riconosciuto per ogni titolo di efficienza energetica che la società andrà a riconsegnare al fine di adempiere all'obbligo normativo.

Si segnala che la nuova società aggregata Unigas Distribuzione Gas S.p.A. è soggetta agli obblighi specifici di risparmio energetico stabiliti dall'Autorità.

A parità di perimetro di consolidamento la voce altri ricavi passa da Euro 8.298 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 9.742 migliaia dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari ad Euro 1.445 migliaia. L'aumento è principalmente spiegato dai maggiori ricavi iscritti in ragione dei contributi erogati dal Gestore dei Servizi Elettrici per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e conseguiti alla messa in funzione di nuovi impianti di generazione elettrica. Si segnala che il significativo incremento è dovuto alla maggiore produzione assicurata nei mesi estivi dagli impianti fotovoltaici.

Costi

26. Costo acquisto gas

La seguente tabella riporta i costi relativi all'acquisto della materia prima gas negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
Costi acquisto materia prima gas	772.580	45.758	726.822	608.458
Costi acquisto materia prima gas	772.580	45.758	726.822	608.458

Al termine dell'esercizio i costi sostenuti per gli approvvigionamenti di gas naturale, a parità di perimetro di consolidamento, risultano pari ad Euro 726.822 migliaia, rilevando un incremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 118.364 migliaia.

A parità di perimetro di consolidamento gli approvvigionamenti di gas naturale destinato al mercato finale rilevano un incremento pari ad Euro 28.646 migliaia, passando da Euro 376.154 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 404.801 migliaia dell'esercizio di riferimento. L'incremento del costo di acquisto del gas naturale è principalmente spiegato dall'aumento del paniere dei prezzi degli idrocarburi a cui è indicizzato il costo del gas naturale, andamento che ha comportato l'iscrizione di maggiori costi per Euro 47.690 migliaia. L'effetto negativo dovuto all'aumento dei prezzi della materia prima risulta parzialmente compensato dalla diminuzione dei quantitativi di metri cubi acquistati, che ha comportato l'iscrizione di minori costi di acquisto per Euro 19.043 migliaia. L'attività di approvvigionamento effettuata nel corso dell'esercizio ha interessato l'acquisto di 1.292,1 milioni di metri cubi, rilevando un decremento rispetto all'esercizio precedente pari a 66,4 milioni.

Gli acquisti di gas naturale destinato alle attività di trading passano da Euro 231.794 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 302.432 migliaia dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari ad Euro 70.638 migliaia. L'aumento è principalmente spiegato dai maggiori volumi acquistati in ragione di tali attività, i quali passano dai 1.057,1 milioni acquistati nel 2010, ai 1.153,1 milioni dell'esercizio di riferimento. Si segnala che nella voce risultano

iscritti costi sostenuti per l'acquisto di gas naturale con consegna a termine per complessivi Euro 19.590 migliaia.

Si segnala che le quantità di gas naturale più significative, sia per la fornitura della clientela finale come per il trading, sono fornite al Gruppo Ascopiave e dalla società collegata Sinergie Italiane S.r.l.

27. Costi acquisto altre materie prime

La seguente tabella riporta i costi relativi all'acquisto di altre materie prime negli esercizi considerati:

	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
<i>(migliaia di Euro)</i>				
Acquisti di gas	348		348	1.145
Acquisti GPL e gasolio	47	10	37	31
Acquisti di energia elettrica	67.986	10.853	57.134	45.548
Acquisti di altri materiali	3.316	179	3.137	4.849
Costi acquisto altre materie prime	71.698	11.042	60.656	51.572

Al termine dell'esercizio i costi sostenuti per l'acquisto di altre materie prime, a parità di perimetro di consolidamento, rilevano un incremento pari ad Euro 9.084 migliaia, passando da Euro 51.572 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 60.656 migliaia dell'esercizio considerato. L'aumento della voce è principalmente spiegato dai maggiori costi sostenuti per gli approvvigionamenti di energia elettrica parzialmente compensati dal decremento dei costi sostenuti per gli acquisti di altri materiali.

A parità di perimetro di consolidamento, i costi sostenuti per l'acquisto di energia elettrica destinata al mercato finale, rilevano un incremento pari ad Euro 11.586 migliaia rispetto all'esercizio precedente, passando da Euro 45.548 migliaia, ad Euro 57.134 migliaia dell'esercizio di riferimento. L'aumento è principalmente spiegato dai maggiori quantitativi di chilowattora acquistati nel corso dell'esercizio pari a complessivi 293 milioni.

I costi iscritti nella voce acquisti di altri materiali rilevano un decremento pari ad Euro 1.712 migliaia, passando da Euro 4.849 migliaia dell'esercizio 2010, ad Euro 3.137 migliaia dell'esercizio 2011. Il decremento è principalmente spiegato dai maggiori costi sostenuti per avviare le attività sui misuratori previste dalla delibera 155/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, i quali risultano direttamente imputati nell'attivo patrimoniale della società alla voce impianti e macchinari in regime di concessione.

28. Costi per servizi

La seguente tabella riporta il dettaglio dei costi per servizi negli esercizi considerati:

	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
<i>(migliaia di Euro)</i>				
Costi di vettoriamento su reti secondarie	80.264	7.825	72.438	52.876
Costi di lettura contatori	1.593	97	1.496	1.941
Spese invio bollette	495	129	366	441
Spese postali e telegrafiche	2.157	123	2.033	1.316
Manutenzioni e riparazioni	4.692	308	4.384	3.972
Servizi di consulenza	6.867	1.291	5.577	4.471
Servizi commerciali e pubblicità	1.956	98	1.858	1.214
Utenze varie	2.657	497	2.160	2.030
Compensi ad amministratori e sindaci	1.111	204	907	1.053
Assicurazioni	866	104	762	1.049
Spese per il personale	709	48	660	659
Altre spese di gestione	8.898	1.242	7.649	6.726
Costi per godimento beni di terzi	12.937	2.126	10.811	9.782
Costi per servizi	125.203	14.094	111.101	87.528

I costi per servizi sostenuti nel corso dell'esercizio, a parità di perimetro di consolidamento, rilevano un incremento pari

ad Euro 23.573 migliaia, passando da Euro 87.528 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 111.101 migliaia. L'incremento è principalmente spiegato dai maggiori costi sostenuti per il trasporto del gas naturale e dell'energia elettrica su rete di distribuzione per complessivi Euro 19.563 migliaia, dall'aumento dei costi sostenuti per consulenze per Euro 1.106 migliaia, e per il godimento di beni di terzi per Euro 1.029 migliaia.

A parità di perimetro di consolidamento i costi sostenuti per il trasporto del gas naturale su rete di distribuzione passano da Euro 36.913 migliaia dell'esercizio 2010, ad Euro 35.347 migliaia dell'esercizio considerato, rilevando una diminuzione pari ad Euro 1.566 migliaia. Il decremento è principalmente spiegato dai minori volumi di gas naturale immessi nella rete di società di distribuzione di proprietà, o gestite, da società non appartenenti al Gruppo.

I costi sostenuti per il trasporto di energia elettrica rilevano un incremento pari ad Euro 21.129 migliaia, passando da Euro 15.962 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 37.091 migliaia dell'esercizio di riferimento. L'aumento riscontrato è principalmente spiegato dai maggiori volumi di chilowattora commercializzati dalle società consolidate Estenergy S.p.A. e Veritas Energia S.r.l.

Al termine dell'esercizio i principali incrementi rilevati dai costi per servizi sono rappresentati dai maggiori costi sostenuti per manutenzioni e riparazioni delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale pari ad Euro 413 migliaia, dai maggiori servizi di consulenza tecnica, amministrativa e legale di cui si sono avvalse le società del gruppo pari ad Euro 1.106 migliaia, e dai maggiori costi sostenuti per servizi commerciali e pubblicitari per Euro 644 migliaia. Questi ultimi sono principalmente spiegati dallo sviluppo delle attività di espansione sul mercato definito "fuori rete" avviato dal Gruppo nel corso dell'esercizio, al fine di contrastare la pressione commerciale degli altri competitori.

I maggiori costi sostenuti per servizi di consulenza sono principalmente spiegati dalle spese sostenute per le aggregazioni delle società Bluemeta S.p.A., Unigas S.p.A., Destern S.r.l., Amgas Blu S.r.l., le quali a seguito della modifica apportata dai principi contabili che regolano la materia non possono più essere considerati incrementali del valore della partecipazione.

A parità di perimetro di consolidamento i costi sostenuti per il godimento di beni di terzi rilevano un incremento pari ad Euro 1.029 migliaia, passando da Euro 9.782 migliaia del 2010, ad Euro 10.811 migliaia dell'esercizio considerato. L'aumento è principalmente spiegato dai maggiori canoni concessori riconosciuti agli Enti locali in ragione del prolungamento delle concessioni per la gestione del gas naturale.

29. Costi del personale

La seguente tabella riporta il dettaglio dei costi del personale negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
Salari e stipendi	17.915	1.231	16.684	15.843
Oneri sociali	6.035	419	5.616	5.296
Trattamento di fine rapporto	1.279	94	1.185	1.049
Attualizzazione corrente del TFR	(22)		(22)	1
Altri costi	811	115	696	434
Totale costo del personale	26.017	1.859	24.159	22.623
Costo del personale capitalizzato	(1.695)		(1.695)	(1.531)
Costi del personale	24.323	1.859	22.464	21.091

Il costo del personale è espresso al netto dei costi capitalizzati nel Gruppo da parte delle società di distribuzione del gas naturale a fronte di incrementi di immobilizzazioni immateriali per lavori eseguiti in economia, i quali risultano direttamente imputati alla realizzazione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale ed iscritti nell'attivo patrimoniale.

A parità di perimetro di consolidamento i costi del personale rilevano un incremento pari ad Euro 1.372 migliaia, passando da Euro 21.091 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 24.464 migliaia dell'esercizio di riferimento. L'aumento è principalmente spiegato dall'incremento dell'organico medio in forza nelle società del Gruppo pari a 23 unità e dagli aumenti salariali riconosciuti nel corso dell'esercizio.

La tabella di seguito riportata evidenzia il numero medio di dipendenti del Gruppo per categoria al termine dell'esercizio 2011 e dell'esercizio 2010:

Descrizione	31/12/2011	Nuove Società acquisite	Al netto delle nuove società Acquisite	31/12/2010	Variazione
Dirigenti (medio)	22	1	21	19	3
Impiegati (medio)	370	33	337	315	55
Operai (medio)	128	6	123	124	5
Totale personale dipendente	520	39	481	457	62

Si segnala che alcuni dirigenti del Gruppo sono titolari di piani di phantom stock option.

30. Altri costi operativi

La seguente tabella riporta il dettaglio degli altri costi di gestione negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
Accantonamento rischi su crediti	7.372	1.182	6.189	4.841
Altri accantonamenti	150	150		68
Contributi associativi e AEEG	936	32	843	714
Minusvalenze	285	5	280	605
Sopravvenienze passive	1.792	595	1.198	697
Altre imposte	1.325	67	1.257	1.338
Altri costi	1.515	111	1.404	1.394
costi per appalti	1.911	239	1.672	1.292
Titoli di efficienza energetica	6.140	577	5.563	4.106
Altri costi di gestione	21.425	2.959	18.407	15.054

A parità di perimetro di consolidamento gli altri costi operativi rilevano un incremento pari ad Euro 3.352 migliaia, passando da Euro 15.054 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 18.407 migliaia dell'esercizio di riferimento. L'aumento è principalmente spiegato dall'aumento dei costi sostenuti per gli acquisti di titoli di efficienza energetica detti "certificati bianchi" per Euro 1.457 migliaia, e dall'incremento degli accantonamenti effettuati per rischi su crediti per Euro 1.348 migliaia.

L'adeguamento del valore nominale dei crediti al valore di presunto realizzo è stato ottenuto mediante apposito fondo svalutazione crediti. L'incremento dell'accantonamento registrato al termine dell'esercizio è principalmente spiegato dalla modifica del metodo di calcolo del rischio crediti effettuata dalle società acquisite negli esercizi 2008 e 2009, in adeguamento alle regole contabili del Gruppo, nonché all'aumento del profilo di rischio della clientela civile ed industriale in ragione dei maggiori inadempimenti riscontrati nel corso dell'esercizio nell'ambito dei consumi del gas naturale.

Gli obiettivi fissati per l'esercizio in corso dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas in materia di risparmio energetico sono stati pubblicati mediante delibera 18/2010 EEN del 22 novembre 2010. La delibera definisce gli obblighi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori obbligati che la capogruppo Ascopiave S.p.A. e la controllata Unigas Distribuzione S.r.l., dovranno raggiungere nel corso dell'esercizio 2011, a mezzo della produzione, o dell'acquisto di titoli di efficienza energetica. L'incremento registrato nel corso dell'esercizio per

l'acquisto di titoli di efficienza energetica è spiegato dall'innalzamento dell'obiettivo fissato dall'Autorità stessa, nonché dall'aumento del prezzo medio a cui i titoli risultano acquistabili nel mercato.

31. Altri proventi operativi

La seguente tabella riporta il dettaglio degli altri proventi operativi negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
Sopravvenienze attive	0		0	438
Altri proventi	612	7	605	551
Altri proventi	612	7	605	989

Al termine dell'esercizio gli altri proventi operativi rilevano un decremento pari ad Euro 383 migliaia, passando da Euro 989 migliaia del 2010, ad Euro 605 migliaia dell'esercizio di riferimento. La voce registra la plusvalenza rilevata dalla cessione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale site nel comune di Zané, provincia di Vicenza, La cessione della rete all'Ente Locale concedente, dovuta al cambiamento del soggetto economico chiamato a gestire la rete di distribuzione, ha comunque permesso il recupero integrale dell'investimento realizzato a mezzo dei processi di aggregazione aziendale attuati nel corso dei primi esercizi del decennio scorso nell'area veneta.

32. Ammortamenti

La seguente tabella riporta il dettaglio degli ammortamenti nei periodi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società	Esercizio 2010
Immobilizzazioni immateriali	16.855	1.362	15.493	15.460
Immobilizzazioni materiali	3.083	55	1.209	1.955
Ammortamenti	19.938	1.418	16.701	17.414

A parità di perimetro di consolidamento gli ammortamenti rilevati al termine dell'esercizio registrano un decremento pari ad Euro 713 migliaia, passando da Euro 17.414 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 16.701 migliaia dell'esercizio di riferimento. Il decremento delle quote di ammortamento rilevate è principalmente spiegato dalla cessione agli Enti Locali delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale, nei comune di San Vito di Leguzzano, Zané e Costabissara a seguito della mancata aggiudicazione della gara effettuata per l'affidamento della concessione della distribuzione del gas nei comuni stessi.

Proventi e oneri finanziari

33. Proventi e oneri finanziari

La seguente tabella riporta il dettaglio dei proventi ed oneri finanziari negli esercizi considerati:

	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
<i>(migliaia di Euro)</i>				
Interessi attivi bancari e postali	307	115	192	63
Altri interessi attivi	1.468	150	1.318	757
Distribuzione dividendi da società partecipate	0		0	0
Interessi attivi da società partecipate			0	
Altri proventi finanziari	20	0	20	489
Proventi finanziari	1.795	266	1.530	1.309
Interessi passivi bancari	2.768	147	2.621	1.141
Interessi passivi su mutui	921	85	836	325
Altri oneri finanziari	1.270	57	1.212	611
Oneri finanziari	4.959	290	4.669	2.077
Valutaz.impr.collegate con il metodo del patrimoni	22.425		22.425	735
Svalutazioni partecipazioni società collegate	53		53	
Valutaz.impr.collegate con il metodo del patrimoni	22.478		22.478	735
Totale oneri/(proventi) finanziari netti	25.642	24	25.617	1.502

Al termine dell'esercizio il saldo tra oneri e proventi finanziari, a parità di perimetro di consolidamento, evidenzia un risultato negativo pari ad Euro 3.140 migliaia, in aumento rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente di Euro 2.372 migliaia in ragione dell'aumento degli oneri finanziari per Euro 2.593 migliaia parzialmente compensata dall'aumento dei proventi finanziari per Euro 220 migliaia.

I maggiori oneri finanziari sono principalmente spiegati dall'aumento dell'esposizione bancaria verificatasi nel corso del periodo di riferimento, nonché ai maggiori saggi di interessi applicati sulle linee di credito. L'incremento dei saggi concessi dagli istituti di credito è principalmente spiegato dall'andamento del tasso di riferimento Euribor e degli spread, i quali dopo la contrazione manifestata nei primi nove mesi dell'esercizio precedente, hanno ripreso un andamento crescente. In merito si segnala che rispetto all'esercizio precedente il tasso di riferimento ha manifestato un incremento medio pari a circa 68 basis point.

La voce "valutazione imprese collegate con il metodo del patrimonio netto" risulta pari ad Euro 22.478 migliaia, ed accoglie principalmente la quota di pertinenza del Gruppo della società collegata Sinergie Italiane S.r.l., come spiegato nel paragrafo "Partecipazioni" di questa nota. La stessa rileva un incremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 21.743 migliaia.

Imposte

34. Imposte dell'esercizio

La tabella che segue mostra la composizione delle imposte sul reddito negli esercizi considerati, distinguendo la componente corrente da quella di fferita ed anticipata negli esercizi considerati:

	Esercizio 2011	Valori nuove società acquisite	Valori al netto delle nuove società acquisite	Esercizio 2010
<i>(migliaia di Euro)</i>				
Imposte correnti RES	28.854	2.813	26.042	19.565
Imposte correnti RAP	4.459	385	4.074	3.469
Imposte (anticipate)/differite	822	(998)	1.820	(1.627)
Imposte dell'esercizio	34.136	2.200	31.936	21.408

A parità di perimetro di consolidamento le imposte maturate passano da Euro 21.408 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 31.936 migliaia dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari ad Euro 10.528 migliaia. L'incremento è principalmente spiegato dall'aumento delle aliquote di imposta a cui le società del Gruppo sono assoggettate a seguito delle normative introdotte nel corso della così detta manovra estiva.

In particolare si segnala che ai sensi delle modifiche introdotte dalla legge di conversione 111 del 15 luglio 2011 all'articolo 23 comma 5 del decreto legge 98 del 6 luglio 2011, le società di distribuzione del Gruppo sono state assoggettate ad una aliquota IRAP pari al 4,2% in quanto imprese che esercitano attività concessionarie di servizi e opere pubbliche.

In merito all'imposta IRES, si segnala che alcune delle società di vendita del Gruppo risultavano già assoggettate all'addizionale IRES del 6,5% ai sensi dell'articolo 81 del decreto legge 112 del 25 giugno 2008, che è stato oggetto di modifica ai sensi dell'articolo 7 del decreto legge 138, entrato in vigore il 13 agosto 2011, la c.d. "manovra di ferragosto". La manovra prevede l'aumento di 4 punti percentuali dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), portandola al 10,5%, estendendo l'assoggettabilità all'imposta addizionale anche ai soggetti che operano nel settore del trasporto o distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che abbiano conseguito nel periodo d'imposta precedente un fatturato superiore 10 milioni di Euro (25 milioni di Euro esercizio precedente) ed un reddito imponibile superiore ad un milione di Euro. La modifica introdotta, in base all'articolo 7 comma 3 del decreto Legge 138/2011, avrà durata tre anni a partire dal periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2010.

La tabella seguente evidenzia la ripartizione delle imposte correnti IRES negli esercizi considerati:

(in migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Oneri di adesione al consolidato fiscale	16.587	13.591
Addizionale IRES	10.100	4.654
IRES	2.168	1.320
Imposte correnti IRES	16.587	13.591

La tabella mostra l'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato ante imposte negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Utile ante imposte	42.395	54.253
Imposte dell'esercizio	34.136	21.408
Incidenza sul risultato ante imposte	80,5%	39,5%

Il tax-rate effettivo passa dal 39,5% del 31 dicembre 2010, al 80,5% del 31 dicembre 2011, rilevando un incremento pari al 41%. L'incremento registrato dal tax-rate è in parte spiegato dalla modifica normativa esposta nel paragrafo 34, "Imposte dell'esercizio", di questa nota.

L'incremento registrato dal tax-rate è inoltre parzialmente spiegato dall'effetto rilasciato sull'utile ante-imposte dal risultato negativo conseguito da Sinergie Italiane S.r.l., il quale al termine dell'esercizio precedente contribuiva a ridurre l'incidenza delle imposte sul risultato di esercizio, mentre al termine dell'esercizio in corso, in ragione della perdita patita dalla società, contribuisce ad incrementarlo, determinando una variazione complessiva pari al 27,3%. Il residuo aumento è imputabile alla modifica normativa esposta nel paragrafo 34 "Imposte dell'esercizio".

Componenti non ricorrenti

Ai sensi della comunicazione CONSOB n.15519/2005 si segnala la presenza di componenti economiche non ricorrenti nella Relazione Finanziaria annuale al 31 dicembre 2011. In particolare nel corso dell'esercizio il Gruppo è stato obbligato ad iscrivere un fondo per rischi ed oneri per la significativa perdita conseguita dalla collegata Sinergie Italiane S.r.l., come più ampiamente descritto in precedenza.

L'effetto di tale accantonamento, conseguente alle perdite patite nell'esercizio chiuso al 30 settembre 2011 dalla società che nel gruppo si occupa dell'approvvigionamento del gas naturale per Euro 92.160 migliaia, è da considerarsi non ricorrente, in quanto determinato dalla sopravvenuta onerosità di contratti di acquisto del gas naturale della partecipata.

Transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della Comunicazione Consob N. DEM/6064296 del 28 luglio 2006, si precisa che nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni atipiche e/o inusuali.

ALTRE NOTE DI COMMENTO ALLA RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE AL 31 DICEMBRE 2011

Aggregazioni aziendali

Acquisto delle partecipazioni di Unigas Distribuzione Gas S.r.l. e Blue Meta S.p.A.

In data 13 gennaio 2011, Ascopiave S.p.A. ha finalizzato l'acquisto della partecipazione nel gruppo Unigas. L'aggiudicazione della gara competitiva indetta da Unigas Distribuzione Gas S.r.l. per la ricerca di un partner strategico ha condotto all'acquisto di una partecipazione pari al 100% di Blue Meta S.p.A. per Euro 23.788 migliaia originariamente detenuta dalla stessa Unigas Distribuzione S.r.l. ed al contemporaneo aumento di capitale sociale riservato per una percentuale pari al 48,86% e per Euro 19.910 migliaia. La Capogruppo ha perciò sopportato un esborso finanziario complessivo pari ad Euro 43.698 migliaia. I costi dell'acquisizione, ai sensi dello "IFRS 3 Revised - Aggregazioni aziendali" sono stati contabilizzati nel conto economico consolidato per un valore di Euro 643 migliaia. Le partecipazioni acquistate sono state oggetto di valutazione esterna da parte di un soggetto indipendente per la determinazione dell'allocatione del maggior valore pagato rispetto ai valori contabili del patrimonio netto al 31 dicembre 2010.

La valutazione del consulente indipendente ha segnalato l'esistenza di un'attività immateriale a vita utile definita, riconducibile a Blue Meta S.p.A., rappresentativa del valore dei contratti acquisiti con i clienti e dei rapporti con la clientela stabiliti da tali contratti, pari ad Euro 6.000 migliaia (in seguito "ramo vendita lista clienti"), sulla quale è stato iscritto anche il corrispondente effetto di fiscalità differita. Gli amministratori hanno ritenuto prudenzialmente di considerare per tale tipologia di attività immateriale una vita utile pari a 10 anni in linea con le valutazioni di aggregazioni simili di precedenti esercizi.

L'aggregazione aziendale è stata provvisoriamente contabilizzata al 31 marzo 2011 secondo quanto disposto dal principio contabile internazionale IFRS 3.62.

Si segnala che nel mese di ottobre del corrente esercizio la capogruppo ha notificato ad Unigas Distribuzione S.r.l., quale soggetto alienante la partecipazione in Blue Meta S.p.A., e ad Anita S.r.l. quale soggetto controllante Unigas Distribuzione S.r.l., una contestazione in merito all'esistenza di un credito vantato da Blue Meta S.p.A. verso l'Agenzia delle Dogane di Bergamo. La contestazione è giustificata dalla decadenza del diritto della società partecipata, dei termini di richiesta di rimborso del credito d'imposta spiegato da versamenti eccedenti il dovuto per Euro 1.680 migliaia.

Nei termini sopradescritti la società Ascopiave S.p.A. ha provveduto ad informare i soggetti cedenti le partecipazioni del proprio diritto di essere mantenuta indenne dall'inesistenza del credito evidenziato quale minori Altre passività correnti pari ad Euro 1.680 migliaia relative al bilancio d'esercizio di Blue Meta S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2010. Tali evidenze comportano la modificazione dell'originario avviamento iscritto in forma provvisoria per Euro 200 migliaia, in ragione della franchigia contrattuale riconosciuta dal contratto di compravendita della partecipazione in Blue Meta S.p.A., mentre i restanti Euro 1.480 migliaia non modificano l'originaria iscrizione in quanto costituiscono una rettifica del prezzo originario dell'acquisizione, vista la richiesta di indennizzo inoltrata alle parti cedenti.

In particolare, il valore equo aggregato provvisoriamente attribuito, alle attività e passività identificabili di Unigas Distribuzione Gas S.r.l. e Blue Meta S.p.A. alla data del 31 dicembre 2011 è il seguente:

	Valori contabili			Valori equi riscontrati all'acquisizione		
	Unigas 48,86%	Blue Meta 100%	aggregato	Unigas 48,86%	Blue Meta 100%	aggregato
Attività non correnti						
Avviamento	0	400	400	0	0	0
Altre immobilizzazioni immateriali	2.343	129	2.471	2.008	6.055	8.063
Immobilizzazioni materiali	11.755	628	12.383	11.755	628	12.383
Partecipazioni	0	0	0	0	0	0
Altre attività non correnti	6	4	10	6	4	10
Imposte anticipate	113	289	402	255	320	575
Totale attività non correnti	14.217	1.450	15.667	14.024	7.007	21.031
Attività correnti						
Rimanenze	203	0	203	203	0	203
Crediti commerciali	2.991	20.044	23.036	2.991	20.044	23.036
Altre attività correnti	670	2.699	3.369	670	2.699	3.369
Attività finanziarie correnti	10	12	22	10	12	22
Crediti tributari	0	439	439	0	439	439
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20.546	2.690	23.236	20.546	2.690	23.236
Totale attività correnti	24.421	25.884	50.304	24.421	25.884	50.304
Totale attivo	38.638	27.334	65.971	38.445	32.891	71.336
Passività non correnti						
Fondi rischi ed oneri	0	97	97	0	97	97
Trattamento fine rapporto	138	111	249	131	106	237
Finanziamenti a medio e lungo termine	4.550	0	4.550	4.550	0	4.550
Passività finanziarie non correnti	0	0	0	0	0	0
Imposte differite	0	0	0	3	2.366	2.369
Totale passività non correnti	4.688	208	4.896	5.407	2.569	7.975
Passività correnti						
Debiti verso banche e finanziamenti	6.449	0	6.449	6.449	0	6.449
Debiti commerciali	2.098	18.124	20.222	2.098	18.124	20.222
Debiti tributari	131	0	131	131	0	131
Altre passività correnti	6.013	4.952	10.964	6.013	3.811	9.824
Passività finanziarie correnti	49	221	270	49	221	270
Totale passività correnti	14.739	23.296	38.035	14.739	22.155	36.895
Totale passivo	19.427	23.504	42.931	20.146	24.724	44.870
Totale attività/passività della società acq:	19.210	3.830	23.040	18.299	8.167	26.466
Avviamento derivante dall'acquisizione				888	14.141	15.029
Costo totale dell'acquisizione				19.187	22.308	41.495
Liquidità netta della società				20.546	2.690	23.236
Pagamenti				19.187	22.308	41.495
Liquidità netta utilizzata				(1.359)	19.618	18.259

Il plusvalore residuo pari ad Euro 15.029 migliaia è stato iscritto ad avviamento ed attribuito alla CGU vendita gas relativamente alla società Blue Meta S.p.A. per Euro 14.141 migliaia e alla CGU distribuzione gas naturale relativamente alla società Unigas Distribuzione Gas S.r.l. per Euro 888 migliaia.

Acquisto della partecipazione di De Stern 5 S.r.l.

In data 22 febbraio 2011 la società Serin S.r.l. soggetta a controllo congiunto da parte di Agroenergetica S.r.l. controllata dal Gruppo Casillo e da Ascoenergy S.r.l. controllata da Ascopiave S.p.A. ha acquisito il 77,50% delle quote

di partecipazione in De Stern 5 S.r.l. con sede a Parma attiva nella produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici al prezzo concordato di Euro 3.056 migliaia (Euro 1.528 migliaia quota parte Gruppo Ascopiave).

In data 24 maggio 2011 la società Serin S.r.l. ha provveduto ad acquistare il restante 22,5% del quote di De Stern 5 S.r.l. con un ulteriore esborso di Euro 80 migliaia (Euro 40 migliaia quota parte Gruppo Ascopiave).

La partecipazione acquistata è stata oggetto di valutazione interna per la determinazione dell'allocazione del maggior valore pagato rispetto ai valori contabili al 31 dicembre 2010. La valutazione effettuata sulla base del piano industriale e in considerazioni delle autorizzazioni amministrative già acquisite dalla società ha permesso di ritenere il prezzo pagato equo rispetto al fair value della società acquisita.

L'aggregazione aziendale era stata provvisoriamente contabilizzata al 31 marzo 2011 secondo quanto disposto dal principio contabile internazionale IFRS 3.62. In particolare, il valore equo provvisoriamente attribuito, alle attività e passività identificabili di De Stern 5 S.r.l. alla data del 31 marzo 2011 comportava l'iscrizione di un avviamento pari ad Euro 320 migliaia. Alla data del 31 dicembre 2011 a seguito dell'acquisizione delle residue quote il plusvalore precedentemente determinato è venuto meno. Rispetto alla contabilizzazione di avviamento alla data di approvazione del resoconto trimestrale al 31 marzo 2011 si è ritenuto di non iscrivere più avviamento.

Attività e passività acquisite con acquisto da parte di Serin S.r.l. del 77,5% delle quote di partecipazione in De Stern 5 S.r.l.	Valore contabile	Valore equo rilevato all'acquisizione
Attività non correnti		
Immobilizzazioni materiali	20	20
Totale attività non correnti	20	20
Attività correnti		
Altre attività correnti	3	3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.564	1.564
Totale attività correnti	1.567	1.567
Totale attivo	1.588	1.587
Passività correnti		
Debiti commerciali	1	1
Passività finanziarie correnti	35	18
Totale passività correnti	36	19
Totale passivo	0	19
Totale attività/passività della società acquisita	1.588	1.568
Avviamento derivante dall'acquisizione	-	0
Costo totale dell'acquisizione		1.568
Liquidità netta della società		1.564
Pagamenti		1.568
Liquidità netta utilizzata		4

Acquisto delle partecipazione di Amgas Blu S.r.l.

In data 30 giugno 2011, Ascoblu S.r.l. controllata al 100% da parte di Ascopiave S.p.A. ha finalizzato l'acquisto della partecipazione di Amgas Blu S.r.l. da Amgas Blu S.p.A. la quale aveva conferito alla Amgas Blu S.r.l. in data 26 giugno 2011 il ramo vendita gas nel comune di Foggia. L'aggiudicazione della gara competitiva indetta da Amgas Blu S.p.A. (che detiene tutt'ora il restante 20%), ha condotto all'acquisto di una partecipazione pari al 80% di Amgas Blu

S.r.l. al prezzo complessivo di Euro 11.524 migliaia comprensivo degli oneri di gara e delle spese che ai sensi dello “IFRS 3 Revised - Aggregazioni aziendali” sono stati contabilizzati nel conto economico consolidato per un valore di Euro 450 migliaia.

La partecipazione acquistata è stata oggetto di valutazione esterna da parte di un tecnico indipendente per la determinazione dell’allocazione del maggior valore pagato rispetto ai valori contabili del patrimonio netto al 30 giugno 2011.

La valutazione del consulente indipendente ha segnalato l’esistenza di un’attività immateriale a vita utile definita, rappresentativa del valore dei contratti acquisiti con i clienti e dei rapporti con la clientela stabiliti da tali contratti, pari ad Euro 3.800 migliaia (in seguito “ramo vendita lista clienti”), sulla quale è stato iscritto anche il corrispondente effetto di fiscalità differita. Gli amministratori hanno ritenuto prudenzialmente di considerare per tale tipologia di attività immateriale una vita utile pari a 10 anni in linea con le valutazioni di aggregazioni simili di precedenti esercizi.

L’aggregazione aziendale è stata provvisoriamente contabilizzata al 31 dicembre 2011 secondo quanto disposto dal principio contabile internazionale IFRS 3.62. In particolare, il valore equo aggregato provvisoriamente attribuito, alle attività e passività identificabili di Amgas Blu S.r.l. alla data del 31 dicembre 2011 è il seguente:

Attività e passività acquisite con acquisto da parte di Ascoblù S.r.l. del 80% delle quote di partecipazione in Amgas Blu S.r.l.	Valore contabile	Valore equo rilevato all'acquisizione
Attività non correnti		
Altre immobilizzazioni immateriali	4	3.804
Altre attività non correnti	2.067	2.067
Totale attività non correnti	2.070	5.870
Attività correnti		
Altre attività correnti	689	689
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10	10
Totale attività correnti	699	699
Totale attivo	2.769	6.569
Passività non correnti		
Trattamento fine rapporto	362	362
Altre passività non correnti	2.394	2.394
Imposte differite	0	1.490
Totale passività non correnti	2.756	4.245
Passività correnti		
Totale passivo	0	4.249
Totale attività/passività della società acquisita	2.769	2.320
Patrimonio netto riconosciuto ai terzi		464
Avviamento derivante dall'acquisizione		9.217
Costo totale dell'acquisizione		11.073
Liquidità netta della società		10
Pagamenti		11.073
Liquidità netta utilizzata		11.063

Il plusvalore residuo pari ad Euro 9.217 migliaia è stato provvisoriamente iscritto ad avviamento e attribuito alla CGU vendita gas.

Il prezzo pagato per l'acquisto di Amgas Blu S.r.l. è stato oggetto di conguaglio in ragione delle evidenze che sono state rilevate dal conteggio dei punti di riconsegna attivi alla data del 31 agosto 2011 realizzato da Amgas Blu S.p.A.; il conguaglio prezzo è stato quantificato in Euro 126 migliaia.

Impegni e rischi

Garanzie prestate

Il Gruppo ha erogato le seguenti garanzie al 31 dicembre 2011:

(Migliaia di Euro)	
Patronage su linee di credito	231.200
Patronage su contratti di locazione finanziaria	956
Patronage su contratti di somministrazione gas	11.667
Patronage su contratti di somministrazione energia elettrica	7.660
Patronage su contratti di acquisto energia elettrica	5.000
Patronage per realizzazione impianti fotovoltaici	4.196
Fidejussioni su linee di credito	17.477
Su esecuzione lavori	2
Ad uffici utf e regioni per imposte sul gas	4.886
Ad uffici UTF e regioni per imposte sull' energia elettrica	184
Su concessione distribuzione	22.866
Su concessione pubblica illuminazione	99
Su contratti di Servizio	120
Su compravendite quote societarie	2.500
Su contratti di locazione commerciale	17
Su contratti di vettoriaamento	2.552
Su contratto di trasporto di energia elettrica	7.408
Su contratti attivi di somministrazione energia elettrica	142
Su attività svolte dalla società	7
Su contratti di acquisto gas	3
Su contratti di acquisto energia elettrica	6.752
Per realizzazione impianti fotovoltaici	2.419
Totale	328.113

I patronage su linee di credito e su contratti di acquisto del gas rilasciate a favore della collegata Sinergie Italiane S.r.l. ammontano al 31 dicembre 2011 ad Euro 226.877 migliaia (Euro 224.087 nell'esercizio precedente).

Si segnala che sulle quote della società Ascoblu S.r.l. controllante Amgas Blu S.r.l. risulta esistere il diritto di acquisto della società Speedenergy S.r.l. sul 20% della proprietà, per la durata di tre anni.

Gestione del rischio finanziario: obiettivi e criteri

Il finanziamento delle attività operative del Gruppo avviene principalmente mediante il ricorso a finanziamenti bancari, leasing finanziari, contratti di noleggio con l'opzione d'acquisto e depositi bancari a vista ed a breve termine. Il ricorso a tali forme di finanziamento espone il Gruppo al rischio legato alle fluttuazioni dei tassi d'interesse, che determinano poi possibili variazioni sugli oneri finanziari.

L'attività operativa mette, invece, di fronte il Gruppo a possibili rischi di credito con le controparti.

Il Gruppo è, inoltre, soggetto al rischio di liquidità poiché le risorse finanziarie disponibili potrebbero non essere sufficienti a far fronte alle proprie obbligazioni finanziarie, nei termini e nelle scadenze prospettate.

Il Consiglio di Amministrazione riesamina e concorda le politiche per gestire detti rischi, di seguito descritti.

Rischio di tasso d'interesse

Essendo il ciclo d'affari caratterizzato da una certa stagionalità, il Gruppo mira a gestire le necessità di liquidità per mezzo di linee di affidamento temporanee e finanziamenti a medio termine a tasso variabile.

Il Gruppo, inoltre, gestisce linee di credito a tasso fisso (mutui), per importi non significativi, che si sono originate al momento del conferimento delle reti di distribuzione del gas degli enti locali ora soci di Asco Holding S.p.A.

Nel corso dell'esercizio 2011 la Capogruppo ha sottoscritto un contratto di finanziamento a medio lungo termine con Unicredit S.p.A.. L'importo del finanziamento è pari ad Euro 40.000 migliaia, e la durata dello stesso è di sette anni.

Il tasso di interesse che regola il finanziamento è di tipo variabile, ed è formato da un parametro di indicizzazione individuato nell'EURIBOR a tre mesi ed un margine fisso da sommare al parametro detto "spread". La misura del margine fisso è soggetta ad ipotetici aumenti in base al valore assunto, al termine di ogni esercizio, dal rapporto fra la posizione finanziaria netta consolidata e il margine operativo lordo consolidato. Oltre alle condizioni previste per la quantificazioni del tasso di interesse da applicare al capitale finanziato, il mantenimento in essere del contratto di finanziamento è soggetto al rispetto delle seguenti condizioni finanziarie ed operative:

- a) il valore dell'indice sopra descritto non può superare un valore pari a 2,75;
- b) il valore di R.A.B. (Regulatory Asset Base ovvero il Valore della Rete del Gas) non può essere inferiore a Euro 270.000 migliaia;
- c) la partecipazione di ASCOHOLDING S.p.A. detenuta in ASCOPIAVE S.p.A. non potrà scendere al di sotto del 51%;

Ad oggi i covenants previsti dal suddetto finanziamento sono stati rispettati.

Nel corso dell'esercizio 2011 la società Serin S.r.l., controllata da Ascoenergy S.r.l., partecipata al 70% da Ascopiave S.p.a. ha perfezionato un finanziamento a medio lungo termine di Euro 10.480 migliaia al fine di correlare la struttura degli investimenti in impianti fotovoltaici nelle società Masseria S.r.l., Lucania S.r.l., Palo6 S.r.l., Gioia S.r.l., con una durata dell'indebitamento adeguata, la durata del finanziamento è di 15 anni.

Il rimborso del finanziamento sarà realizzato a mezzo di rate semestrali posticipate a partire dal 29 giugno 2012 sino al 31 dicembre 2026.

Il tasso di interesse che regola il finanziamenti è di tipo variabile, ed è formato da un parametro di indicizzazione a 6 mesi ed un margine fisso da sommare al parametro detto "spread".

Al fine di evitare il rischio di un eccessivo incremento del tasso di interesse superiore al limite "CAP" del 4,645% la società ha sottoscritto un contratto derivato di copertura sul 50% del finanziamento totale che fissa il tasso massimo di remunerazione del prestito al tale livello nel periodo di vigenza. Il fair value alla data del 31 dicembre 2011 del derivato di copertura risultava essere oneroso per Euro 90 migliaia.

Analisi di sensitività al rischio di tasso

La seguente tabella illustra gli impatti sull'utile ante-imposte del Gruppo della possibile variazione dei tassi di interesse in un intervallo ragionevolmente possibile.

	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	
Posizione Finanziaria Netta 2011	(113.767)	(120.465)	(105.741)	(94.187)	(92.869)	(93.840)	(119.132)	(116.267)	(141.881)	(171.334)	(171.334)	(201.221)
Tasso medio passivo	1,29%	1,13%	1,29%	1,35%	1,45%	1,82%	1,90%	1,57%	1,90%	2,64%	2,34%	1,91%
Tasso medio maggiorato di 250 basis point	3,79%	3,63%	3,79%	3,85%	3,95%	4,32%	4,40%	4,07%	4,40%	5,14%	4,84%	4,41%
Tasso medio di minorato di 60 basis point	0,69%	0,53%	0,69%	0,75%	0,85%	1,22%	1,30%	0,97%	1,30%	2,04%	1,74%	1,31%
PFN ricaleolata con maggiorazione di 250 basis point	(114.009)	(120.696)	(105.965)	(94.381)	(93.065)	(94.033)	(119.384)	(116.514)	(142.173)	(171.698)	(171.698)	(201.649)
PFN ricaleolata con diminuzione di 60 basis point	(113.709)	(120.410)	(105.687)	(94.141)	(92.821)	(93.794)	(119.071)	(116.208)	(141.811)	(171.246)	(171.249)	(201.119)
Effetto negativo sul risultato ante-imposte	(242)	(231)	(225)	(194)	(197)	(198)	(253)	(247)	(292)	364	352	427
Effetto positivo sul risultato ante-imposte	58	55	54	46	47	46	61	59	70	(87)	(84)	(103)
												223

L'analisi di sensitività, ottenuta simulando una variazione sui tassi di interesse applicati alle linee di credito del Gruppo pari a 60 basis point in diminuzione, e pari a 250 basis point in aumento, mantenendo costanti tutte le altre variabili, porta a stimare un effetto sul risultato prima delle imposte rispettivamente negativo per Euro 929 migliaia, o positivo per Euro 223 migliaia.

Rischio di credito

L'attività operativa mette di fronte al Gruppo ai possibili rischi di credito causati dal mancato rispetto dei vincoli commerciali con le controparti.

Il Gruppo monitora costantemente tale tipologia di rischio attraverso un'adeguata procedura di gestione del credito, agevolato in tal senso anche dalla parcellizzazione di una componente significativa dei crediti verso clienti. La politica è quella di svalutare integralmente i crediti che presentano un'anzianità superiore all'esercizio (cioè che sono scaduti da oltre un anno) e, invece, di svalutare parzialmente i rimanenti crediti sulla base di percentuali di svalutazione determinate da serie storiche.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è relativo al rischio del Gruppo di non disporre di sufficienti risorse finanziarie disponibili per far fronte alle proprie obbligazioni finanziarie, nei termini e nelle scadenze prospettate.

Il Gruppo persegue costantemente il mantenimento dell'equilibrio e della flessibilità tra fonti di finanziamento ed impieghi. I due principali fattori che influenzano la liquidità del Gruppo sono da una parte le risorse generate o assorbite dalle attività operative o d'investimento, dall'altra le caratteristiche di scadenza e di rinnovo del debito.

Rischio di prezzo delle materie prime e di cambio Euro / Dollaro

La società è esposta al rischio di oscillazione del costo della materia prima dovuto al disallineamento tra i panieri di indicizzazione delle tariffe di vendita del gas naturale e i panieri di indicizzazione del costo di acquisto, che possono essere tra di loro differenti.

Nell'esercizio 2011, al fine di ridurre l'esposizione al rischio sopra descritto, la società ha sottoscritto contratti di approvvigionamento che prevedono clausole di indicizzazione nell'acquisto della materia prima, in linea con le formule di indicizzazione indicate dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per il calcolo della componente materia prima nelle tariffe di vendita ai clienti domestici, che rappresentano la quota di mercato più significativa della società.

Il rischio rimane pertanto legato alla rimanente minoritaria quota di mercato, rappresentata principalmente dalla clientela industriale, per la quale la società non può dare copertura alla diversa tempistica di indicizzazione del costo della materia prima rispetto alla indicizzazione del prezzo in vendita.

Rischi specifici dei settori di attività in cui opera il Gruppo

Regolamentazione

Il Gruppo Ascopiave svolge attività nel settore del gas soggette a regolamentazione. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea e dal Governo italiano e le decisioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas possono avere un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario. Futuri cambiamenti nelle politiche normative adottate dall'Unione Europea o a livello nazionale potrebbero avere ripercussioni imprevedute sul quadro normativo di riferimento e, di conseguenza, sull'attività e sui risultati del Gruppo.

Rischi legati alla scadenza delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas di cui sono titolari Ascopiave S.p.A. e le sue società partecipate ed all'eventuale riscatto anticipato delle concessioni da parte degli enti concedenti

Rischi relativi alle gare per l'assegnazione delle nuove concessioni di distribuzione del gas

Con riferimento alle più significative normative emanate nel periodo si segnala la pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale, in data 31/03/2011, del Decreto 19/01/2011 del Ministero dello Sviluppo Economico (Decreto Ambiti) con il quale sono stati definiti in 177 il numero degli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) e sono stati individuati i criteri di loro formazione.

L'art. 3 del Decreto Ambiti contiene una previsione per l'aggiudicazione delle gare solo attraverso gli ATEM. In tale contesto verrebbero, di fatto, bloccate le gare in essere avviate dai singoli comuni, anche antecedentemente la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale.

Il quadro normativo dovrà essere completato dai seguenti provvedimenti:

- Decreto Ministeriale Criteri, contenente i criteri per lo svolgimento delle gare d'ambito;
- Decreto Ministeriale per la definizione dei Comuni rientranti in ciascun ambito.

In data 28/06/2011 è stato infine pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D. Lgs. 93/11 (attuazione delle Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato dell'Energia Elettrica ed il Gas).

Particolare rilievo riveste l'art. 24 con il quale il legislatore è intervenuto su aspetti di primario impatto:

- nelle situazioni a regime, cioè al termine della prima gara per l'espletamento del servizio, il valore del rimborso al gestore uscente sarà rappresentato dalla RAB;
- solo per il primo affidamento della gara d'ambito verrà riconosciuto in tariffa l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso (calcolato sulla base degli atti concessori) e la RAB;
- blocco delle nuove gare fino all'indizione delle gare d'ambito.

Rischi relativi alla sussistenza del diritto dei Comuni ad acquisire la proprietà delle reti di distribuzione del gas e alla quantificazione del rimborso a carico del nuovo gestore

Con riferimento alle concessioni relativamente alle quali Ascopiave S.p.A. e le società da essa controllate sono anche proprietarie delle reti di distribuzione del gas, si segnala che la dottrina e la giurisprudenza che si sono occupate

dell'interpretazione delle norme relative alle reti di distribuzione del gas contenute nel Decreto Letta non hanno al momento chiarito, in attesa dell'entrata in vigore della nuova normativa di settore, se la società proprietaria delle reti sia effettivamente tenuta, alla scadenza delle concessioni e/o affidamenti, a trasferire ai Comuni la proprietà delle reti, ed esistono differenze interpretative tra gli enti concedenti ed i gestori circa le modalità di applicazione dei criteri per la quantificazione dell'indennità dovuta al gestore uscente proprietario delle reti ai sensi dell'articolo 24, comma 4, lett. a) e b) del R.D. 15 ottobre 1925 n. 2578 (ai sensi del quale è previsto che si debba tenere conto solo del "valore industriale" dell'impianto, e non anche del profitto che al concessionario viene a mancare a causa della mancata aggiudicazione della concessione).

Pertanto alla scadenza delle concessioni e/o affidamenti, potrebbero sorgere contenziosi aventi ad oggetto la quantificazione dell'indennità dovuta a Ascopiave S.p.A. ed alle sue società; l'esito di tali giudizi potrebbe essere sfavorevole per Ascopiave S.p.A. e per le sue società, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria, che non sarebbero comunque di compromettere la continuità aziendale.

Sinergie Italiane S.r.l.

In data 8 marzo 2012, la società collegata Sinergie Italiane S.r.l. ha approvato il progetto di bilancio chiuso al 30 settembre 2011, redatto secondo principi contabili nazionali, che è stato trasmesso al Gruppo in data 13 marzo 2012. Gli Amministratori si sono prontamente attivati per ottenere tutte le informazioni necessarie per poter ottenere una valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto secondo quanto previsto da IAS 28. Alla data del presente documento talune informazioni circa il risultato conseguito nell'ultimo trimestre dell'esercizio e l'effetto relativo all'applicazione dei principi contabili internazionali non erano ancora completamente disponibili. Gli Amministratori ritengono tuttavia che, sulla base delle informazioni disponibili alla data dell'approvazione del progetto di bilancio, i possibili effetti che potrebbero derivare dall'ottenimento delle informazioni mancanti sono da considerarsi poco significativi sul patrimonio netto consolidato del Gruppo Ascopiave.

Gestione del Capitale

L'obiettivo primario della gestione del capitale del Gruppo è garantire che sia mantenuto un solido rating creditizio e adeguati livelli dell'indicatore di capitale. Il Gruppo può adeguare i dividendi pagati agli azionisti, rimborsare il capitale o emettere nuove azioni.

Il Gruppo verifica il proprio capitale mediante un rapporto debito/capitale, ovvero rapportando il debito netto al totale del capitale più il debito netto.

Il Gruppo include nel debito netto finanziamenti onerosi, debiti commerciali ed altri debiti, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

(migliaia di Euro)	31.12.2011	31.12.2010
Finanziamenti a medio e lungo termine	44.889	5.529
Debiti verso banche e finanziamenti al netto disponibilità liquide	148.224	89.574
Indebitamento finanziario lordo	193.113	95.103
Capitale sociale	234.412	234.412
Riserve	121.890	113.815
Utile netto non distribuito	6.266	31.174
Patrimonio netto Totale	362.568	379.400
Totale capitale e debito lordo	555.680	474.503
Rapporto Debito/Patrimonio netto	0,53	0,25

Il rapporto debito/patrimonio netto passa da 0,25 del 31 dicembre 2010 a 0,53 al 31 dicembre 2011 con un incremento di 0,28 in ragione prevalentemente dei significativi investimenti realizzati nell'esercizio e dall'aumento dei crediti vantati verso l'erario non adeguatamente compensati dall'autofinanziamento.

Informativa di settore

L'informativa di settore è fornita con riferimento ai settori di attività in cui il Gruppo opera. I settori di attività sono stati identificati quali segmenti primari di attività. I criteri applicati per l'identificazione dei segmenti primari di attività sono stati ispirati, dalle modalità attraverso le quali il *management* gestisce il Gruppo ed attribuisce le responsabilità gestionali.

Ai fini delle informazioni richieste dallo IFRS 8 "Informativa di settore Segmenti operativi" la società ha individuato nei segmenti di distribuzione e vendita di gas i settori di attività oggetto di informativa.

L'informativa per settori geografici non viene fornita in quanto il Gruppo non gestisce alcuna attività al di fuori del territorio nazionale.

Le tabelle seguenti presentano le informazioni sui ricavi, i risultati economici e sugli aggregati patrimoniali riguardanti i segmenti di business del Gruppo dell'esercizio 2011 e dell'esercizio 2010.

(Migliaia di Euro)	Distribuzione	Vendita gas	Trading	Vendita Energia Elettrica	Altro	31 dicembre 2010 valori da nuove acquisizioni	Elisioni	Totale
Esercizio 2011								
Ricavi netti a clienti terzi	26.358	566.049	322.634	97.734	7.133	82.681		1.102.590
Ricavi intragruppo tra segmenti	63.208	1.349	0	3.819	0	0	(68.376)	0
Ricavi del segmento	89.566	567.398	322.634	101.554	7.133	82.681	(68.376)	1.102.590
Risultato operativo prima degli ammortamenti	36.549	39.272	490	1.475	2.835	7.353		87.975
Ammortamenti	14.026	2.976	1	151	1.034	1.750		19.938
Risultato operativo	22.524	36.296	488	1.324	1.801	5.604		68.037
Risultato ante imposte	(2.918)	36.918	497	1.179	1.156	5.563		42.395
Attività	201.140	427.446	43.715	58.904	33.935	115.630	107.726	988.496
Passività	(127.292)	(263.405)	(19.590)	(25.060)	(27.042)	(55.813)	(107.726)	(625.929)

(Migliaia di Euro)	Distribuzione	Vendita gas	Trading	Vendita Energia Elettrica	Altro	31 dicembre 2010 valori da nuove acquisizioni	Elisioni	Totale
Esercizio 2010								
Ricavi netti a clienti terzi	34.424	493.054	233.454	64.081	2.747	28.124		855.884
Ricavi intragruppo tra segmenti	66.390	2.605	0	3.994	144	7	(73.140)	0
Ricavi del segmento	100.814	495.659	233.454	68.075	2.891	28.131	(73.140)	855.884
Risultato operativo prima degli ammortamenti	32.792	33.145	0	5.431	125	1.675		73.168
Ammortamenti	14.338	2.305	0	166	331	274		17.414
Risultato operativo	18.455	30.840	0	5.265	(206)	1.401		55.754
Risultato ante imposte	16.969	30.860	0	5.275	(254)	1.402		54.252
Attività	432.493	342.749	5.100	3.572	12.586	0	(37.250)	759.250
Passività	(155.508)	(245.193)	(4.951)	(1.789)	(9.658)	0	37.250	(379.850)

Utile per azione

Come richiesto dal principio contabile IAS 33, si forniscono le informazioni sui dati utilizzati per il calcolo dell'utile per azione e diluito.

L'utile per azione è calcolato dividendo l'utile netto del periodo attribuibile agli azionisti della Società per il numero delle azioni.

Ai fini del calcolo dell'utile base per azione si precisa che al numeratore è stato utilizzato il risultato economico del periodo dedotto della quota attribuibile a terzi.

Si segnala che non esistono dividendi privilegiati, conversione di azioni privilegiate e altri effetti simili che debbano rettificare il risultato economico attribuibile ai possessori di strumenti ordinari di capitale.

L'utile diluito per azione risulta pari a quello per azione in quanto non esistono azioni ordinarie che potrebbero avere effetto diluitivo e non esistono azioni o warrant che potrebbero avere il medesimo effetto.

Di seguito sono esposti il risultato ed il numero delle azioni ordinarie utilizzati ai fini del calcolo dell'utile per azione base, determinati secondo la metodologia prevista dal principio contabile IAS 33:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Numero medio ponderato delle azioni in circolazione	234.411.575	234.411.575
Risultato del periodo di Gruppo	6.266	31.174
Risultato netto per azione	0,03	0,13

Dividendi

In data 28 aprile 2011, l'Assemblea di Ascopiave S.p.A. ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2010 ed ha deliberato la distribuzione di dividendi per una somma pari ad Euro 0,10 per azione con diritto di stacco della cedola al 9 maggio 2011 e pagamento al 12 maggio 2011 per un importo complessivo pari ad Euro 22.557 migliaia.

Rapporti con parti correlate

Il dettaglio dei rapporti con parti correlate nel periodo considerato è riepilogato nelle seguenti tabelle:

Società	31 dicembre 2011				Esercizio 2011					
	Crediti commerciali	Altri crediti	Debiti commerciali	Altri debiti	Costi			Ricavi		
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
<i>Società controllanti</i>										
Asco Holding S.p.A.	7	92	283	1.899	-	284	15.075	-	32	-
Totale controllanti	7	92	283	1.899	-	284	15.075	-	32	-
<i>Società consociate</i>										
Asco TLC S.p.A.	323	-	18	-	-	738	-	143	257	-
Seven Center S.r.l.	6	-	186	-	315	605	-	-	6	-
Miram Italia S.r.l.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale consociate	329	-	204	-	315	1.342	-	143	263	-
<i>Società collegate</i>										
Sinergie Italiane S.r.l.	118	24.268	104.826	-	364.184	-	-	-	533	-
Totale collegate	118	24.268	104.826	-	364.184	-	-	-	533	-
Totale	453	24.360	105.313	1.899	364.499	1.626	15.075	143	827	-

Per l'esercizio 2011, inoltre, Ascopiave S.p.A. ed Ascotrade S.p.A., Asm DG S.r.l., Edigas Due S.r.l., Edigas Distribuzione S.r.l., Global Energy S.r.l., Pasubio Servizi S.r.l. hanno aderito al consolidamento dei rapporti tributari in capo alla controllante Asco Holding S.p.A., evidenziati tra le altre attività e passività correnti.

Al fine di gestire in modo efficiente la liquidità di Gruppo, le società sopra riportate intrattengono rapporti di conto corrente di corrispondenza con la capogruppo Ascopiave S.p.A.

I costi per servizi verso la consociata Asco TLC S.p.A. si riferiscono al canone di noleggio dei server. I ricavi verso la stessa consociata derivano dal contratto di fornitura gas ed energia elettrica e dai contratti di servizio stipulati tra le parti.

I costi per beni verso Sinergie Italiane sono relativi all'acquisto di gas naturale per l'esercizio 2011 effettuati prevalentemente da Ascotrade S.p.A., Pasubio Servizi S.r.l., Veritas Energia S.r.l., Etra Energia S.r.l., Amgas Blu S.r.l., Blumeta S.r.l. e Edigas Due S.r.l., mentre i costi ed i ricavi per servizi sono relativi a prestazioni per contratti di servizio stipulati tra le parti e a rifatturazione di consulenza.

I costi per servizi verso la consociata Seven Center S.r.l. si riferiscono principalmente a servizi di manutenzione della rete di distribuzione del gas naturale.

Si precisa che:

- i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo e le società controllate e consociate avvengono a prezzi di mercato e sono eliminate nel processo di consolidamento;
- le operazioni poste in essere dalle società del Gruppo con parti correlate rientrano nella normale attività di gestione e sono regolate a prezzi di mercato;
- con riferimento a quanto previsto dall'art. 150, 1° comma del D.Lgs. n.58 del 24 febbraio 1998, non sono state effettuate operazioni in potenziale conflitto di interesse con società del Gruppo, da parte dei membri del consiglio di amministrazione.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Sinergie Italiane S.r.l.

In data 8 marzo 2012, la società collegata Sinergie Italiane S.r.l. ha approvato il progetto di bilancio chiuso al 30 settembre 2011, redatto secondo principi contabili nazionali, che è stato trasmesso al Gruppo in data 13 marzo 2012. Gli Amministratori si sono prontamente attivati per ottenere tutte le informazioni necessarie per poter ottenere una valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto secondo quanto previsto da IAS 28. Alla data del presente documento talune informazioni circa il risultato conseguito nell'ultimo trimestre dell'esercizio e l'effetto relativo all'applicazione dei principi contabili internazionali non erano ancora completamente disponibili. Gli Amministratori ritengono tuttavia che, sulla base delle informazioni disponibili alla data dell'approvazione del progetto di bilancio, i possibili effetti che potrebbero derivare dall'ottenimento delle informazioni mancanti sono da considerarsi poco significativi sul patrimonio netto consolidato del Gruppo Ascopiave.

Il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A ha nominato il sig. Enrico Quarello quale nuovo Amministratore della Società

Il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A., riunitosi in data 14 febbraio 2012 sotto la presidenza del dott. Fulvio Zugno, ha nominato il sig. Enrico Quarello quale nuovo Amministratore della società.

Il sig. Enrico Quarello è stato nominato per cooptazione, a seguito delle dimissioni che il consigliere dott. Gildo Salton ha rassegnato lo scorso 30 dicembre 2011.

Gestione degli impianti nel Comune di Villaverla

Dal 1° febbraio 2012, Ascopiave ha cessato la gestione degli impianti di distribuzione del gas nel Comune di Villaverla (VI). La cessazione fa seguito alla Determinazione n. 27 del 11/02/2011 dello stesso Comune, con la quale era stata aggiudicata definitivamente la gara per la gestione del servizio di distribuzione del gas, prestato da Ascopiave dall'anno 2008. Il Comune ha corrisposto ad Ascopiave la somma di Euro 1.728 migliaia a titolo di indennizzo per l'acquisizione del patrimonio impiantistico. Il valore degli impianti iscritto da Ascopiave era superiore di Euro 42 migliaia, per i quali è stata registrata la relativa minusvalenza.

Obiettivi e politiche del gruppo

Per quanto riguarda il segmento della distribuzione del gas naturale, il Gruppo intende valorizzare il proprio portafoglio di concessioni puntando a riconfermarsi nella gestione del servizio negli ambiti territoriali minimi in cui vanta una presenza significativa, e di espandersi in altri ambiti, con l'obiettivo di incrementare la propria quota di mercato e rafforzare la propria leadership locale.

Per quanto riguarda il segmento della vendita di gas, il Gruppo intende attuare le necessarie azioni per salvaguardare i livelli di redditività attuali in un contesto di mercato che si profila in mutamento, attraverso una politica commerciale incentrata sulla proposizione di formule di pricing differenziato e sul miglioramento della qualità del servizio.

In questo segmento il Gruppo intende perseguire degli obiettivi di crescita della quota di mercato sia attraverso l'acquisizione di nuova clientela sia attraverso operazioni straordinarie di aggregazione e acquisizione aziendale.

Dati di sintesi dell'esercizio 2011 delle società consolidate proporzionalmente

(valori riferiti al pro-quota di partecipazione) (in milioni di Euro)	Estenergy S.p.A. 48,99%	A.s.m. Set S.p.A. 49%	Veritas Energia S.r.l. 51%	Unigas Distribuzione S.r.l. 48,86%
CONTO ECONOMICO				
Costi	152,6	17,6	49,3	2,4
Ricavi di Vendita	161,4	19,3	51,2	6,1
Margine operativo lordo	8,8	1,7	1,8	3,7
% sui ricavi netti	5,7%	9,7%	3,7%	154,6%
Ammortamenti e svalutazioni (-)	0,2	0,0	0,2	0,7
Risultato operativo	8,6	1,7	1,6	3,0
Risultato dell'esercizio	4,4	1,0	0,6	2,8
STATO PATRIMONIALE				
Attività correnti	82,6	9,9	23,5	11,0
Attività non correnti	1,9	0,2	2,2	16,2
Passività correnti	74,2	8,7	23,3	3,9
Passività non correnti	2,7	0,1	0,8	4,3
Patrimonio netto	7,5	1,3	1,7	19,1

Dati di sintesi dell'esercizio 2011 delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto

(valori riferiti al pro-quota di partecipazione) (in milioni di Euro)	Sinergie Italiane S.r.l. 27,6%
CONTO ECONOMICO	
Ricavi di Vendita	2.205,1
Risultato dell'esercizio	(92,2)
STATO PATRIMONIALE	
Totale Attività	773,1
Totale Passività	861,9
Patrimonio netto	(88,7)

(ITAGAAP)

Pieve di Soligo, 15 marzo 2012

Il presidente del Consiglio di Amministrazione
Fulvio Zugno



Relazione finanziaria annuale
al 31 dicembre 2011

SOMMARIO

Premessa	3
Situazione Patrimoniale-Finanziaria al 31 dicembre 2011 ed al 31 dicembre 2010.....	4
Conto economico per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2011 ed al 31 dicembre 2010.....	5
Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto al 31 dicembre 2010 ed al 31 dicembre 2011	6
Rendiconto finanziario per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011.....	7
PRINCIPI CONTABILI IAS/IFRS ADOTTATI NELLA REDAZIONE DEL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2011	8
NOTE ESPLICATIVE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA	19
Attività non correnti	19
Attività correnti	26
Patrimonio netto	29
Passività non correnti.....	30
Passività correnti.....	34
NOTE ESPLICATIVE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DEL CONTO ECONOMICO	40
Ricavi.....	40
Costi operativi.....	41
ALTRE NOTE DI COMMENTO	47
Componenti non ricorrenti	47
Informativa su parti correlate.....	47
Utile per azione	49
Compensi	50
Impegni e rischi.....	52
Politiche di copertura dei rischi	52
Rischi specifici dei settori di attività in cui opera il Gruppo	54
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2011	56
Rapporti con la società collegata Sinergie Italiane S.r.l.	56
Contenziosi	56
Contenziosi Comuni	56
Rapporti con l'Agenzia delle Entrate	57

Premessa

In conformità a quanto consentito dal D.lgs. 2 febbraio 2007, n. 32, con il quale si è provveduto al recepimento nel nostro ordinamento della Direttiva Comunitaria 2003/51/CE, la Società si avvale della possibilità di redigere la Relazione sulla Gestione della Capogruppo Ascopiave S.p.A. e la Relazione sulla Gestione consolidata in un unico documento, inserito all'interno del fascicolo del Bilancio consolidato.

Pertanto tale Relazione sulla Gestione consolidata contiene anche tutte le informazioni previste dall'articolo 2428 del Codice Civile, con riferimento al Bilancio di esercizio di Ascopiave S.p.A..

ASCOPIAVE S.p.A.

Situazione Patrimoniale-Finanziaria al 31 dicembre 2011 ed al 31 dicembre 2010

(Euro)		31.12.2011	31.12.2010
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
Avviamento	(1)	20.433.126	20.433.126
Altre immobilizzazioni immateriali	(2)	263.704.772	262.811.923
Immobilizzazioni materiali	(3)	33.030.510	29.537.430
Partecipazioni	(4)	172.720.031	130.402.870
Altre attività non correnti	(5)	7.254.873	4.240.782
Crediti per imposte anticipate	(6)	8.494.028	6.739.855
Attività non correnti		505.637.340	454.165.985
Attività correnti			
Rimanenze	(7)	2.731.183	2.937.311
Crediti commerciali	(8)	20.819.777	21.621.936
Altre attività correnti	(9)	11.633.205	11.134.367
Attività finanziarie correnti	(10)	76.798.767	9.451.771
Crediti tributari	(11)	26.359	552.794
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(12)	2.252.388	1.378.031
Attività correnti		114.261.680	47.076.210
Attività		619.899.020	501.242.196
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Patrimonio netto			
Capitale sociale		234.411.575	234.411.575
Riserve		95.455.751	99.495.596
Risultato dell'esercizio di Gruppo		6.173.627	21.164.848
Patrimonio netto Totale	(13)	336.040.953	355.072.020
Passività non correnti			
Fondi rischi ed oneri	(14)	24.498.030	6.608
Trattamento di fine rapporto	(15)	1.261.790	1.317.533
Finanziamenti a medio e lungo termine	(16)	33.243.429	2.385.423
Altre passività non correnti	(17)	6.000	
Debiti per imposte differite	(18)	18.674.496	15.096.362
Passività non correnti		77.683.744	18.805.926
Passività correnti			
Debiti verso banche e finanziamenti	(19)	170.025.101	92.679.351
Debiti commerciali	(20)	15.659.603	16.341.529
Debiti tributari	(21)	2.034.943	
Altre passività correnti	(22)	9.137.677	10.283.451
Passività finanziarie correnti	(23)	9.317.000	8.059.919
Passività correnti		206.174.323	127.364.250
Passività		283.858.067	146.170.176
Passività e patrimonio netto		619.899.020	501.242.196

Conto economico dell' esercizio 2011 e dell' esercizio 2010

(Euro)		Esercizio 2011	Esercizio 2010
Ricavi	(24)	75.035.313	71.637.479
Costi operativi		44.660.831	42.790.075
Costi acquisto altre materie prime	(25)	1.533.369	3.006.819
Costi per servizi	(26)	20.733.538	18.887.410
Costi del personale	(27)	13.020.041	12.663.588
Altri costi di gestione	(28)	9.969.322	8.648.101
Altri proventi	(29)	(595.440)	(415.844)
Ammortamenti	(30)	13.114.048	12.543.987
Risultato operativo		17.260.434	16.303.417
Proventi finanziari	(31)	(27.193.471)	(12.086.203)
Oneri finanziari	(31)	3.172.729	1.318.702
Svalutazione Partecipazioni	(31)	25.388.471	
Risultato ante imposte		15.892.704	27.070.918
Imposte dell'esercizio	(32)	9.719.077	5.906.069
Risultato netto dell'esercizio		6.173.627	21.164.848

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto al 31 dicembre 2010 ed al 31 dicembre 2011

Ascopiave S.p.A. (Euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Azioni proprie	Altre riserve	Utile (perdita) del periodo	Totale Patrimonio netto
Saldo al 31 dicembre 2009	234.411.575	46.882.315	(11.746.659)	63.574.821	22.460.104	355.582.156
Destinazione risultato dell'esercizio 2009				2.246.104	(22.460.104)	-
Distribuzione dividendi				(20.349.177)		(20.349.177)
Acquisto/vendita di azioni proprie			(1.325.807)			(1.325.807)
Risultato dell'esercizio					21.164.848	21.164.848
Saldo al 31 dicembre 2010	234.411.575	46.882.315	(13.072.466)	65.685.748	21.164.848	355.072.020
Destinazione risultato dell'esercizio 2010				21.164.848	(21.164.848)	-
Distribuzione dividendi				(22.556.726)		(22.556.726)
Acquisto/vendita di azioni proprie			(2.647.968)			(2.647.968)
Risultato dell'esercizio					6.173.627	6.173.627
Saldo al 31 dicembre 2011	234.411.575	46.882.315	(15.720.434)	64.293.870	6.173.627	336.040.953

Rendiconto finanziario per l'esercizio 2011 e per l'esercizio 2010.

(Euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010
FLUSSI DI CASSA GENERATI DALL'ATTIVITA' OPERATIVA:		
Risultato netto della società	6.173.627	21.164.848
 Rettifiche per raccordare l'utile netto alle disponibilità liquide generate (utilizzate) dalla gestione operativa:		
Ammortamenti	13.114.048	12.543.987
Svalutazione dei crediti	195.558	0
Svalutazione Partecipazioni	897.050	0
Variazione delle imposte differite/anticipate	1.823.962	131.178
Variazione del trattamento di fine rapporto	(55.743)	(65.064)
Svalutazioni partecipazioni	24.491.422	0
Plusvalenza da cessione di partecipazioni	0	(364.665)
Variazioni nelle attività e passività:		
Rimanenze di magazzino	206.128	(633.234)
Crediti verso clienti	606.600	(6.182.992)
Altre attività correnti	(498.838)	(2.217.602)
Crediti tributari e debiti tributari	2.561.378	(729.557)
Debiti commerciali	(681.927)	7.582.689
Altre passività correnti	(1.145.774)	(731.094)
Altre attività non correnti	2.856	(10.492)
Altre passività non correnti	6.000	0
Totale rettifiche e variazioni	41.522.720	9.323.156
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività operativa	47.696.347	30.488.004
FLUSSI DI CASSA DALL'ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:		
Avviamento da conferimento	0	0
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(16.292.909)	(10.426.304)
Realizzo di immobilizzazioni immateriali	2.625.721	1.400.096
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(5.370.007)	(9.289.237)
Realizzo di immobilizzazioni materiali	523	95.047
Variazioni/pagamento di partecipazioni	(44.694.465)	(372.270)
Cessione di partecipazioni	0	1.146.000
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di investimento	(63.731.136)	(17.446.668)
FLUSSI DI CASSA DA ATTIVITA' FINANZIARIE:		
Variazione finanziamenti verso controllate	0	852.176
Attività finanziarie correnti e non correnti	(67.346.996)	0
Passività finanziarie correnti	1.257.081	0
Variazione netta finanziamenti verso banche a breve termine	77.345.750	7.811.394
Acquisto azioni proprie	(2.647.968)	(1.325.807)
Variazione finanziamenti a medio lungo termine	34.285.714	(646.230)
Rimborso finanziamenti a medio lungo termine	(3.427.709)	0
Distribuzione di dividendi	(22.556.726)	(20.349.177)
Flussi di cassa generati/(utilizzati) dall'attività di finanziamento	16.909.146	(13.657.644)
Variazione delle disponibilità liquide	874.357	(616.309)
Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	1.378.031	1.994.340
Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio	2.252.388	1.378.031

PRINCIPI CONTABILI IAS/IFRS ADOTTATI NELLA REDAZIONE DEL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2011

Criteri di redazione ed espressione di conformità agli IFRS

Il bilancio d'esercizio è stato redatto in base al principio del costo storico, tenendo conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value e come indicato nei criteri di valutazione, nonché sul presupposto della continuità aziendale.

I principi contabili adottati sono omogenei con quelli utilizzati nella redazione del bilancio al 31 dicembre 2010, ad eccezione dell'adozione degli IFRS o IFRIC di nuova applicazione per i quali si rimanda al paragrafo successivo "Principi contabili di recente emanazione".

Il bilancio di esercizio di Ascopiave S.p.A. al 31 dicembre 2011 è oggetto di revisione contabile da parte della società di revisione Reconta Ernst & Young S.p.A.

Il bilancio di esercizio di Ascopiave S.p.A. al 31 dicembre 2011 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 15 marzo 2012, che ne ha autorizzato la pubblicazione.

Il presente bilancio è costituito dalla Situazione Patrimoniale-Finanziaria, dal Conto Economico, dal Prospetto delle Variazioni nelle voci di Patrimonio Netto e dal Rendiconto Finanziario, redatti in unità di Euro come richiesto dall'art. 2423 del Codice Civile, e dalle Note Esplicative, nelle quali invece le informazioni sono state indicate in migliaia di Euro.

Ai fini comparativi i prospetti di bilancio presentano il confronto con i dati patrimoniali del bilancio al 31 dicembre 2010 e con i dati economici del 2010.

Si segnala che per l'esercizio 2011 e comparativo non sono presenti fattispecie che richiedano la rappresentazione nel conto economico complessivo.

Il bilancio d'esercizio di Ascopiave S.p.A. al 31 dicembre 2011 è stato predisposto nel rispetto degli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs n. 38/2005.

Le Note Esplicative includono le informazioni normalmente richieste dalla normativa vigente e dai principi contabili, opportunamente esposte con riferimento agli schemi di bilancio utilizzati.

Schemi di bilancio

Le voci dello schema dello stato patrimoniale sono classificate in "correnti" e "non correnti", quelle del conto economico sono classificate per natura.

Il prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto adottato è quello che riconcilia i saldi di apertura e di chiusura di ciascuna voce del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il metodo "indiretto", rettificando l'utile di esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Si ritiene che tali schemi rappresentino adeguatamente la situazione economica, patrimoniale e finanziaria della società.

Principi contabili di recente emanazione

I principi contabili adottati dalla Società sono omogenei a quelli utilizzati al 31 dicembre 2010; non ci sono Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni che sono stati applicati per la prima volta dalla Società a partire dal 1 gennaio 2011.

L'adozione dei seguenti IFRS o IFRIC nuovi o rivisti, efficaci a partire dal 1 gennaio 2011, non ha avuto effetti economici e patrimoniali sul bilancio dell'esercizio anche perché disciplinano fattispecie e casistiche non presenti all'interno della Società alla data del presente bilancio, ma potrebbero avere effetti contabili su transazioni o accordi futuri:

- IFRIC 14 Pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima – La modifica rimuove una conseguenza non intenzionale che si verifica quando un'entità è soggetta a requisiti di contribuzione minima e provvede a un pagamento anticipato per far fronte a tali requisiti. La modifica consente a un'entità di trattare i pagamenti anticipati relativi a una previsione di contribuzione minima come un'attività. La Società non è soggetta a requisiti di contribuzione minima in Europa. La modifica in oggetto non ha quindi avuto alcun impatto sulla posizione finanziaria o sul risultato della Società;
- IAS 32 Strumenti finanziari: esposizione in bilancio – L'emendamento modifica la definizione di passività finanziaria al fine della classificazione dell'emissione di diritti denominati in valuta estera (e di alcune opzioni e warrant) come strumenti rappresentativi di capitale nei casi in cui questi strumenti siano attribuiti su base pro-rata a tutti i detentori della stessa classe di uno strumento (non derivato) rappresentativo di capitale dell'entità, o per l'acquisto di un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale dell'entità per un ammontare fisso in una qualsiasi valuta. Questa modifica non ha avuto alcun impatto sulla posizione finanziaria o sul risultato della Società in quanto la stessa non possiede questa tipologia di strumenti;
- IFRS 7 Strumenti finanziari: informazioni integrative – la modifica è finalizzata a semplificare e a migliorare l'informativa attraverso, rispettivamente, la riduzione del volume dell'informativa relativa alle garanzie detenute e la richiesta di una maggiore informativa qualitativa per meglio contestualizzare la parte quantitativa;

Si segnala inoltre che sono stati emanati dallo IASB i seguenti principi o interpretazioni già adottati dall'Unione Europea, che la Società non ha adottato in via anticipata ma la cui adozione sarà obbligatoria per i periodi contabili che inizieranno successivamente al 1 gennaio 2012:

- IAS 1 Presentazione del bilancio – La modifica allo IAS 1 cambia il raggruppamento delle altre componenti di conto economico complessivo. Le voci che potrebbero essere riclassificate (o "riciclate") nel conto economico in futuro (per esempio, alla cancellazione o liquidazione) dovrebbero essere presentate separatamente rispetto alle voci che non saranno mai riclassificate. La modifica riguarda solo la modalità di presentazione e non ha alcun impatto sulla posizione finanziaria della Società o sui risultati. La modifica entra in vigore per gli esercizi che hanno inizio al 1 luglio 2012 o successivamente;
- IAS 19 Benefici ai dipendenti – Lo IASB ha emesso numerose modifiche allo IAS 19. Queste spaziano da cambiamenti radicali quali l'eliminazione del meccanismo del corridoio e del concetto dei rendimenti attesi dalle attività del piano, a semplici chiarimenti e terminologia. Le modifiche sono effettive per gli esercizi che hanno inizio al 1 gennaio 2013 o successivamente;

- IAS 27 Bilancio separato – A seguito dei nuovi IFRS 10 e IFRS 12, quello che rimane dello IAS 27 è limitato alla contabilizzazione delle società controllate, a controllo congiunto e collegate, nel bilancio separato. Le modifiche diventano effettive per gli esercizi che hanno inizio al 1 gennaio 2013 o successivamente;
- IAS 28 Partecipazioni in società collegate – A seguito dei nuovi IFRS 11 e IFRS 12, lo IAS 28 è stato rinominato Partecipazioni in società collegate e a controllo congiunto, e descrive l'applicazione del metodo del patrimonio netto per le partecipazioni in società a controllo congiunto, in aggiunta alle collegate. Le modifiche sono effettive per gli esercizi che hanno inizio al 1 gennaio 2013 o successivamente;
- L'IFRS 10 stabilisce un singolo modello di controllo che si applica a tutte le società, comprese le società a destinazione specifica (special purpose entities). I cambiamenti introdotti dall'IFRS 10 richiederanno al management, rispetto alle richieste che erano presenti nello IAS 27, valutazioni discrezionali rilevanti per determinare quali società sono controllate e, quindi, devono essere consolidate dalla controllante. Questo principio si applica dagli esercizi con inizio al 1 gennaio 2013, o successivamente;
- IFRS 12 Informativa su partecipazioni in altre imprese – L'IFRS 12 include tutte le disposizioni in materia di informativa in precedenza incluse nello IAS 27 relativo al bilancio consolidato, nonché tutte le disposizioni di informativa dello IAS 31 e dello IAS 28. Questa informativa è relativa alle partecipazioni di una società in società controllate, controllate congiuntamente, collegate e in veicoli strutturati. Sono inoltre previste nuove casistiche di informativa. Questo principio si applica dagli esercizi con inizio al 1 gennaio 2013, o successivamente;
- IFRS 13 Valutazione al fair value (valore equo) – L'IFRS 13 stabilisce una singola linea guida nell'ambito degli IFRS per tutte le valutazioni al fair value. L'IFRS 13 non modifica i casi in cui sia richiesto di utilizzare il fair value, ma piuttosto fornisce una guida su come valutare il fair value in ambito IFRS, quando l'applicazione del fair value è richiesta o permessa. Questo principio è effettivo per gli esercizi con inizio al 1 gennaio 2013.

Utilizzo di stime

La redazione del bilancio e delle relative note in applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili annuali richiede da parte degli Amministratori l'effettuazione di stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività del bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data della stessa nonché sull'ammontare dei ricavi e dei costi nell'esercizio di riferimento. I risultati a consuntivo potrebbero differire da tali stime. Le stime sono utilizzate per rilevare:

- Durata e valore residuo dei beni in concessione: l'attività di distribuzione del gas naturale è svolta in regime di concessione, tramite affidamento del servizio da parte degli Enti pubblici locali. Relativamente alla durata delle concessioni, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio" (per Ascopiave S.p.A. nel periodo che varia tra il 31 dicembre 2010 e il 31 dicembre 2012) e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni, al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, ad esclusione dei beni gratuitamente devolvibili, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale. In relazione alle stime effettuate dagli Amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione non dovrebbe risultare superiore al

predetto valore industriale. Le stime sono inoltre utilizzate per valutare gli effetti dei contenziosi sull'applicazione delle tariffe di distribuzione e/o di vendita e quelli con i Comuni per il riconoscimento del valore di riscatto dei beni oggetto di concessione restituiti a scadenza della stessa;

- Riduzioni durevoli di valore di attività non finanziarie: la Società verifica, ad ogni data di bilancio, se ci sono indicatori di riduzioni durevoli di valore per tutte le attività non finanziarie.

In particolare l'avviamento viene sottoposto a verifica circa eventuali perdite di valore con periodicità almeno annuale ed in corso d'anno se tali indicatori esistono; detta verifica richiede una stima del valore d'uso dell'unità generatrice di flussi finanziari cui è attribuito l'avviamento, a sua volta basata sulla stima dei flussi finanziari attesi dall'unità e sulla loro attualizzazione in base a un tasso di sconto adeguato.

Al 31 dicembre 2011 il valore contabile dell'avviamento ammonta ad Euro 20.433 migliaia (2010: Euro 20.433 migliaia). Maggiori dettagli sono esposti alla nota 1.

- la valorizzazione dei ricavi per la determinazione del Vincolo dei Ricavi Totale per i quali non è ancora disponibile è determinato, per ciascun anno, in funzione del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno di riferimento dall'impresa, nonché della tariffa di riferimento, i cui valori sono fissati e pubblicati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di entrata in vigore. A causa del rinvio della data di approvazione del vincolo dei ricavi totali definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2011, lo stesso è stato provvisoriamente contabilizzato a mezzo di un processo di stima che ha visto applicare, ai dati comunicati all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, gli algoritmi di calcolo definiti dalla normativa e l'utilizzando dei parametri generali rilevanti comunicati dall'Autorità stessa.

- gli accantonamenti per rischi su crediti,
- le vite utili delle immobilizzazioni immateriali e materiali ed i relativi ammortamenti,
- i benefici ai dipendenti ed i piani per pagamenti basati su opzioni su azioni (c.d. phantom stock option)
- le imposte
- gli accantonamenti per rischi ed oneri.

Le stime e le ipotesi sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi immediatamente a conto economico. Nell'applicare i principi contabili di gruppo, gli amministratori hanno assunto decisioni basate sulle citate valutazioni discrezionali con un effetto significativo sui valori iscritti a bilancio. Tuttavia, l'incertezza circa tali ipotesi e stime potrebbe determinare esiti che richiederanno, in futuro, un aggiustamento significativo al valore contabile di tali attività e/o passività

Principi contabili adottati

Esponiamo di seguito i principi contabili adottati da Ascopiave S.p.A.:

Attività non correnti

Avviamento: l'avviamento conferito in data 1° gennaio 2005 è riconducibile ai plusvalori pagati nell'acquisizione di alcune Società esercenti l'attività di distribuzione, oltre ai plusvalori riconosciuti ai soci in sede di conferimento della rete di distribuzione. Tale avviamento è iscritto a valori di costo. A partire dalla data di transizione agli IFRS (1° gennaio 2005), l'avviamento non è più ammortizzato e viene decrementato delle eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene sottoposto ad un'analisi di recuperabilità con cadenza annuale o anche più breve, nel caso in cui si veri fichino eventi o cambiamenti di circostanze che possano far emergere eventuali perdite di valore.

Ai fini di tali analisi di recuperabilità, l'avviamento acquisito con aggregazioni aziendali è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna delle unità (o gruppi di unità) generatrici di flussi finanziari della Società che si ritiene beneficeranno degli effetti sinergici dell'acquisizione, a prescindere dall'allocazione di altre attività o passività a queste stesse unità (o gruppi di unità).

Tali unità generatrici di flussi finanziari:

- (i) rappresentano il livello più basso all'interno della Società in cui l'avviamento è monitorato a fini di gestione interna;
- (ii) non sono maggiori di un settore, come definito nello schema di segnalazione primario o secondario della Società ai sensi dell'IFRS 8 "Settori operativi".

La perdita di valore è determinata definendo il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi (o gruppo di unità) cui è allocato l'avviamento. Quando il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi (o gruppo di unità) è inferiore al valore contabile, viene rilevata una perdita di valore. Nei casi in cui l'avviamento è attribuito a una unità generatrice di flussi finanziari (o gruppo di unità) il cui attivo viene parzialmente dismesso, l'avviamento associato all'attivo ceduto viene considerato ai fini della determinazione dell'eventuale plus(minus)-valenza derivante dall'operazione. In tali circostanze l'avviamento ceduto è misurato sulla base dei valori relativi dell'attivo alienato rispetto all'attivo ancora detenuto con riferimento alla medesima unità.

Altre immobilizzazioni immateriali: le altre attività immateriali sono rilevate al costo, determinato secondo le stesse modalità indicate per le attività materiali. Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono iscritte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate con le stesse modalità successivamente indicate per le attività materiali.

La vita utile viene riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati con applicazione prospettica.

Le immobilizzazioni immateriali a vita utile definita sono sottoposte a verifica, per rilevare eventuali perdite di valore quando fatti o cambiamenti di situazione indicano che il valore di carico non può essere realizzato.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di una attività immateriale sono determinati come differenza tra il valore di dismissione ed il valore di carico del bene e sono rilevati a conto economico al momento dell'alienazione.

Le Altre Immobilizzazioni immateriali includono inoltre gli accordi per servizi in concessione relativi allo sviluppo, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione.

Immobilizzazioni materiali: le attività materiali sono rilevate al costo storico, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato.

I terreni, sia liberi da costruzioni, sia annessi a fabbricati civili e industriali, sono stati generalmente contabilizzati separatamente e non vengono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Le spese di manutenzione e riparazione, che non siano suscettibili di valorizzare e/o prolungare la vita residua dei beni, sono spese nell'esercizio in cui sono sostenute, in caso contrario vengono capitalizzate.

Le attività materiali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene per l'impresa, che è riesaminata a con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati con applicazione prospettica.

Le principali aliquote economico-tecniche utilizzate sono le seguenti:

Categoria	Aliquote di ammortamento
Fabbricati	2%
Attrezzatura	8,5% - 8,3%
Mobili e arredi	8,8%
Macchine elettroniche	16,2%
Hardware e software di base	20%
Autoveicoli, autovetture e simili	20%

Il valore contabile delle immobilizzazioni materiali è sottoposto a verifica, per rilevarne eventuali perdite di valore, qualora eventi o cambiamenti di situazione indichino che il valore di carico non possa essere recuperato. Se esiste un'indicazione di questo tipo e, nel caso in cui il valore di carico ecceda il valore di presumibile realizzo, le attività sono svalutate fino a riflettere il loro valore di realizzo. Il valore di realizzo delle immobilizzazioni materiali è rappresentato dal maggiore tra il prezzo netto di vendita e il valore d'uso.

Le perdite di valore sono contabilizzate nel conto economico fra i costi per ammortamenti e svalutazioni. Tali perdite di valore sono ripristinate nel caso in cui vengano meno i motivi che le hanno generate.

Al momento della vendita o quando non sussistono benefici economici futuri attesi dall'uso di un bene, esso viene eliminato dal bilancio e l'eventuale perdita o utile (calcolata come differenza tra il valore di cessione ed il valore di carico) viene rilevata a conto economico nell'anno della suddetta eliminazione.

Gli ammortamenti di tali beni sono calcolati in funzione della vita utile economica analogamente a quanto effettuato per le altre immobilizzazioni materiali.

Partecipazioni: le partecipazioni in imprese controllate, sottoposte a controllo congiunto e collegate sono iscritte al costo rettificato in presenza di perdite di valore. Il valore di iscrizione in bilancio è determinato sulla base del prezzo di acquisto o di sottoscrizione.

Le partecipazioni in imprese controllate, sottoposte a controllo congiunto e collegate sono sottoposte ogni anno, o se necessario più frequentemente, a verifica circa eventuali perdite di valore. Qualora esistano evidenze che tali partecipazioni abbiano subito una perdita di valore, la stessa è rilevata nel conto economico come svalutazione. Nel caso l'eventuale quota di pertinenza della società delle perdite della partecipata ecceda il valore contabile della partecipazione, e, la società abbia l'obbligo o l'intenzione di risponderne, si procede ad azzerare il valore della

partecipazione e la quota delle ulteriori perdite è rilevata come fondo nel passivo. Qualora, successivamente, la perdita venga meno o si riduca, è rilevato a conto economico un ripristino di valore, nei limiti del costo.

Attività correnti

Rimanenze: le rimanenze di magazzino sono iscritte al minore tra il costo di acquisto, determinato secondo il metodo del costo medio ponderato, ed il valore netto di presumibile realizzo o di sostituzione. Il valore netto di realizzo è determinato sulla base del prezzo stimato di vendita in normali condizioni di mercato, al netto dei costi diretti di vendita.

Le rimanenze obsolete e/o di lento rigiro sono svalutate in relazione alla loro presunta possibilità di utilizzo o di realizzo futuro. La svalutazione viene eliminata negli esercizi successivi se vengono meno i motivi della stessa.

Crediti commerciali e altre attività correnti: i crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal loro valore nominale) al netto delle relative perdite di valore. Sono adeguati al loro presumibile valore di realizzo mediante l'iscrizione di un apposito fondo rettificativo, che viene costituito quando vi è una oggettiva evidenza che la Società non sarà in grado di incassare il credito per il valore originario. Gli accantonamenti a fondo svalutazione crediti sono contabilizzati a conto economico.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti: comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista od a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione.

Azioni proprie: le azioni proprie riacquistate sono portate in diminuzione del patrimonio. Il costo originario delle azioni proprie, i ricavi derivanti dalle cessioni e le altre eventuali variazioni successive sono rilevati come movimenti di patrimonio netto.

Distribuzione dei dividendi: La distribuzione di dividendi agli Azionisti della Società determina l'iscrizione di un debito nel bilancio dell'esercizio nel quale la distribuzione è stata approvata dagli Azionisti della società.

Passività non correnti

Benefici per i dipendenti: i benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro attraverso programmi a benefici definiti (trattamento di fine rapporto) o altri benefici a lungo termine (indennità di quiescenza) sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti utilizzando il metodo della proiezione unitaria del credito. Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale sono imputati a conto economico come costo o ricavo prescindere dal valore degli stessi, senza pertanto utilizzare il c.d. metodo del corridoio.

L'importo riflette non solo i debiti maturati alla data di chiusura del bilancio, ma anche i futuri incrementi salariali e le correlate dinamiche statistiche.

Fondi per rischi e oneri: i fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Per contro, qualora non sia possibile effettuare una stima attendibile dell'obbligazione oppure si ritenga che l'esborso di risorse finanziarie sia meramente possibile e non probabile, la relativa passività potenziale non è appostata in bilancio, ma ne viene data adeguata informativa nelle note di commento.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura del periodo. Se l'effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto ante imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo. Quando viene effettuata l'attualizzazione, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

Finanziamenti a medio e lungo termine: i finanziamenti sono iscritti inizialmente al valore equo, al netto dei costi di transazione eventualmente sostenuti e, successivamente, valutati al costo ammortizzato, calcolato tramite l'applicazione del tasso d'interesse effettivo.

Qualora venga violata una condizione di un contratto di finanziamento a lungo termine alla data o prima della data di riferimento del bilancio con l'effetto che la passività diventa un debito esigibile a richiesta, la passività viene classificata come corrente, anche se il finanziatore ha concordato, dopo la data di riferimento del bilancio e prima dell'autorizzazione alla pubblicazione del bilancio stesso, di non richiedere il pagamento come conseguenza della violazione. La passività viene classificata come corrente perché, alla data di riferimento del bilancio, l'entità non gode di un diritto incondizionato a differire il suo regolamento per almeno dodici mesi da quella data.

Passività correnti

Debiti commerciali e altre passività: i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal valore nominale).

I debiti in valuta diversa dalla moneta di conto sono iscritti al tasso di cambio del giorno dell'operazione e, successivamente, convertiti al cambio di fine anno. L'utile o la perdita derivante dalla conversione viene imputato a conto economico.

Le altre passività sono iscritte al loro costo (identificato dal valore nominale).

Passività finanziarie correnti: le passività finanziarie correnti sono iscritte al loro valore nominale.

Pagamenti basati su azioni: i dipendenti del Gruppo (in particolare alcuni Dirigenti) ricevono parte della retribuzione sotto forma di opzioni regolabili solo per contanti. Il costo delle operazioni regolate per contanti è valutato inizialmente al valore equo alla data di assegnazione usando una formula di valutazione di cui maggiori dettagli sono forniti nella nota 21. Tale valore equo è speso nel periodo fino alla maturazione con rilevazione di una passività corrispondente. La passività viene calcolata a ciascuna data di chiusura di bilancio fino alla data di regolamento compresa, con tutte le variazioni del valore equo riportate a conto economico.

Attività e Passività destinate alla dismissione, gruppi in dismissione e attività operative cessate – IFRS 5:

Le attività e passività destinate alla dismissione, i gruppi in dismissione e le attività operative cessate il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita piuttosto che attraverso l'utilizzo continuativo, sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.

Nel presente bilancio le attività operative cessate (discontinued operations) sono costituite dal ramo d'azienda esercente l'attività di somministrazione calore, che è stato ceduto, con effetti a partire dal 1 gennaio 2012, alla società Bim Piave Nuove Energie S.r.l. a valori contabili pari ad Euro 385 migliaia.

Vista la non rilevanza dell'importo, con esclusivo riferimento al ramo d'azienda cessato, il risultato economico da esso conseguito e i corrispondenti dati comparativi dell'esercizio precedente non sono stati presentati in una specifica voce del Conto economico (utile (perdita) netto da attività cessate/destinate ad essere cedute) come richiesto da IFRS 5.

Ricavi e costi

Ricavi: i ricavi ed i costi sono esposti secondo il principio della competenza economica.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (fair value) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti, con il trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- i ricavi per trasporto di gas naturale sono rilevati al momento dell'erogazione della fornitura o del servizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati durante l'esercizio in base alle c.d. tariffe di riferimento al fine di determinare il Vincolo dei Ricavi Totale come previsto dai provvedimenti dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- i contributi ricevuti dagli utenti per l'allacciamento o a fronte di lavori di lottizzazione qualora non siano a fronte di costi sostenuti per estensione della rete, vengono rilevati a Conto economico;
- i ricavi per prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività sulla base dei medesimi criteri previsti per i lavori in corso su ordinazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
- i ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse;

Contributi pubblici: i contributi pubblici sono rilevati quanto sussiste la ragionevole certezza che essi saranno ricevuti e tutte le condizioni ad essi riferite risultano soddisfatte. Quando i contributi pubblici sono correlati a componenti di costo, sono rilevati come ricavi, ma sono ripartiti sistematicamente sugli esercizi in modo da essere commisurati ai costi che intendono compensare. Nel caso in cui il contributo è correlato ad un'attività, l'attività ed il contributo sono rilevati

per i loro valori nominali ed il rilascio a conto economico avviene progressivamente lungo la vita utile attesa dell'attività di riferimento in quote costanti.

Dividendi percepiti

I dividendi ricevuti dalle società partecipate sono riconosciuti a conto economico nel momento in cui è stabilito il diritto a riceverne il pagamento.

Proventi e oneri finanziari: i proventi e gli oneri sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie, utilizzando il tasso di interesse effettivo.

Imposte sul reddito: le imposte correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile e iscritte per l'importo che ci si attende di recuperare o corrispondere alle autorità fiscali. Le aliquote e la normativa fiscale utilizzate per calcolare l'importo sono quelle emanate o sostanzialmente emanate alla data di chiusura di bilancio. Le imposte correnti relative ad elementi rilevati direttamente a patrimonio sono rilevate direttamente a patrimonio e non nel conto economico.

Le imposte differite sono calcolate usando il cosiddetto *liability method* sulle differenze temporanee risultanti alla data di bilancio fra i valori fiscali presi a riferimento per le attività e passività ed i valori riportati a bilancio. Le imposte differite passive sono rilevate a fronte di tutte le differenze temporanee tassabili ad eccezione:

- di quando le imposte differite passive derivino dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o di un'attività o passività in una transazione che non è un'aggregazione aziendale e che, al tempo della transazione stessa, non comporti effetti né sull'utile dell'esercizio calcolato a fini di bilancio né sull'utile o sulla perdita calcolati ai fini fiscali;
- con riferimento a differenze temporanee tassabili associate a partecipazioni in controllate, collegate e joint venture, nel caso in cui il rigiro delle differenze temporanee può essere controllato ed è probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le imposte anticipate sono rilevate a fronte di tutte le differenze temporanee deducibili e per le attività e passività fiscali portate a nuovo, nella misura in cui sia probabile l'esistenza di adeguati utili fiscali futuri che possano rendere applicabile l'utilizzo delle differenze temporanee deducibili e delle attività e passività fiscali portate a nuovo, eccetto il caso in cui:

l'imposta differita attività collegata alle differenze temporanee deducibili derivi dalla rilevazione iniziale di un'attività o passività in una transazione che non è un'aggregazione aziendale e che, al tempo della transazione stessa, non influisce né sull'utile dell'esercizio calcolato ai fini di bilancio né sull'utile o sulla perdita calcolati ai fini fiscali;

Ascopiave S.p.A. e la quasi totalità delle sue controllate ha deciso di aderire al consolidato fiscale nazionale ai sensi degli artt. 117/129 del Testo Unico delle Imposte sul Reddito (T.U.I.R.). Tale opzione è stata rinnovata nel corso del 2010 per un triennio.

AscoHolding S.p.A. funge da società consolidante e determina un'unica base imponibile per il gruppo di società aderenti al consolidato fiscale nazionale. Ciascuna delle società aderenti, tra cui Ascopiave S.p.A. trasferisce alla società consolidante il reddito fiscale (reddito imponibile o perdita fiscale); nella fattispecie, Ascopiave S.p.A. trasferisce alla consolidante un reddito imponibile e pertanto rileva a conto economico tra la voce imposte "oneri di

adesione al consolidato fiscale” per un importo pari all’IRES corrente di competenza dell’esercizio che verrà versata dalla controllante AscoHolding S.p.A.

NOTE ESPLICATIVE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

Attività non correnti

I. Avviamento

L'avviamento, pari a Euro 20.433 migliaia al termine dell'esercizio di riferimento, si riferisce in parte al plusvalore risultante dal conferimento delle reti di distribuzione del gas effettuato dai comuni soci nel periodo compreso tra il 1996 e il 1999 e in parte al plusvalore pagato in sede di acquisizione di alcuni rami d'azienda relativi alla distribuzione di gas naturale.

L'avviamento ai sensi del Principio Contabile Internazionale 36 non è soggetto ad ammortamento, ma a verifica per riduzione di valore con cadenza almeno annuale

Ai fini della determinazione del valore recuperabile l'avviamento è stato allocato alla cash generating unit (CGU) costituita dall'attività di distribuzione del gas naturale svolta in 153 comuni. La verifica della perdita di valore dell'avviamento è stata pertanto condotta verificando la riduzione di valore dell'attività di distribuzione del gas naturale, confrontando il valore recuperabile delle relative attività con il loro valore contabile, incluso l'avviamento loro allocato. Poiché non sussistono criteri attendibili per valutare il valore di vendita tra parti consapevoli e disponibili delle attività di distribuzione del gas, se non i criteri proposti dalla letteratura per la valutazione dei rami d'azienda, il valore recuperabile delle attività oggetto di verifica viene determinato utilizzando il valore d'uso. Il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi finanziari della distribuzione del gas è stato stimato mediante la metodologia del Discounted cash flow attualizzando i flussi finanziari operativi generati dalle attività stesse ad un tasso di sconto rappresentativo del costo del capitale.

I flussi finanziari utilizzati per il calcolo del valore recuperabile sono quelli del Piano Pluriennale dell'unità generatrice di flussi finanziari distribuzione del gas, che recepisce le previsioni formulate dal management nel Piano Economico – Finanziario 2012-2014 approvato con delibera del Consiglio di Amministrazione del 22 febbraio 2012.

L'attuale normativa di settore prevede che il servizio di distribuzione del gas naturale venga affidato attraverso delle procedure di gara da svolgersi per ambiti territoriali minimi secondo dei termini temporali predefiniti.

Le gare per l'affidamento del servizio negli ambiti territoriali in cui sono ricomprese le concessioni comunali attualmente detenute dalla Società verranno bandite in una data successiva al 31 dicembre 2014 e quindi nel periodo esplicito del Piano Economico Finanziario 2012-2014, la Società ha la ragionevole certezza di mantenere la gestione dell'attuale portafoglio di concessioni.

Ai fini della verifica del valore recuperabile si è ipotizzato che negli anni 2012/2014 la gestione generi flussi finanziari in linea con quelli previsti nel Piano Economico – Finanziario 2012-2014, mentre, in considerazione della aleatorietà che grava circa il rinnovo delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas naturale, si è ritenuto di stimare il valore terminale della CGU distribuzione gas ipotizzando due scenari alternativi ossia: che (i) il Gruppo nel 2014 termini – dunque in anticipo rispetto alle scadenze delle gare d'ambito attualmente previste dalla normativa - l'esercizio del servizio di distribuzione del gas, realizzando il valore di rimborso degli impianti ai sensi dell'articolo 15 del D.Lgs. n. 164/2000 e (ii) Il Gruppo ottenga nel 2014 il rinnovo di tutte le concessioni e gli affidamenti in essere al 31 dicembre 2011. In questo secondo caso, il valore terminale è stato determinato come stima di una perpetuità a partire dall'ultimo anno esplicitato nelle proiezioni finanziarie e considerando le condizioni economiche di rinnovo delle concessioni. Il fattore di crescita utilizzato ai fini del calcolo del valore terminale, stimato pari all'2,0% (2010:1,8%), prende in considerazione l'inflazione, la crescita della base clienti e i recuperi di efficienza.

Il costo del capitale (WACC) della CGU distribuzione gas è stato stimato assumendo:

- un coefficiente beta levered pari a quello assunto nella definizione del tasso di rendimento sul capitale investito stabilito ai fini tariffari da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas con Deliberazione n. 159/08,
- Un livello di leva finanziaria (rapporto tra indebitamento finanziario e mezzi propri) in linea con la struttura finanziaria di riferimento ipotizzata dalla medesima Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ai fini della regolazione tariffaria;
- Il rischio di mercato espressivo di una media di lungo periodo su un campione internazionale di Paesi;
- Il Tasso Risk Free assunto pari al rendimento netto dei titoli di stato a 10 anni rilevato come media per il periodo gennaio 2011 – 31 dicembre 2011 al fine di neutralizzare gli effetti distorsivi / speculativi dei mercati finanziari sui rendimenti dei titoli di stato italiani a lungo termine.

Sulla base di questi elementi il costo medio ponderato del capitale post-tax è pari al 6,6% nel biennio 2012-2013 e del 6,7% nell'anno 2014 (2010:5,9%). Tali tassi sono stati utilizzati per l'attualizzazione dei flussi di cassa nel periodo esplicito di Piano 2012-2014.

Il costo del capitale utilizzato per la determinazione del valore della perpetuità e del coefficiente di attualizzazione del terminal value è pari al 7,3% ed è stato calcolato sulla base dei parametri sopra indicati e prevedendo un "additional risk premium" per il calcolo del costo del capitale proprio (Ke) del 1,0%, per tener conto dell'incertezza sull'eventuale rinnovo delle concessioni e delle relative condizioni di proroga.

Considerando le descritte ipotesi, sia nello scenario (i) che nello scenario (ii) il valore recuperabile della CGU distribuzione del gas risulta superiore ai valori contabili e pertanto non sussistono le condizioni per procedere alla svalutazione dell'avviamento per perdita di valore.

2. Altre immobilizzazioni immateriali

La tabella che segue mostra l'evoluzione del costo storico e degli ammortamenti accumulati delle altre immobilizzazioni immateriali negli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2011			31.12.2010		
	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto
Diritti di brevetto industriale ed opere dell'ingegno	3.969	(2.904)	1.065	3.912	(2.609)	1.303
Concessioni, licenze, marchi e diritti	5.637	(1.494)	4.142	2.619	(1.189)	1.430
Altre immobilizzazioni immateriali	284	(280)	4	284	(278)	6
Immobilizzazioni immateriali in regime di concessione IFRIC 1	423.042	(168.263)	254.779	417.824	(159.937)	257.887
Immobilizzazioni immateriali in corso in regime di concessione IFRIC 12	3.714	0	3.714	1.614	0	1.614
Immobilizzazioni immateriali in corso ed acconti	0	0	0	571	0	571
Totale Immobilizzazioni immateriali	436.997	(172.941)	263.705	426.822	(164.012)	262.810

La tabella che segue evidenzia la movimentazione delle altre immobilizzazioni immateriali nell'esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2010			Ammortamenti dell'esercizio	Riclassifiche immobilizzazioni	Decremento fondi ammortamento	31.12.2011	
	Valore netto	Incremento	Decremento				Valore netto	Incremento
Diritti di brevetto industriale ed opere dell'ingegno	1.303	30		295		27		1.065
Concessioni, licenze, marchi e diritti	1.430	3.018		305				4.142
Altre immobilizzazioni immateriali	6	0		2				4
Immobilizzazioni immateriali in regime di concessione IFRIC 12	257.887	1.1082	5.835	1.0635	(27)	2.309		254.779
Immobilizzazioni immateriali in corso in regime di concessione IFRIC 12	1.614	1.337	93		856			3.714
Immobilizzazioni immateriali in corso ed acconti	571	828	543		(856)			0
Totale Immobilizzazioni immateriali	262.810	16.295	6.471	1.1238	0	2.309		263.705

Gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio risultano pari ad Euro 16.295 migliaia, e sono relativi per Euro 3.018 migliaia all'acquisto della concessione per la distribuzione del gas naturale nel comune di Marostica e per Euro 13.247 migliaia a costi sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo di opere dell'ingegno

Nel corso dell'esercizio, la voce "diritti di brevetto industriali e opere dell'ingegno" ha registrato investimenti per Euro 57 migliaia comprensivi delle riclassifiche da immobilizzazioni in corso. L'investimento risulta principalmente relativo a costi sostenuti per l'implementazione di software per la gestione del personale.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

Rappresentano costi per l'acquisizione di licenze d'uso e diritti di servitù connessi alla rete di distribuzione del gas naturale. Nel corso dell'esercizio la voce ha rilevato un incremento pari ad Euro 3.018 migliaia dovuto principalmente all'acquisto della concessione di distribuzione del gas naturale nel comune di Marostica.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce altre immobilizzazioni immateriali passa da Euro 6 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 4 migliaia dell'esercizio di riferimento.

Impianti e macchinari in regime di concessione

L'entrata in vigore di IFRIC 12 ha comportato l'iscrizione delle infrastrutture in regime di concessione tra le immobilizzazioni immateriali. Nella voce sono rilevati i costi sostenuti per la realizzazione degli impianti e della rete di distribuzione del gas naturale, degli allacciamenti alla stessa, nonché per la posa di gruppi di riduzione e di misuratori. I quali, al termine dell'esercizio di riferimento, evidenziano un valore netto contabile pari ad Euro 254.779 migliaia. Gli investimenti effettuati per la realizzazione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale, comprensivi delle riclassifiche da immobilizzazioni in corso, risultano pari ad Euro 11.054 migliaia, e sono principalmente relativi alla realizzazione di allacciamenti per Euro 4.041 migliaia, alla realizzazione di cabine di decompressione per Euro 664 migliaia, alla realizzazione della rete di distribuzione del gas naturale per Euro 3.651 migliaia, ed alla posa di misuratori per Euro 1.845 migliaia. Si segnala che l'attività di realizzazione della rete di distribuzione del gas naturale ha interessato la posa di 39.668 metri di condotte.

Immobilizzazioni immateriali in corso ed acconti in regime di concessione

Nel corso dell'esercizio la voce "Immobilizzazioni in corso ed acconti" ha valorizzato investimenti per Euro 828 migliaia, i quali risultano principalmente relativi ad opere di estensione rete e costruzione di impianti di distribuzione realizzati parzialmente in economia.

3. Immobilizzazioni materiali

La tabella che segue mostra l'evoluzione del costo storico e degli ammortamenti accumulati delle immobilizzazioni materiali al termine degli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2011			31.12.2010		
	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto	Costo storico	Fondo ammortamento	Valore netto
Terreni e fabbricati	32.434	(4.411)	28.023	18.593	(3.618)	14.975
Impianti e macchinari	1.041	(653)	388	1.041	(568)	473
Attrezzature industriali e commerciali	2.442	(1.575)	867	2.343	(1.368)	975
Altri beni	10.846	(7.885)	2.961	9.747	(7.116)	2.630
Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti	791	0	791	10.486	0	10.486
Totale Immobilizzazioni materiali	47.555	(14.524)	33.031	42.210	(12.671)	29.539

La tabella che segue evidenzia la movimentazione delle immobilizzazioni materiali intervenuta nel corso dell'esercizio considerato:

	31.12.2010			31.12.2011			
(migliaia di Euro)	Valore netto	Incremento	Decremento	Ammortamenti dell'esercizio	Riclassifiche immobilizzazioni	Decremento fondi ammortamento	Valore netto
Terreni e fabbricati	14.975	3.778		793	10.063		28.023
Impianti e macchinari	473	0		85			388
Attrezzature industriali e commerciali	975	99		207			867
Altri beni	2.630	1.123	23	791		23	2.961
<u>Immobilizzazioni materiali in corso ed acconti</u>	<u>10.486</u>	<u>368</u>			<u>(10.063)</u>		<u>791</u>
Immobilizzazioni materiali	29.539	5.368	23	1.876	0	23	33.510

Terreni e fabbricati

La voce comprende prevalentemente i fabbricati di proprietà relativi alla sede aziendale, agli uffici e magazzini periferici nonché le opere murarie delle cabine di decompressione del gas naturale. Gli investimenti realizzati, al lordo delle riclassifiche da immobilizzazioni in corso, sono principalmente spiegati dai costi sostenuti per la realizzazione dell'edificio polivalente sito in via Verizzo nel comune di Pieve di Soligo il cui investimento complessivo ammonta a complessivi Euro 13.440 migliaia.

Impianti e macchinari

Nella voce "Impianti e macchinari", risultano iscritti i soli costi sostenuti per la realizzazione di impianti non in regime di concessione. Al termine dell'esercizio considerato la voce evidenzia un valore netto contabile pari ad Euro 388 migliaia.

Attrezzature industriali e commerciali

La voce "Attrezzature industriali e commerciali" nel corso dell'esercizio ha registrato investimenti pari ad Euro 99 migliaia. La stessa accoglie i costi sostenuti per l'acquisto di strumenti necessari al servizio di manutenzione degli impianti di distribuzione, ed all'attività di misura.

Altri beni

Gli investimenti realizzati nel corso dell'esercizio hanno incrementato la voce "Altri beni" per Euro 1.123 migliaia e risultano principalmente relativi a costi sostenuti per l'acquisto di mobili ed arredamenti per Euro 868 migliaia, di hardware per Euro 78 migliaia, ed all'acquisto di nuovi automezzi aziendali per Euro 126 migliaia.

Immobilizzazioni materiali in corso e acconti

La voce include essenzialmente costi relativi alla costruzione di sedi aziendali ed alla costruzione di impianti non in regime di concessione realizzati parzialmente in economia.

4. *Partecipazioni*

Si riassume nella tabella seguente l'elenco delle partecipazioni detenute da Ascopiave S.p.A. alla data del 31 dicembre 2011:

Denominazione	Città o stato estero	Capitale sociale	Patrimonio netto Totale	Risultato dell'esercizio	%	Valore di bilancio
Società controllate						
A Scotrade S.p.a.	Pieve di Soligo (TV)	1.000.000	30.690.696	16.637.091	89,00%	4.809.636
Global Energy s.r.l.	Pieve di Soligo (TV)	20.000	1.849.518	(539.204)	100,00%	4.887.071
ASMDG S.R.L.	Rovigo (RO)	7.000.000	11.502.912	843.133	100,00%	14.964.474
Edigas Due S.r.l.	Cernusco sul Naviglio (MI)	120.000	2.685.142	1.066.944	100,00%	13.014.349
Edigas Esercizio Distribuzione Gas Sp.A.	Cernusco sul Naviglio (MI)	1.000.000	8.639.227	1.037.340	100,00%	23.317.602
AscoEnergy S.r.l.	Pieve di Soligo (TV)	300.000	97.464	(110.725)	70,00%	210.000
Pasubio Servizi S.r.l.	Schio (VI)	250.000	5.183.203	2.302.799	100,00%	23.053.908
Blue Meta S.p.A.	Orio Al Serio (BG)	606.123	3.864.038	640.596	100,00%	22.308.195
Etraenergia S.r.l.	Cittadella (PD)	100.000	264.104	(174.938)	51,00%	357.000
Ascoblu S.r.l.	Pieve di Soligo (TV)	10.000	104.024	(153.143)	100,00%	260.000
Ascopiave Suisse SA					100,00%	
Totale partecipazioni in imprese controllate						107.182.235

Denominazione	Città o stato estero	Capitale sociale	Patrimonio netto Totale	Risultato dell'esercizio	%	Valore di bilancio
Società a controllo congiunto						
Estenergy S.p.A.	Trieste (TS)	1.718.096	15.330.303	8.986.288	49,00%	39.838.121
ASMSET S.R.L.	Rovigo (RO)	200.000	2.659.674	2.013.853	49,00%	3.333.229
Veritas Energia S.r.l.	Venezia	1.000.000	3.273.401	1.271.898	51,00%	1.713.503
Unigas Distribuzione S.r.l.	Nembro (BG)	3.700.000	38.992.021	5.674.537	48,86%	20.652.416
Totale partecipazioni in imprese a controllo congiunto						65.537.269

Denominazione	Città o stato estero	Capitale sociale	Patrimonio netto Totale	Risultato dell'esercizio	%	Valore di bilancio
Società collegate						
Sinergie Italiane S.r.l.	Milano (MI)	3.000.000	(88.737.035)	(92.160.046)	27,6%	

Denominazione	Città o stato estero	Capitale sociale	Patrimonio netto Totale	Risultato dell'esercizio	%	Valore di bilancio
Partecipazioni in altre società						
B. Cred. Coop. Prealpi						528

Si segnala che il patrimonio netto ed il risultato di esercizio delle società controllate od a controllo congiunto riportati nelle tabelle sovrastanti sono relativi ai bilanci di esercizio chiusi al 31 dicembre 2011. Mentre il patrimonio netto ed il risultato di esercizio della collegata Sinergie Italiane S.r.l. sono relativi al progetto di bilancio relativo al periodo 30 settembre 2010, 30 settembre 2011.

Relativamente alle partecipazioni in Estenergy S.p.A., Asm Distribuzione Gas S.p.A. ed Edigas Servizio Distribuzione Gas S.p.A. si segnala che si ritiene recuperabile il valore a bilancio ancorchè superiore rispetto al patrimonio netto complessivo della partecipata al 31 dicembre 2010 sulla base della stima dei redditi futuri attesi riportati nel piano economico-finanziario 2011-2013.

Al fine della verifica annuale dell'eventuale riduzione di valore dei valori di iscrizione delle partecipazioni in imprese controllate e in imprese a controllo congiunto si è proceduto alla determinazione per ognuna del valore d'uso.

Il calcolo del valore d'uso è stato effettuato utilizzando la proiezione dei flussi di cassa contenuti nei piani economico-finanziari 2012/2014 delle singole controllate che sono stati approvati dal Consiglio d'Amministrazione 22 febbraio 2012.

A seguito delle risultanze del test di impairment sulle singole partecipazioni non si è proceduto ad alcuna svalutazione delle partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto al 31 dicembre 2011. In particolare, per le partecipazioni in Estenergy S.p.A., Asm Distribuzione Gas S.r.l. ed Edigas Servizio Distribuzione Gas S.p.A. si segnala che si ritiene recuperabile il valore a bilancio ancorchè superiore rispetto al patrimonio netto complessivo della partecipata al 31 dicembre 2011 sulla base della stima dei redditi futuri attesi riportati nel piano economico-finanziario 2012-2014.

Si riassumono inoltre nella seguente tabella i movimenti intervenuti nelle partecipazioni nel periodo di riferimento:

Descrizione	31.12.2010			31.12.2011
	Costo storico	Incremento	Svalutazioni	Valore netto
Partecipazioni in imprese controllate	84.688	22.562	67	107.182
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	44.885	20.652		65.537
Partecipazioni in imprese collegate	830		830	0
Partecipazioni in altre imprese	1			1
Partecipazioni	130.403	43.214	897	172.720

L'incremento pari ad Euro 22.562 migliaia, registrato dalla voce "partecipazioni in imprese controllate" è spiegato dall'acquisizione del 100% della società Blue Meta S.p.A. per Euro 22.308 migliaia ed alla sottoscrizione del 100% del capitale della società Ascoblù S.r.l. per Euro 260 migliaia. L'aumento registrato dalla voce "partecipazioni in imprese a controllo congiunto", pari ad Euro 20.652 migliaia, è spiegata dall'acquisizione del 48,9% della società Unigas Distribuzione S.r.l.

Il decremento relativo alle imprese controllate è relativo alla svalutazione del 100% della società Ascopiave(Suisse) S.A. che nel 2011 è stata messa in liquidazione.

Il decremento relativo alle imprese collegate è relativo alla svalutazione del 100% della società Sinergie Italiane S.r.l. per la quale si rinvia al paragrafo "Fondi Rischi" di questa nota.

5. Altre attività non correnti

Il dettaglio delle voci che compongono le "Altre attività non correnti" negli esercizi considerati, viene riassunto nella tabella che segue:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Depositi cauzionali	359	361
Altri crediti	6.896	3.879
Altre attività non correnti	7.255	4.241

Le "Altre attività non correnti" sono costituite da crediti per depositi cauzionali per Euro 359 migliaia, e da altri crediti per Euro 6.896 migliaia.

La voce "Altri crediti" è composta:

- dal credito vantato nei confronti del comune di Creazzo, pari ad Euro 2.141 migliaia, il quale risulta invariato rispetto al 31 dicembre 2006 e corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati nel giugno 2005 al Comune stesso. La consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione in data 31 dicembre 2004. Il valore del credito corrisponde a quanto è stato richiesto di retrocedere al Comune di Creazzo, ai sensi del D.Lgs. "Letta", articolo 15 comma 5, a titolo di indennizzo del valore industriale della rete, in linea con le valutazioni indicate in una apposita perizia. Si segnala che è in essere un contenzioso giudiziale con lo stesso Comune, volto a definire il valore di indennizzo dell'impianto di distribuzione consegnato.
- dal credito vantato nei confronti del comune di Santorso, pari ad Euro 748 migliaia. Tale importo, corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati nell'agosto 2007 al Comune stesso e la consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione in data 31 dicembre 2006. Il valore del credito corrisponde a quanto è stato richiesto di retrocedere al Comune di Santorso, ai sensi del D.Lgs. "Letta", articolo 15 comma 5, a titolo di indennizzo del valore industriale della rete, in linea con le valutazioni indicate in una apposita perizia.

- dal credito vantato nei confronti del comune di San Vito di Leguzzano, pari ad Euro 990 migliaia. Tale importo, corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati il 1° novembre 2010, al Comune stesso e la consegna delle infrastrutture è avvenuta in seguito al raggiungimento della scadenza naturale della concessione in data 31 dicembre 2009. Il valore del credito corrisponde al valore contabile netto del bene ceduto che si ritiene inferiore al valore di ricostruzione a nuovo oggetto di richiesta dell'Ente Locale.
- dal credito vantato nei confronti del comune di Costabissara, pari ad Euro 1.537 migliaia. Tale importo corrisponde al valore netto contabile degli impianti di distribuzione consegnati il 1° ottobre 2011 al Comune stesso, la consegna delle infrastrutture è avvenuta in via forzata in seguito a sentenza del tribunale addotto in ragione dell'indizione da parte dell'ente della gara per la riaggiudicazione della concessione in merito alle quantità e qualità dei beni oltre il valore.

Alla data del 31 dicembre 2011 risulta in essere un contenzioso giudiziale con i comuni menzionati, volto a definire il valore di indennizzo degli impianti di distribuzione consegnati, mentre con il comune di San Vito di Leguzzano è in corso una procedura arbitrale volta alla determinazione del valore della rete. La società, anche in base al parere dei propri consulenti legali, ritiene incerto l'esito del contenzioso e della procura arbitrale.

Si segnala che al termine dell'esercizio la voce accoglie crediti iscritti nei confronti della controllata Unigas Distribuzione Gas S.r.l. per Euro 1.480 migliaia ed in subordine nei confronti della società Anita S.r.l., società che detiene il 51,14% di Unigas Distribuzione Gas S.r.l. in ragione dell'insussistenza dell'attivo relativo alla società Blue Meta S.p.A., ceduta da Unigas Distribuzione S.r.l. ad Ascopiave S.p.A. nel mese di gennaio 2011.

L'insussistenza dell'attivo, che è stata notificata al venditore e ad Anita S.r.l. nel corso del secondo semestre dell'esercizio 2011, è relativa al prescritto diritto di rimborso di un credito per accise all'Agenzia delle Dogane di Bergamo; la società in ossequio alle garanzie ottenute dalla parte cedente in occasione dell'acquisto della partecipazione ragionevolmente ritiene di dover essere indennizzata per il maggior prezzo pagato per Blue Meta S.p.A. e pari ad Euro 1.480 migliaia.

6. Imposte anticipate

Il dettaglio delle voci che compongono le "Imposte anticipate", negli considerati, viene riassunto nella tabella che segue:

Descrizione	31 dicembre 2011			31 dicembre 2010		
	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale
Svalutazione crediti	163	34,0%	55	74	27,5%	20
Svalutazione magazzino	413	38,2%	158	413	31,4%	130
Ammortamenti eccedenti IRES	6.835	34,0%	2.324	4.639	27,5%	1.276
Ammortamenti eccedenti prec. Es. 2007 oltre 2013	14.093	38,2%	5.384	16.492	31,4%	5.179
Altro	348	38,2%	133	361	31,4%	113
Phantom stock option	103	34,0%	35	83	27,5%	23
Ammortamenti eccedenti prec. Es. 2007 entro 2013	960	42,2%	405	0	33,0%	0
Totale Imposte anticipate			8.493			6.740

Le imposte anticipate passano da Euro 6.740 migliaia, ad Euro 8.493 migliaia, con un incremento di Euro 1.753 migliaia principalmente dovuto alla dinamica degli ammortamenti eccedenti IRES.

La Società ha proceduto ad una piena contabilizzazione delle imposte anticipate relative a differenze temporanee tra valori fiscalmente rilevanti e valori di bilancio in quanto ritiene probabile che gli imponibili futuri possano assorbire tutte le differenze temporanee che le hanno generate. Nella determinazione delle imposte anticipate si è fatto riferimento all'aliquota IRES (imposte sul reddito delle società) e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti al momento in cui si stima si riverseranno le differenze temporanee. In particolare sono state applicate l'aliquota IRES del 27,5%, ed IRAP

del 3,9%, inoltre si segnala che ai sensi delle modifiche introdotte dalla legge di conversione 111 del 15 luglio 2011 all'articolo 23 comma 5 del decreto legge 98 del 6 luglio 2011, le società di distribuzione del gas naturale sono state assoggettate ad una aliquota IRAP pari al 4,2% in quanto imprese che esercitano attività concessionarie di servizi e opere pubbliche.

In merito all'imposta IRES, si segnala in ragione dell'entrata in vigore della c.d. "manovra di ferragosto", convertita in legge dalla Legge di conversione n.148 promulgata il 14 settembre 2011, la Società è stata assoggettata all'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax") pari al 10,5%. Il decreto estende l'assoggettabilità all'imposta addizionale anche ai soggetti che operano nel settore del trasporto o distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che abbiano conseguito nel periodo d'imposta precedente un fatturato superiore 10 milioni di Euro (25 milioni di Euro esercizio precedente) ed un reddito imponibile superiore ad un milione di Euro.

Per effetto delle disposizioni in argomento, la società è soggetta all'applicazione dell'addizionale IRES nella misura del 10,5% per gli anni 2011, 2012 e 2013 e del 6,5% a partire dal 2014. L'applicazione della "Robin Hood Tax" ha determinato un effetto positivo sul conto economico dell'esercizio 2011 a fronte di maggiori imposte anticipate per Euro 1.572 migliaia connesse principalmente all'adeguamento della fiscalità anticipata al 31 dicembre 2010.

Attività correnti

7. Rimanenze

La tabella che segue mostra la composizione delle rimanenze alla fine degli esercizi di riferimento considerati:

Descrizione	31.12.2011			31.12.2010		
	Valore lordo	F.do Svalutazione	Valore netto	Valore lordo	F.do Svalutazione	Valore netto
Combustibili e materiale a magazzino	3.144	(413)	2.731	3.351	(413)	2.937
Totale Rimanenze	3.144	(413)	2.731	3.351	(413)	2.937

Le rimanenze sono principalmente rappresentate da materiali utilizzati per opere di manutenzione o per la realizzazione degli impianti di distribuzione del gas naturale. In quest'ultimo caso il materiale viene riclassificato tra le immobilizzazioni materiali IFRIC12 in seguito all'installazione.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione magazzino stanziato al fine di adeguare il valore delle stesse alla loro possibilità di realizzo o utilizzo che nel corso dell'esercizio ha avuto bisogno di essere rettificato.

8. Crediti commerciali

La tabella che segue mostra la composizione dei crediti commerciali e dei relativi fondi rettificativi al termine di ogni esercizio considerato:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
<i>Crediti commerciali</i>		
Crediti verso clienti	3.268	2.220
Crediti per fatture da emettere	1.709	2.358
Crediti commerciali verso controllanti	16	15
Fondo svalutazione crediti	(412)	(217)
	4.581	4.377
<i>Crediti commerciali verso controllate</i>		
Crediti commerciali verso controllate	16.279	17.229
Crediti commerciali	20.876	21.622

I crediti verso i clienti sono interamente rappresentati da crediti iscritti nei confronti di debitori italiani.

I crediti commerciali sono esposti al netto degli acconti di fatturazione ricevuti ed al netto del fondo svalutazione crediti accumulato alla data di chiusura. Gli stessi risultano esigibili entro l'esercizio successivo, e sono principalmente relativi al servizio di trasporto del gas naturale su rete di distribuzione ed all'attività della divisione calore.

La voce crediti commerciali passa da Euro 21.622 migliaia del 31 dicembre dell'esercizio precedente, ad Euro 20.876 migliaia dell'esercizio corrente, rilevando un decremento pari ad Euro 746 migliaia.

La movimentazione del fondo svalutazione crediti nel periodo considerato è stata la seguente:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Fondo svalutazione crediti al 1 gennaio	217	234
Accantonamenti	196	
Utilizzo		(17)
Fondo svalutazione crediti	(412)	(217)

Al termine dell'esercizio 2011 la voce ha rilevato un incremento pari ad Euro 196 migliaia in ragione degli accantonamenti effettuati al termine dell'esercizio.

9. Altre attività correnti

La tabella che segue mostra la composizione delle altre attività correnti al termine di ogni esercizio considerato:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Crediti per consolidato fiscale		2.152
Risconti attivi annuali	205	459
Anticipi a fornitori	4.371	2.303
Crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico	6.892	5.733
Credito IVA	0	238
Altri crediti	166	253
Altre attività correnti	11.633	11.137

La voce "altre attività correnti" rileva un incremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 496 passando da Euro 11.137 migliaia, ad Euro 11.633 migliaia. L'incremento è principalmente spiegato dall'aumento dei crediti verso la Cassa conguaglio settore elettrico, pari ad Euro 1.159 migliaia e dall'aumento degli anticipi corrisposti a fornitori per Euro 2.068 migliaia. Gli stessi risultano parzialmente compensati dal venir meno dei crediti iscritti per consolidato fiscale.

I crediti iscritti nei confronti della Cassa Conguaglio Settore Elettrico passano da Euro 5.733 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 6.892 migliaia dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari ad Euro 1.159 migliaia. L'incremento è principalmente spiegato per Euro 565 migliaia dall'innalzamento dell'obiettivo di risparmio energetico fissato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2011, nonché dall'aumento del contributo riconosciuto alla consegna dei titoli di efficienza energetica e per Euro 606 migliaia dai maggiori crediti iscritti in ragione della perequazione dei ricavi di distribuzione del gas naturale.

L'aumento è inoltre spiegato dai maggiori anticipi corrisposti a fornitori per Euro 2.068 migliaia parzialmente compensato dalla diminuzione del credito IVA rilevato al termine dell'esercizio pari ad Euro 238 migliaia e per Euro 2.152 dalla diminuzione dei crediti maturati nei confronti della controllante Asco Holding S.p.A. nell'ambito del contratto di consolidato fiscale nazionale.

10. Attività finanziarie correnti

La tabella che segue mostra la composizione delle attività finanziarie correnti al termine di ogni esercizio considerato:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	31.12.2010
<i>Imprese controllate</i>		
c/c intercompany Ascotrade	26.308	2.537
c/c intercompany Le Cime Servizi	85	
c/c intercompany ASM Distribuzione Gas Srl	270	800
c/c intercompany Etra Energia	390	
c/c intercompany Ascoenergy Srl	5.915	2.839
C/C intercompany Edigas Due Spa	1.756	
C/C intercompany Ascoblu Srl	14.219	320
C/C intercompany Blue Meta S.p.A.	8.750	
c/c intercompany Estenergy Spa	15.000	
C/C intercompany Veritas Energia Srl	4.106	2.956
Attività finanziarie correnti	76.799	9.452

I crediti per attività finanziarie correnti ammontano ad Euro 76.799 migliaia, rispetto ad Euro 9.452 migliaia dell'esercizio precedente, rilevando un incremento pari ad Euro 67.347 migliaia. La voce accoglie i saldi attivi dei conti correnti intercompany mediante i quali la società gestisce la tesoreria di Gruppo, erogando i finanziamenti necessari alle società controllate, collegate, affinché possano adempiere ai propri fabbisogni finanziari.

La variazione della voce è principalmente spiegata dall'erogazione di maggiori fondi alla controllata Ascotrade S.p.A. per Euro 23.771 migliaia, alla controllata Ascoenergy S.r.l. per Euro 3.076 migliaia e alla controllata AscoBlu S.r.l. per Euro 13.899 migliaia e dai maggiori fondi erogati alla società a controllo congiunto Veritas Energia S.r.l. per Euro 1.150 migliaia. Inoltre, nell'esercizio 2011 sono stati erogati nuovi fondi alla società controllata Blue Meta S.p.A. per Euro 8.750 migliaia e alla società a controllo congiunto Estenergy S.p.A. per Euro 15.000 migliaia.

11. Crediti tributari

La tabella che segue mostra la composizione dei crediti tributari al termine di ogni esercizio considerato:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Crediti IRAP		305
Altri crediti tributari	26	247
Crediti tributari	26	553

La voce accoglie il residuo credito, dedotte le imposte di competenza dell'esercizio 2011, degli acconti IRAP versati.

La voce "Altro", pari ad Euro 26 migliaia, è dovuta al pagamento della cartella esattoriale ricevuta da Equitalia in ragione dell'accertamento fiscale eseguito dall'Agenzia delle Entrate nel corso dell'esercizio 2008 sui redditi dell'esercizio 2005.

12. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

La tabella che segue mostra la composizione delle disponibilità liquide al termine di ogni esercizio considerato:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Depositi bancari e postali	2.244	1.356
Denaro e valori in cassa	8	14
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.252	1.370

Le disponibilità liquide passano da Euro 1.370 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 2.252 migliaia dell'esercizio di riferimento con un incremento pari ad Euro 883 migliaia. I valori esposti si riferiscono ai saldi di conti correnti bancari rimborsabili a vista e ai valori delle casse sociali.

I depositi bancari maturano interessi sulla base delle condizioni concordate con gli istituti di credito.

Patrimonio netto

13. Patrimonio netto

La tabella che segue mostra la composizione del patrimonio netto al termine degli esercizi considerati:

	31.12.2011	31.12.2010
Capitale sociale	234.412	234.412
Riserve	95.456	99.496
Patrimonio netto Totale	336.041	355.072

Il capitale sociale di Ascopiave S.p.A. al 31 dicembre 2011 si compone di 234.411.575 azioni del valore nominale di Euro 1,00 cadauna. L'utile dell'esercizio precedente è stato attribuito per Euro 2.276 migliaia a Riserva straordinaria e per i rimanenti Euro 23.441 migliaia distribuito agli Azionisti.

Si evidenzia di seguito la composizione del patrimonio netto:

	31.12.2011	31.12.2010
Capitale sociale	234.412	234.412
Azioni proprie	(15.720)	(13.072)
Riserva legale	46.882	46.882
Riserva da sovrapprezzo azioni	50.172	50.172
Altre riserve	14.122	15.514
Risultato dell'esercizio	6.174	21.165
Patrimonio netto Totale	336.041	355.072

L'assemblea degli Azionisti tenuta il 28 aprile 2011 ha deliberato di destinare l'utile conseguito al termine dell'esercizio precedente alla distribuzione di dividendi per Euro 23.441 migliaia oltre alla distribuzione di altre riserve per Euro 2.276 migliaia. L'incremento rilevato dalla voce altre riserve a compensazione della distribuzione, pari ad Euro 884 migliaia, è spiegato dai dividendi destinati alla remunerazione delle azioni proprie.

Nel corso dell'esercizio 2011 l'acquisto di azioni proprie ha riguardato un numero di azioni ordinarie pari a 1.814 migliaia per un valore di Euro 2.648 migliaia.

Le movimentazioni del capitale nell'esercizio 2011 sono riportate nelle tabelle sottostanti:

Riconciliazione tra il numero delle azioni in circolazione al 31.12.2010 ed il numero delle azioni in circolazione al 31.12.2011		
(Numero di azioni)	31.12.2011	31.12.2010
Numero di azioni da capitale sociale	234.412	234.412
Numero di azioni proprie in portafoglio	(10.658)	(8.844)
Totale numero di azioni in circolazione	223.754	225.568
Valore delle azioni in circolazione	31.12.2011	31.12.2010
Azioni ordinarie	234.412	234.412
Azioni proprie in portafoglio	(15.720)	(13.072)
Totale valore delle azioni in circolazione	218.692	221.340

Con riferimento a quanto previsto dall'art. 2427-bis del codice civile si riportano di seguito i prospetti indicanti l'origine, la possibilità di utilizzazione e la distribuibilità delle voci del patrimonio netto:

Descrizione	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Riepilogo delle utilizzazioni effettuate nei tre esercizi precedenti	
				Per copertura perdite	Per altre ragioni
Capitale	234.411.575	-	0		
RISERVE DI CAPITALE					
Riserva per azioni proprie in portafoglio	(15.720.434)	-			
Riserva da sovrapprezzo azioni	50.171.613	A, B, C	50.171.613		
RISERVE DI UTILE					
Riserva legale	46.882.315	B	0		
Riserva Straordinaria		A, B, C			
Riserva Libera		A, B, C			
Altre Riserve	14.122.257	A, B, C	14.122.257		6.348
Utili / (perdite) portati a nuovo		A, B, C			
Totale	95.455.751		64.293.870	0	6.348
Quota non disponibile					
Residua quota disponibile			64.293.870		

Legenda: "A" per aumento di capitale, "B" per copertura delle perdite, "C" per distribuzione ai soci

La riserva sovrapprezzo azioni risulta disponibile considerato che la riserva legale ha raggiunto un valore pari al quinto del capitale sociale, come previsto dalla normativa civilistica. Gli utilizzi indicati per le altre riserve fanno riferimento a distribuzione di dividendi effettuale in precedenti esercizi.

Passività non correnti

14. Fondi per rischi e oneri

La tabella che segue mostra la composizione dei fondi per rischi ed oneri al termine degli esercizi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Altri fondi rischi ed oneri	(24.498)	(7)
Fondi rischi ed oneri	(24.498)	(7)

La tabella che segue mostra la movimentazione del fondo nell'esercizio considerato:

Descrizione	31.12.2011
Fondi rischi ed oneri al 1 gennaio 2010	7
Accantonamento rischi copertura perdite società collegate	24.491
Accantonamenti fondi rischi e oneri	
Utilizzo fondi rischi e oneri	
Fondi rischi ed oneri	24.498

La voce "Altri fondi rischi e oneri" include prevalentemente stanziamenti relativi a passività potenziali ritenute probabili che potrebbero emergere dai contenziosi legali in essere. Lo stanziamento è stato stimato con il supporto dei consulenti legali della Società. Si segnala che i costi legali relativi alle liti in corso sono stanziati sulla base delle comunicazioni pervenute dagli studi legali sulla maturazione dei compensi loro spettanti.

Come detto in precedenza, la società collegata Sinergie Italiane S.r.l. ha conseguito, nell'esercizio sociale chiuso al 30 settembre 2011, una perdita d'esercizio pari ad Euro 92.160 migliaia ed un conseguente deficit patrimoniale pari ad Euro 88.737 migliaia. Gli Amministratori, dopo aver proceduto alla svalutazione integrale del valore della partecipazione, hanno proceduto ad accantonare un fondo per rischi ed oneri pari ad Euro 24.491 migliaia, pari alla

quota di possesso nel capitale sociale della partecipata. Tale accantonamento è stato effettuato in considerazione degli impegni che la Società ha assunto nei confronti della partecipata, per un dettaglio dei quali si rimanda alla successiva nota "Impegni e rischi - garanzie prestate".

15. *Trattamento di fine rapporto*

La tabella che segue mostra la movimentazione del trattamento fine rapporto nell'esercizio considerato:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Trattamento di fine rapporto al 1 gennaio	1.318	1.383
Liquidazioni	(757)	(733)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro corrente	718	660
Precedenti perdite/(profitti) attuariali		
Perdita/(profitto) attuariale dell'esercizio	(17)	8
Trattamento di fine rapporto	1.262	1.318

La valutazione attuariale del TFR è realizzata in base alla metodologia dei "benefici maturati" mediante il Projected Unit Credit Method come previsto dallo IAS 19. Tale metodologia si sostanzia in valutazioni che esprimono il valore attuale medio delle obbligazioni pensionistiche maturate in base al servizio che il lavoratore ha prestato fino all'epoca in cui la valutazione stessa è realizzata, non proiettando le retribuzioni del lavoratore secondo le modifiche normative introdotte dalla recente Riforma Previdenziale. La metodologia di calcolo può essere schematizzata nelle seguenti fasi:

- proiezione per ciascun dipendente in forza alla data di valutazione, del TFR già accantonato fino all'epoca aleatoria di
- corresponsione;
- determinazione per ciascun dipendente dei pagamenti probabilizzati di TFR che dovranno essere effettuati dalla società in caso di uscita del dipendente causa licenziamento, dimissioni, inabilità, morte e pensionamento nonché a fronte di richiesta di anticipi;
- attualizzazione, alla data di valutazione, di ciascun pagamento probabilizzato.

Il modello attuariale per la valutazione del TFR poggia su diverse ipotesi, sia di tipo demografico che economico-finanziario. Le principali ipotesi del modello sono:

- tasso di mortalità: tavola di sopravvivenza ANIA IPS55
- tassi di inabilità: tavole INPS anno 2000
- tasso di rotazione del personale: 3,00%
- tasso di attualizzazione: 4,50%
- tasso di incremento delle retribuzioni: 3%
- tasso di inflazione: 2%
- tasso di anticipazione: 2%

L'applicazione di tecniche attuariali per la determinazione del trattamento fine rapporto ai fini IFRS al termine del periodo considerato ha comportato l'iscrizione di un provento pari ad Euro 17 migliaia.

16. *Finanziamenti a medio-lungo termine*

La tabella che segue mostra la composizione dei finanziamenti a medio lungo termine al termine degli esercizi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Finanziamenti Cassa Depositi e Prestiti rimborsabili tra il 2008 e il 2016 a tasso fisso rinegoziato periodicamente	2.385	3.048
Mutui passivi Unicredit Spa	37.143	
Finanziamenti a medio e lungo termine	39.528	3.048
Quota corrente finanziamenti medio-lungo termine	(6.285)	(663)
Finanziamenti a medio-lungo termine	33.243	2.385

I finanziamenti a medio – lungo termine si riferiscono al debito residuo iscritto nei confronti di Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. per Euro 4.957 migliaia, di cui Euro 338 migliaia costituiscono la quota corrente, sottoscritto a fronte di investimenti in opere di ampliamento della rete di distribuzione del gas naturale. Il debito complessivo si compone di diverse posizioni debitorie verso il suddetto istituto aventi scadenze comprese tra il 2010 e il 2016 a tassi fissi compresi tra il 6% e il 7,50%.

Nel corso dell'esercizio 2011 la Società ha realizzato importanti operazioni di aggregazione aziendale impegnando flussi finanziari per Euro 31.720 migliaia. Al fine di meglio correlare la componente fissa dell'attivo rappresentata dalle partecipazioni con la struttura del passivo, prevalentemente costituita da passività correnti, la società ha sottoscritto un contratto di finanziamento a medio lungo termine con Unicredit S.p.A.. L'importo del finanziamento è pari ad Euro 40.000 migliaia, e la durata dello stesso è di sette anni.

Il rimborso del finanziamento sarà realizzato a mezzo di rate semestrali posticipate a partire dal 31 dicembre 2011 sino al 30 giugno 2018.

Il tasso di interesse che regola il finanziamento è di tipo variabile, ed è formato da un parametro di indicizzazione individuato nell'EURIBOR a tre mesi ed un margine fisso da sommare al parametro detto "spread". La misura del margine fisso è soggetta ad aumentare in base al valore assunto, al termine di ogni esercizio, dal rapporto fra la posizione finanziaria netta consolidata e il margine operativo lordo consolidato. La variazione del margine fisso in ragione dell'andamento dell'indice sopra descritto è riportata nella tabella seguente:

Valore del rapporto PFN/M.O.L.	Valore dello spread
Indice > 2,5	125 punti base
2 < Indice < 2,5	90 punti base
Indice < 2	75 punti base

Oltre alle condizioni previste per la quantificazioni del tasso di interesse da applicare al capitale finanziato, il mantenimento in essere del contratto di finanziamento è soggetto al rispetto delle seguenti condizioni finanziarie ed operative:

- il valore dell'indice sopra descritto non può superare un valore pari a 2,75;
- il valore di R.A.B. (Regulatory Asset Base ovvero il Valore della Rete del Gas) non può essere inferiore a Euro 270.000 migliaia;
- la partecipazione di ASCOHOLDING S.p.A. detenuta in ASCOPIAVE S.p.A. non potrà scendere al di sotto del 51%;

Alla data del 31 dicembre 2011 rispettando l'indice di cui alla lettera b) e il rapporto di cui alla lettera a) pari al 2,1 lo spread applicato a partire dal 01 gennaio 2012 passerà da 75 punti base a 90 punti base e i valori degli indici implicano un valore dello spread su 90 punti base con un incremento di 15 punti base ed un aggravio economico di Euro 54 migliaia.

La tabella seguente mostra le scadenze per esercizio dei finanziamenti a medio-lungo termine:

(Migliaia di Euro)	31/12/2011
Esercizio 2013	6.225
Esercizio 2014	6.215
Esercizio 2015	6.175
Esercizio 2016	6.056
<u>Oltre il 31 dicembre 2016</u>	<u>8.571</u>
Totale finanziamenti a medio-lungo termine	33.243

Le diminuzioni dei finanziamenti conseguono al regolare pagamento delle rate nell'esercizio di riferimento.

17. Altre passività non correnti

La tabella che segue evidenzia il dettaglio delle altre passività non correnti al termine di ogni esercizio considerato:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Depositi cauzionali	6	
Altre passività non correnti	6	

L'incremento di Euro 6 migliaia è spiegato dal versamento di depositi cauzionali da parte di società di vendita gas a garanzia dei pagamenti delle fatture relative all'utilizzo della rete di distribuzione del gas di Ascopiave S.p.A.

18. Debiti per imposte differite

La tabella che segue evidenzia il dettaglio delle imposte differite al termine di ogni esercizio considerato:

Descrizione	31 dicembre 2011			31 dicembre 2010		
	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale	Differenze temporanee	Aliquota fiscale	Effetto totale
Ammortamenti eccedenti IRES oltre 2013	31.927	34,0%	10.855	36.563	27,5%	10.055
Trattamento di fine rapporto	198	34,0%	67	198	27,5%	55
Deducibilità avviamento a fini fiscali entro 2013	14.439	38,2%	5.516	12.771	31,4%	4.010
Ammortamenti eccedenti IRES entro 2013	3.788	38,0%	1.440	0	31,4%	0
Plusvalenza su cessione fabbricato e rete oltre 2013	173	34,0%	59	404	27,5%	111
Plusvalenza su cessione fabbricato e rete entro 2013	307	38,0%	117	0	0,0%	0
Ammortamenti eccedenti IRAP	14.793	4,2%	621	22.189	3,9%	865
Totale Imposte differite			18.674			15.096

I debiti per imposte differite passano da Euro 15.096 migliaia, ad Euro 18.674 migliaia, con un incremento di Euro 3.578 migliaia principalmente dovuto alla dinamica degli ammortamenti eccedenti IRES.

La Società ha proceduto ad una piena contabilizzazione dei debiti per imposte differite relative a differenze temporanee tra valori fiscalmente rilevanti e valori di bilancio in quanto ritiene probabile che gli imponibili futuri possano assorbire tutte le differenze temporanee che le hanno generate. Nella determinazione delle imposte differite si è fatto riferimento all'aliquota IRES (imposte sul reddito delle società) e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti al momento in cui si stima si riverseranno le differenze temporanee. In particolare sono state applicate l'aliquota IRES del 27,5%, ed IRAP del 3,9%, inoltre si segnala che ai sensi delle modifiche introdotte dalla legge di conversione 111 del 15 luglio 2011 all'articolo 23 comma 5 del decreto legge 98 del 6 luglio 2011, le società di distribuzione del Gruppo sono state assoggettate ad una aliquota IRAP pari al 4,2% in quanto imprese che esercitano attività concessionarie di servizi e opere pubbliche.

In merito all'imposta IRES, si segnala in ragione dell'entrata in vigore della c.d. "manovra di ferragosto", convertita in legge dalla Legge di conversione n.148 promulgata il 14 settembre 2011, la Società è stata assoggettata all'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax") pari al 10,5%. Il decreto estende l'assoggettabilità all'imposta addizionale anche ai soggetti che operano nel settore del trasporto o distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che abbiano conseguito nel periodo d'imposta precedente un fatturato superiore 10 milioni di Euro (25 milioni di Euro esercizio precedente) ed un reddito imponibile superiore ad un milione di Euro.

Per effetto delle disposizioni in argomento, la società è soggetta all'applicazione dell'addizionale IRES nella misura del 10,5% per gli anni 2011, 2012 e 2013 e del 6,5% a partire dal 2014. L'applicazione della "Robin Hood Tax" ha determinato un effetto negativo sul conto economico dell'esercizio 2011 a fronte di maggiori imposte differite per Euro 3.515 migliaia connesse principalmente all'adeguamento della fiscalità differita al 31 dicembre 2010.

Passività correnti

19. Debiti verso banche e quota corrente dei finanziamenti a medio-lungo termine

La tabella che segue mostra la composizione della voce debiti verso banche e finanziamenti al termine di ogni esercizio considerato:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Debiti verso banche	163.740	92.008
Quota corrente dei finanziam.medio-lungo termine	6.285	663
Debiti verso banche e finanziamenti	170.025	92.671

Il debito bancario a breve è composto da saldi passivi di conto corrente aperti presso gli istituti di credito e dalla quota a breve dei mutui.

L'aumento dell'esposizione bancaria per Euro 77.346 migliaia rispetto al 31 dicembre 2010 è dovuta principalmente dall'aumento dei saldi debitori verso istituti di credito.

La tabella che segue mostra la ripartizione delle linee di credito di Ascopiave S.p.A. utilizzate e disponibili e i relativi tassi applicati alla data del 31 dicembre 2011.

Istituto di credito	Tipologia di Linea di credito	Affidamento Max	Tasso al 31/12/2011	Utilizzo al 31/12/2011
Banca Antonveneta	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	5.000	3,98%	4.983
Banca Popolare di Bari	Affidamento bancario	5.000		0
Banca Infrastrutture Innovazione e Sviluppo	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	40.000	2,23%	39.242
Banca Nazionale del Lavoro	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	50.000	2,18%	42.169
Cassa di Risparmio del Veneto	Fido per finanziamento	13.000	2,72%	13.000
Credito Emiliano	Affidamento bancario per scoperto di conto corrente	15.000	2,68%	15.000
Banca Friuladria	Affidamento bancario per elasticità di cassa	10.000		0
Banca Popolare di Verona	Fido per finanziamento/fidejussioni italia ed estero	30.000		0
Banca Popolare di Vicenza	Affidamento bancario	55.000		0
Banca di Credito Cooperativo delle Prealpi	Affidamento bancario	5.000	3,02%	4.993
Banca Sella	Affidamento bancario	5.000	1,80%	4.985
Unicredit Banca	Fido promiscuo classe 1	40.000	2,99%	39.400
Banca Antonveneta	Fido per fidejussioni/Anticipi Vari	10.000		0
Banca Popolare di Vicenza	Fido per fidejussioni	8.800		0
Banca Popolare di Vicenza	Plafond fidejussioni	500		0
Ubi - banca	Fido per fidejussioni	155		0
Unicredit Banca	Emissioni carte di credito	780		0
Unicredit Banca	Fido per fidejussioni	12.400		0
Totale		305.635		163.771

20. Debiti commerciali

La tabella che segue mostra la composizione dei debiti commerciali al termine di ogni esercizio considerato:

(Migliaia di Euro)	31.12.2011	31.12.2010
Debiti vs/fornitori	4.889	8.472
Debiti vs/fornitori per fatture da ricevere	10.770	7.870
Debiti commerciali	15.660	16.342

I debiti commerciali passano da Euro 16.342 migliaia del 31 dicembre dell'esercizio precedente ad Euro 15.660 migliaia dell'esercizio corrente, rilevando una diminuzione pari ad Euro 683 migliaia. Nella voce risultano iscritti debiti per fatture ricevute per Euro 4.889 migliaia ed Euro 10.770 migliaia per fatture da ricevere. La voce accoglie principalmente i debiti verso fornitori per lavori di costruzione delle infrastrutture necessarie alla distribuzione del gas naturale e i maggiori canoni concessori riconosciuti agli Enti locali anche a fronte della sottoscrizione, negli esercizi precedenti, di convenzioni relative alla durata delle concessioni.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota " Informativa su parti correlate".

21. Debiti tributari

La tabella che segue mostra la composizione dei debiti tributari al termine di ogni esercizio considerato:

(Migliaia di Euro)	31.12.2011	31.12.2010
Debiti IRAP	238	0
Debiti IRES	1.797	0
Debiti tributari	2.035	0

Al termine dell'esercizio di riferimento risultano iscritti debiti tributari per Euro 2.035 migliaia, mentre al termine dell'esercizio precedente la voce non era valorizzata in quanto nel corso dell'esercizio 2010 erano stati versati acconti in misura superiore rispetto all'effettivo debito maturato comportando così l'iscrizione di crediti tributari per un ammontare pari ad Euro 305 migliaia.

Si segnala che i debiti IRES iscritti al termine dell'esercizio sono relativi all'addizionale IRES per effetto della c.d. manovra di ferragosto che ha assoggettato alla c.d. imposta addizionale IRES del 10,5% (c.d. "Robin Hood Tax") anche le società che operano nel settore del trasporto o distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che abbiano conseguito nel periodo d'imposta precedente un fatturato superiore 10 milioni di Euro (25 milioni di Euro esercizio precedente) ed un reddito imponibile superiore ad un milione di Euro.

Per effetto delle disposizioni in argomento, la società è soggetta all'applicazione dell'addizionale IRES nella misura del 10,5% per gli anni 2011, 2012 e 2013 e del 6,5% a partire dal 2014.

22. Altre passività correnti

La tabella che segue mostra la composizione della voce "Altre passività correnti" al termine di ogni esercizio considerato:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Anticipi da clienti	768	1.073
Debiti per consolidato fiscale	431	
Debiti verso enti previdenziali	756	812
Debiti verso il personale	2.002	1.987
Debiti per IVA	245	3
Debiti vs Erario per ritenute alla fonte	498	474
Risconti passivi annuali	974	965
Ratei passivi annuali	1.047	1.259
Altri debiti	2.416	3.713
Altre passività correnti	9.138	10.286

Al termine dell'esercizio considerato le altre passività correnti ammontano ad Euro 9.138 migliaia, rispetto ad Euro 10.286 del 31 dicembre dell'esercizio 2010, rilevando un decremento pari ad Euro 1.148 migliaia.

Anticipi da clienti

Gli "Anticipi da clienti" rappresentano gli importi versati dagli utenti a titolo di contributo per le opere di lottizzazione ed allacciamento in corso di esecuzione alla data di chiusura dell'esercizio. La voce passa da Euro 1.073 migliaia del 31 dicembre dell'esercizio precedente, ad Euro 768 migliaia dell'esercizio 2011, con un decremento pari ad Euro 305 migliaia.

Debiti verso controllante per consolidato fiscale

La voce include il debito per IRES maturato nei confronti della società controllante Asco Holding S.p.A. nell'ambito del contratto di consolidato fiscale nazionale sottoscritto al netto degli acconti versati nel corso dell'esercizio 2011

Debiti verso enti previdenziali

I "Debiti verso istituti previdenziali" si riferiscono ai debiti per oneri contributivi di competenza dei mesi di novembre e dicembre che verranno versati nel primo trimestre 2012.

Debiti verso il personale

I "Debiti verso il personale" includono i debiti per ferie non godute, mensilità e premi maturati al 31 dicembre 2011 e non liquidati alla stessa data.

Ratei e risconti passivi

I ratei ed i risconti passivi sono principalmente riferiti ai canoni demaniali maturati nell'esercizio 2011 ma non ancora corrisposti ai rispettivi Enti Locali. La voce rileva un decremento rispetto al 31 dicembre dell'esercizio precedente pari ad Euro 176 migliaia.

Altri debiti

Al termine dell'esercizio 2011 la voce risulta pari ad Euro 2.406 migliaia, rilevando un decremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 1.307 migliaia.

Benefici basati su strumenti finanziari

La società riconosce benefici addizionali al Presidente di Ascopiave S.p.A., nonché ad alcuni dipendenti delle stesse, che ricoprono posizioni di primo piano, attraverso piani di compensi basati su strumenti finanziari.

In particolare i piani adottati prevedono l'attribuzione di diritti che comportano il riconoscimento a favore dei beneficiari di una corresponsione di carattere straordinario legata al raggiungimenti di obiettivi prefissati, e la cui regolazione finanziaria è basata sull'andamento del titolo azionario (c.d. "phantom stock option").

La società ha adottato piani di incentivazione che prevedono l'attribuzione di diritti al riconoscimento, a favore dei beneficiari, di una corresponsione di carattere straordinario legata al raggiungimenti di obiettivi prefissati, e al

mantenimento del rapporto di lavoro o amministrazione, e la cui regolazione finanziaria è basata sull'andamento del titolo azionario (c.d. "phantom stock option").

L'effetto economico per benefici addizionali durante l'anno è evidenziato nella seguente tabella:

(in migliaia di Euro)

	2011	2010	2009
Costi (ricavi) derivanti da transazioni con pagamenti basati su azioni regolati in contanti	20	66	(23)
<i>Costi Totali</i>	20	66	(23)

Nel corso dell'esercizio 2007 il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave ha provveduto ad assegnare la prima tranche di phantom stock option oggetto del Piano approvato dall'Assemblea dei soci del 25 giugno 2007.

L'adozione del Piano è finalizzata all'incentivazione e alla fidelizzazione degli amministratori e dei dipendenti della società che occupano le posizioni di maggior rilievo e sono quindi più direttamente responsabili dei risultati aziendali.

Quali beneficiari del Piano di incentivazione sono stati individuati i Presidenti del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. e Ascotrade S.p.A., il Vice Presidente di Ascotrade S.p.A. in carica alla data dell'Assemblea del 25 giugno 2007, nonché i dipendenti di Ascopiave S.p.A. o di Ascotrade, individuati - ad insindacabile giudizio dal Consiglio di Amministrazione di Ascopiave su proposta del Comitato per la Remunerazione - tra i soggetti investiti delle funzioni strategicamente rilevanti all'interno, rispettivamente, di Ascopiave o di Ascotrade, in un'ottica di creazione di valore. Nell'ambito dei dipendenti destinatari del Piano è stata ricompresa l'intera categoria dirigenziale.

Il Piano ha per oggetto phantom stock options gratuite e non trasferibili inter vivos, ciascuna delle quali attribuisce ai Beneficiari il diritto di ricevere, nei termini ed alle condizioni previste nel Regolamento del Piano, un importo lordo ("Capital Gain") pari alla differenza fra il valore di mercato dell'Azione al momento dell'esercizio dell'opzione (il "Valore Normale") ed il valore di mercato dell'Azione al momento della assegnazione dell'opzione (il "Valore Iniziale"). In tal modo viene consentito ai Beneficiari di poter trarre vantaggio dall'eventuale incremento del titolo azionario senza che ciò comporti alcuna operazione sul capitale sociale e emissione di azioni a servizio del Piano.

Le Opzioni vengono assegnate in due tranche, rispettivamente, le "Opzioni di Prima Tranche" per un numero massimo di 2.333.340 Opzioni e le "Opzioni di Seconda Tranche" per un numero massimo di 2.333.340 Opzioni. Le Opzioni di Prima Tranche avevano una funzione prevalentemente incentivante, in quanto l'esercizio di tali opzioni da parte del Beneficiario era subordinato al conseguimento di determinati risultati in termini di EBITDA target 2007 e 2008 di Ascopiave o Ascotrade (rispettivamente per i Beneficiari Ascopiave e i Beneficiari Ascotrade). Per quanto riguarda le Opzioni di Prima Tranche gli obiettivi di performance sono stati raggiunti per Ascotrade e, pertanto, i Beneficiari Ascotrade hanno potuto esercitare le Opzioni a partire dal 30 giugno 2009. Le Opzioni di Seconda Tranche hanno, invece, una funzione solo fidelizzante, poiché il loro esercizio è condizionato al mero decorso dei termini indicati nel Regolamento e al mantenimento del Rapporto di Lavoro o del Rapporto di Amministrazione. Le Opzioni di Seconda Tranche attribuite a ciascuno dei Beneficiari matureranno, per effetto del solo decorso del termine e del mantenimento del Rapporto di Lavoro o del Rapporto di Amministrazione, così divenendo Opzioni Esercitabili:

quanto al 10% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2009;

quanto al 15% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2010;

quanto al 20% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2011;

quanto al 25% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2012;

quanto al 30% delle Opzioni di Seconda Tranche, al 30 giugno 2013.

Nel corso del 2008 il Consiglio di Amministrazione, su indicazione del Comitato delle Remunerazione, ha proceduto all'assegnazione di complessive n. 2.333.000 Opzioni di Seconda Tranche agli allora Presidenti del Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A. e Ascotrade S.p.A., e ai dirigenti al tempo in organico di Ascopiave e Ascotrade.

Il termine ultimo per l'esercizio delle Opzioni di Prima Tranche e delle Opzioni di Seconda Tranche è il 30 giugno 2014, decorso tale termine le Opzioni non ancora esercitate non potranno più essere esercitate.

Il fair value di tali strumenti viene misurato utilizzando un modello Black and Scholes e tenendo conto dei termini e delle condizioni in base ai quali i diritti sono assegnati. Il costo di tali strumenti, iscritto a conto economico tra i costi del personale, e le passività relative sono contabilizzati lungo il periodo di maturazione. Fino a quando la passività non viene estinta, il fair value viene ricalcolato a ciascuna data di chiusura del bilancio ed alla data di effettivo esborso, rilevando tutte le variazioni di fair value a conto economico.

La seguente tabella illustra il numero (n.) ed i prezzi medi ponderati di esercizio (PMPE) delle phantom stock options nel corso dell'esercizio, nonché le loro variazioni:

Opzioni di Prima Tranche

Non sono stati raggiunti gli obiettivi per l'assegnazione delle opzioni di Prima Tranche ai beneficiari di Ascopiave, per tanto non ci sono opzioni in circolazione.

Opzioni di Seconda Tranche

	2011 (n.)	2011 (PMPE)
In circolazione al 1 gennaio	1.701.700	1,315
Assegnate durante l'anno		
Annulate ¹	424.000-	-
Esercitate durante l'anno	42.000-	-
Scadute durante l'anno	-	-
In circolazione al 31 dicembre 2011	1.235.700	1,315

Non più assegnabili al 31 dicembre 2010 - *Opzioni di Seconda Tranche* ³ 340

1. Trattasi delle opzioni estinte in quanto non più esercitabili a seguito della cessazione del rapporto di lavoro e/o per altre ragioni (ad es. rinuncia da parte dell'interessato).

2. Trattasi delle opzioni di Prima Tranche non assegnate al 31 dicembre 2007 e che quindi per Regolamento non possono essere successivamente assegnate.

3. Trattasi delle opzioni di Seconda Tranche non assegnate al 31 dicembre 2008 e che quindi per Regolamento non possono essere assegnate successivamente

23. *Passività finanziarie correnti*

La tabella che segue mostra la composizione della voce "Passività finanziarie correnti" al termine degli esercizi considerati:

(migliaia di Euro)	31.12.2011	31.12.2010
<i>Imprese controllate</i>		
C/C intercompany Global Energy srl		725
C/C intercompany Etra Energie srl		10
C/C intercompany Edigas Due Spa		533
C/C intercompany Edigas Es. Distribuzione Gas Spa	1.012	1.372
C/C intercompany Pasubio Servizi Srl	3.970	4.640
C/C intercompany ASM SET SRI	4.335	780
Passività finanziarie correnti	9.317	8.060

La voce accoglie i saldi debitori rilevati nei conti correnti intercompany in essere con le società controllate.

Indebitamento finanziario netto

La tabella che segue mostra la composizione dell'indebitamento finanziario netto così come richiesto dalla comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
A Cassa	8	14
B Altre disponibilità liquide	2.244	1.356
C Titoli detenuti per la negoziazione		
D Liquidità (A) + (B) + (C)	2.252	1.370
E Crediti finanziari correnti	76.799	9.452
F Debiti bancari correnti	(163.740)	(92.008)
G Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(6.285)	(663)
H Altri debiti finanziari correnti	(9.317)	(8.060)
I Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	(179.342)	(100.731)
J Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	(100.291)	(89.909)
K Debiti bancari non correnti	(33.243)	(2.385)
L Obbligazioni emesse		
M Altri debiti non correnti		
N Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	(33.243)	(2.385)
O Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	(133.534)	(92.295)

L'indebitamento finanziario netto di Ascopiave S.p.A. al 31 dicembre 2011 è pari ad Euro 133.534 migliaia.

Si evidenzia che nei finanziamenti bancari a breve termine non sono previsti *covenants o negative pledges*.

Rispetto ai finanziamenti a lungo termine erogati da Unicredit Banca S.p.A. sono previsti covenants come descritti nel paragrafo 16 "Finanziamenti a medio-lungo termine" ad oggi rispettati.

NOTE ESPLICATIVE DI COMMENTO ALLE PRINCIPALI VOCI DEL CONTO ECONOMICO**Ricavi****24. Ricavi**

La seguente tabella evidenzia i ricavi nei periodi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Ricavi da trasporto del gas	53.517	50.100
Ricavi per servizi di allacciamento	4.386	5.119
Ricavi da servizi di fornitura calore	1.328	2.070
Ricavi da servizi di distribuzione	4.301	5.164
Ricavi da servizi di bollettazione e tributi	546	417
Ricavi da servizi generali a società del gruppo	4.348	3.423
Ricavi per contributi AEEG	5.221	4.656
<u>Altri ricavi</u>	<u>1.388</u>	<u>689</u>
Ricavi	75.035	71.637

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti ammontano ad Euro 75.035 migliaia, in aumento di Euro 3.398 migliaia rispetto all'esercizio precedente. L'incremento è principalmente spiegato dai maggiori ricavi conseguiti dall'attività di trasporto del gas naturale per Euro 3.417 migliaia e dai maggiori ricavi conseguiti da contributi AEEG per Euro 565 migliaia. L'incremento risulta parzialmente compensato dal decremento dei ricavi conseguiti da servizi di allacciamento per Euro 733 migliaia, e dal decremento dei ricavi per servizi di fornitura calore per Euro 743 migliaia.

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti in ragione dell'attività di distribuzione del gas naturale risultano pari ad Euro 53.517 migliaia, in aumento rispetto all'esercizio 2010 di Euro 3.417 migliaia principalmente spiegato dall'incremento del vincolo dei ricavi totali. Il Vincolo dei ricavi totali è determinato, per ciascun anno, in funzione del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno di riferimento dall'impresa, nonché della tariffa di riferimento, i cui valori sono fissati e pubblicati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di entrata in vigore. A causa del rinvio della data di approvazione del vincolo dei ricavi totali definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2011, lo stesso è stato provvisoriamente contabilizzato a mezzo di un processo di stima che ha visto applicare, ai dati comunicati all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, gli algoritmi di calcolo definiti dalla normativa e l'utilizzando dei parametri generali rilevanti comunicati dall'Autorità stessa.

I ricavi per allacciamenti alla rete di distribuzione del gas naturale passano da Euro 5.119 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 4.386 migliaia dell'esercizio 2011, il decremento pari ad Euro 733 migliaia è principalmente spiegato dalla diminuzione del numero di nuovi allacciamenti realizzati nell'esercizio di riferimento a causa della perdurante crisi del settore immobiliare nelle zone dell'Italia settentrionale in cui insiste la rete di distribuzione del gas naturale.

I ricavi relativi alla fornitura calore passano da Euro 2.070 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 1.328 migliaia dell'esercizio 2011. La diminuzione rilevata, pari ad Euro 743 migliaia, è principalmente attribuibile alla cessione della gestione degli impianti effettuata dalla società a favore di Bim Piave Nuove Energie.

I ricavi per servizi di distribuzione passano da Euro 5.164 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 4.301 migliaia

dell'esercizio 2011, rilevando un decremento di Euro 863 migliaia. La voce accoglie le poste economiche derivanti dalle attività svolte sui misuratori installati presso gli utenti finali per conto delle società di vendita.

Al termine dell'esercizio 2011 la voce "ricavi per contributi AEEG" rileva un incremento pari ad Euro 565 migliaia, passando da Euro 4.656 migliaia del 2010, ad Euro 5.221 migliaia del 2011. La voce accoglie i ricavi derivanti dall'utilizzo dei titoli di efficienza energetica denominati "certificati bianchi" ed al riconoscimento di obiettivi finalizzati al risparmio energetico. L'incremento rispetto all'esercizio precedente è principalmente assoggettabile all'innalzamento degli obiettivi fissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio considerato.

Al termine dell'esercizio i ricavi conseguiti da servizi generali a società del gruppo rilevano un incremento pari ad Euro 925 migliaia, passando da Euro 3.423 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 4.348 migliaia dell'esercizio di riferimento.

La voce altri ricavi passa da Euro 648 migliaia dell'esercizio precedente ad Euro 1.388 migliaia dell'esercizio di riferimento rilevando un incremento pari ad Euro 740 migliaia.

Costi operativi

25. Costi per acquisto materie prime

La seguente tabella riporta i costi relativi all'acquisto di materie prime negli esercizi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Acquisti di gas	348	1.145
Acquisti GPL e gasolio	12	13
Acquisti di altri materiali	1.173	1.849
Costi acquisto altre materie prime	1.533	3.007

I costi per l'acquisto di altre materie prime, pari ad Euro 1.533 migliaia, sono principalmente relativi ai costi sostenuti per consumi di gas naturale effettuati nelle cabine di distribuzione del gas metano necessari al corretto funzionamento degli impianti stessi, nonché al servizio di fornitura calore. Nella voce risultano inoltre iscritti i costi sostenuti per l'acquisto di materiali utilizzati nella costruzione e manutenzione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale. La stessa presenta un decremento percentuale del 49%, pari ad Euro 1.474 migliaia. Il decremento è principalmente spiegato dalla diminuzione dei costi sostenuti per l'acquisto di gas naturale destinato alla fornitura calore per Euro 797 migliaia e dall'incremento, rispetto all'esercizio precedente, dei costi direttamente imputabili ad immobilizzazioni immateriali in regime di concessione pari ad Euro 661 migliaia.

26. Costi per servizi

La seguente tabella riporta il dettaglio dei costi per servizi negli esercizi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Costi di lettura contatori	831	899
Spese postali e telegrafiche	975	691
Manutenzioni e riparazioni	3.400	3.033
Servizi di consulenza	3.178	2.425
Servizi commerciali e pubblicità	68	112
Utenze varie	1.663	1.580
Compensi ad amministratori e sindaci	464	641
Assicurazioni	312	550
Spese per il personale	549	512
Altre spese di gestione	669	574
Costi per godimento beni di terzi	8.626	7.870
Costi per servizi	20.734	18.887

Al termine dell'esercizio i costi per servizi ammontano ad Euro 20.734 migliaia, rilevando un incremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 1.847 migliaia. L'aumento è principalmente spiegato dai maggiori costi sostenuti per le manutenzioni e riparazioni per Euro 367 migliaia, ai maggiori costi sostenuti per servizi di consulenza per Euro 753 migliaia, ed ai maggiori costi per godimento di beni di terzi per Euro 756 migliaia.

Le manutenzioni e riparazioni passano da Euro 3.033 migliaia dell'esercizio 2010, ad Euro 3.400 migliaia dell'esercizio di riferimento, l'incremento è principalmente spiegato dall'aumento dei costi sostenuti per la manutenzione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale.

I costi sostenuti per servizi di consulenza, passano da Euro 2.425 migliaia dell'esercizio 2010, ad Euro 3.178 migliaia dell'esercizio di riferimento, l'incremento è principalmente spiegato dalle maggiori consulenze tecniche, amministrative e legali di cui la Società si è avvalsa nel corso dell'esercizio considerato.

Le spese per il personale includono costi per la gestione delle vetture assegnate ai dipendenti, costi per il servizio mensa e costi per addestramento e formazione.

I costi per godimento beni di terzi, passano da Euro 7.870 migliaia dell'esercizio precedente, ad euro 8.626 migliaia dell'esercizio di riferimento, registrando un incremento pari ad Euro 756 migliaia. L'aumento è principalmente spiegato dai maggiori canoni concessori riconosciuti agli Enti locali in ragione del prolungamento delle concessioni per la gestione del gas naturale.

27. Costo del personale

La seguente tabella riporta il dettaglio dei costi del personale negli esercizi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Salari e stipendi	10.304	9.975
Oneri sociali	3.453	3.311
Trattamento di fine rapporto	718	660
Attualizzazione corrente del TFR	(17)	8
Altri costi	56	73
Totale costo del personale	14.515	14.027
Costo del personale capitalizzato	(1.495)	(1.363)
Costi del personale	13.020	12.664

Il costo del personale è iscritto al netto dei costi capitalizzati a fronte di incrementi di immobilizzazioni immateriali per lavori eseguiti parzialmente in economia direttamente imputati alla realizzazione di nuove infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale.

Il costo del personale passa da Euro 14.027 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 14.515 migliaia dell'esercizio, con un incremento pari ad Euro 488. L'aumento è principalmente spiegato dall'incremento dell'organico in forza alla società di 7 unità, dagli aumenti salariali corrisposti nell'anno e dagli scaglionamenti di incremento retributivo previsti a seguito del rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale avvenuto nel mese di febbraio 2011. Si segnala che il costo del personale capitalizzato passa da Euro 1.363 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 1.495 migliaia dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari ad Euro 132 migliaia principalmente spiegato dai minori quantitativi orari capitalizzati nel corso dell'esercizio.

La tabella sotto riportata evidenzia il numero di dipendenti per categoria al termine dell'esercizio 2011 ed al termine dell'esercizio 2010:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010	Variazione
Dirigenti (puntuale)	15	13	2
Quadri (puntuale)	8		8
Impiegati (puntuale)	177	178	(1)
Operai (puntuale)	94	96	(2)
Numero persone	294	287	7

Il costo dei piani di stock option di competenza dell'esercizio ammonta ad Euro 20 migliaia. Informazioni relative ai compensi dei componenti dell'organo di amministrazione e controllo dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota "Compensi" cui si rinvia.

28. Altri costi di gestione

La seguente tabella riporta il dettaglio degli altri costi operativi negli esercizi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Accantonamento rischi su crediti	196	
Altri accantonamenti		
Contributi associativi e AEEG	494	373
Minusvalenze	270	426
Soprawvenienze passive	468	386
Altre imposte	905	1.125
Altri costi	635	1.109
costi per appalti	1.439	1.124
Titoli di efficienza energetica	5.563	4.106
Altri costi di gestione	9.969	8.648

Gli altri costi operativi passano da Euro 8.648 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 9.969 migliaia dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari ad Euro 1.321 migliaia. La voce accoglie i costi sostenuti dalla società in ragione di contributi associativi versati all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, di altre imposte, e di costi per appalti.

L'incremento è principalmente spiegato dall'aumento dei costi sostenuti per l'acquisto di titoli di efficienza energetica denominati "certificati bianchi" pari ad Euro 1.457 migliaia, per l'incremento dei costi sostenuti per contributi associativi pari ad Euro 121 migliaia e per l'incremento dei costi sostenuti per appalti per Euro 315 migliaia, parzialmente compensato dalla diminuzione degli altri costi per Euro 474 migliaia e dalle altre imposte per Euro 220 migliaia.

Gli obiettivi fissati per l'esercizio in corso dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas in materia di risparmio energetico sono stati pubblicati mediante delibera 18/2010 EEN del 22 novembre 2010. La delibera definisce gli obblighi specifici di risparmio di energia primaria a carico della Società che dovranno essere raggiunti nel corso

dell'esercizio 2011, a mezzo della produzione, o dell'acquisto di titoli di efficienza energetica. L'incremento rilevato dai costi di acquisto di titoli di efficienza energetica è principalmente spiegato dall'innalzamento degli obiettivi fissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il gas per l'esercizio in corso, nonché dal maggior costo unitario a cui sono acquistabili nel mercato energetico.

Si segnala che la voce costi per appalti rileva un incremento pari ad Euro 315 migliaia, passando da 1.124 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 1.439 migliaia dell'esercizio di riferimento. L'incremento è principalmente spiegato dall'iscrizione a conto economico dei costi sostenuti per la realizzazione di opere di manutenzione delle aree verdi della sede aziendale sita in via Verizzo nel comune di Pieve di Soligo.

29. Altri proventi

La seguente tabella riporta il dettaglio degli altri proventi operativi nei periodi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Altri proventi	(595)	(416)
Altri proventi	(595)	(416)

Al termine dell'esercizio la voce risulta pari ad Euro 595 migliaia, rilevando un incremento rispetto all'esercizio precedente pari ad Euro 179 migliaia. La voce accoglie principalmente la plusvalenza patrimoniale realizzata dalla cessione delle infrastrutture atte alla distribuzione del gas naturale site nel comune di Zané, in provincia di Vicenza.

30. Ammortamenti

La seguente tabella riporta il dettaglio degli ammortamenti nei periodi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Immobiliizzazioni immateriali	11.238	10.934
Immobiliizzazioni materiali	1.876	1.610
Ammortamenti	13.114	12.544

Gli ammortamenti rilevati al termine dell'esercizio ammontano ad Euro 13.114 migliaia, in aumento rispetto all'esercizio precedente di Euro 570 migliaia.

31. Proventi ed oneri finanziari netti

La seguente tabella riporta il dettaglio dei proventi e degli oneri finanziari negli esercizi considerati:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Interessi attivi bancari e postali	53	14
Altri interessi attivi	24	18
Distribuzione dividendi da società partecipate	26.520	11.753
Interessi attivi da società partecipate	593	298
Altri proventi finanziari	3	4
Proventi finanziari	27.193	12.086
Interessi passivi bancari	2.152	851
Interessi passivi su mutui	692	273
Altri oneri finanziari	329	195
Oneri finanziari	3.173	1.319
Svalutazione partecipazioni	25.388	0
Totale oneri/(proventi) finanziari netti	24.021	(10.768)

I proventi finanziari passano da Euro 12.086 migliaia dell'esercizio 2010, ad Euro 27.193 migliaia dell'esercizio 2011, rilevando un incremento pari ad Euro 15.107 migliaia. La variazione è principalmente spiegata dai maggiori dividendi percepiti nel corso dell'esercizio da società partecipate per Euro 14.767 migliaia.

Gli oneri finanziari passano da Euro 1.319 migliaia dell'esercizio precedente, ad Euro 3.173 migliaia dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari ad Euro 1.854 migliaia. Si segnala che l'incremento degli oneri finanziari è principalmente spiegato dalla maggiore esposizione bancaria evidenziata nel corso dell'esercizio di riferimento, nonché ai maggiori saggi di interessi applicati sulle linee di credito. L'incremento dei saggi concessi dagli istituti di credito è principalmente spiegato dall'andamento del tasso di riferimento Euribor, il quale dopo la significativa contrazione manifestata nei primi mesi dell'esercizio precedente, ha ripreso un andamento crescente, nonché dall'incremento dello spread concesso dagli stessi istituti di credito.

Gli oneri finanziari iscritti in ragione della valutazione delle imprese collegate sono relativi per Euro 67 migliaia alla svalutazione della partecipazione nella società Asco Suisse che alla data di chiusura dell'esercizio risulta in liquidazione, e per Euro 830 migliaia alla svalutazione della partecipazione in Sinergie Italiane S.r.l. in ragione delle significative perdite patite dalla società. L'ammontare delle perdite della collegata hanno comportato l'iscrizione tra gli oneri finanziari della quota parte delle stesse per complessivi Euro 24.491 migliaia.

32. Imposte dell'esercizio

La tabella che segue mostra la composizione delle imposte sul reddito negli esercizi considerati, distinguendo la componente corrente da quella di ferrita ed anticipata:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Imposte correnti IRES	6.348	4.441
Imposte correnti IRAP	1.547	1.333
Imposte (anticipate)/differite	1.824	131
Imposte dell'esercizio	9.719	5.906

L'incremento è principalmente spiegato dall'aumento delle aliquote di imposta a cui è assoggettata la Società a seguito delle modifiche normative introdotte nel corso delle c.d. manovre estive.

In particolare si segnala che ai sensi delle modifiche introdotte dalla legge di conversione 111 del 15 luglio 2011 all'articolo 23 comma 5 del decreto legge 98 del 6 luglio 2011, le società di distribuzione sono state assoggettate ad una aliquota IRAP pari al 4,2% in quanto imprese che esercitano attività concessionarie di servizi e opere pubbliche.

In merito all'imposta IRES, si segnala che l'articolo 81 del decreto legge 112 del 25 giugno 2008, che è stato oggetto di modifica ai sensi dell'articolo 7 del decreto legge 138, entrato in vigore il 13 agosto 2011, la c.d. "manovra di ferragosto". La quale prevede l'aumento di 4 punti percentuali dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), portandola al 10,5%, estendendo l'assoggettabilità all'imposta addizionale anche ai soggetti che operano nel settore del trasporto o distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che abbiano conseguito nel periodo d'imposta precedente un fatturato superiore 10 milioni di Euro (25 milioni di Euro esercizio precedente) ed un reddito imponibile superiore ad un milione di Euro.

Per effetto delle disposizioni in argomento, la società è soggetta all'applicazione dell'addizionale IRES nella misura del 10,5% per gli anni 2011, 2012 e 2013 e del 6,5% a partire dal 2014. L'applicazione della "Robin Hood Tax" ha determinato un effetto complessivamente negativo sul conto economico dell'esercizio 2011 a fronte di maggiori imposte correnti per Euro 1.797 migliaia e maggiori imposte per fiscalità differita per Euro 1.943 migliaia.

La tabella seguente evidenzia la suddivisione delle imposte correnti IRES per gli esercizi considerati:

(in migliaia di Euro)	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Oneri di adesione al consolidato fiscale	4.550.662	4.441.412
Addizionale IRES	1.797.258	
Imposte correnti IRES	6.347.920	4.441.412

Mentre la tabella che segue evidenzia l'incidenza delle imposte sul reddito:

Descrizione	31.12.2011	31.12.2010
Utile ante imposte	15.893	27.071
Imposte dell'esercizio	9.719	5.906
Incidenza sul risultato ante imposte	61,2%	21,8%

Il tax-rate effettivo passa dal 21,8% dell'esercizio 2010, al 61,2% dell'esercizio di riferimento, rilevando un incremento pari allo 39,4%. L'incremento registrato dal tax-rate è principalmente spiegato dalla modifica normativa sopra descritta.

(migliaia di Euro)	31/12/2011		31/12/2010	
Aliquota ordinaria applicabile	38,0%		27,5%	
Risultato prima delle imposte	27.071		27.071	
Onere fiscale teorico	10.287	38,0%	7.445	27,5%
Accantonamento rischi non imponibili	9.307	34,4%		0,0%
Tassazione dividendi	(9.574)	-35,4%	(3.232)	-11,9%
Costi/(proventi) non imponibili (automezzi, telefoni)	(1.376)	-5,1%	3.225	11,9%
Ricalcolo stock Imposte differite/anticipate	1.643	6,1%		0,0%
Onere fiscale effettivo IRES	10.287	38,0%	7.437	27,5%
IRAP (corrente e differita)	1.547	5,7%	1.333	4,9%
Totale onere fiscale effettivo	11.834	43,7%	8.771	32,4%
Aliquota effettiva	43,7%		32,4%	

ALTRE NOTE DI COMMENTO*Componenti non ricorrenti*

Ai sensi della comunicazione CONSOB n.15519/2005 si segnala la presenza di componenti economiche non ricorrenti nella Relazione Finanziaria annuale al 31 dicembre 2011.

Nel corso dell'esercizio la Società è stata obbligata ad effettuare una svalutazione e accantonamento al fondo rischi ed oneri a causa dell'andamento economico della collegata Sinergie Italiane S.r.l.

Le perdite patite nell'esercizio chiuso al 30 settembre 2011 dalla società che nel gruppo si occupa dell'approvvigionamento del gas naturale, pari ad Euro 92.160 migliaia che hanno portato alla svalutazione e all'accantonamento del fondo per rischi ed oneri pari all'ammontare contabilizzato in proporzione alla quota è da considerarsi non ricorrente in quanto legata alla sopravvenuta onerosità di contratti di acquisto del gas naturale. Il processo di ristrutturazione della collegata, in essere alla data di approvazione del progetto di bilancio, è in corso di esecuzione. Rispetto alle descrizioni quantitative delle perdite subite si rimanda al paragrafo "Partecipazioni" di questa Relazione Finanziaria annuale.

Informativa su parti correlate

Si segnala che la Società è controllata da Asco Holding S.p.A. che detiene il 61,562% delle azioni.

Tutte le operazioni con le società del gruppo fanno parte dell'ordinaria gestione dell'impresa e sono regolate a condizioni di mercato. Non vi sono altre operazioni effettuate nell'esercizio 2011 con società e entità riconducibili a Soci o amministratori della società o delle società controllanti e controllate.

Società	31 dicembre 2011				31 dicembre 2011					
	Crediti		Altri		Costi			Ricavi		
	commerciali	crediti	commerciali	debiti	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Società controllanti										
Asco Holding S.p.A.	7	-	184	429	-	174	4.551	-	32	-
Totale	7	-	184	429	-	174	4.551	-	32	-
Società controllate										
Ascotrade S.p.A.	15.084	26.308	461	-	1.577	18	135	-	50.592	175
Global Energy S.r.l	9	85	0	-	-	-	1	-	30	9
Blue Meta S.p.A.	18	8.750	-	-	-	-	-	-	6	18
Etra Energia S.r.l.	30	390	0	-	-	-	-	-	54	13
ASM DG S.r.l. Unipersonale	100	270	55	-	-	95	1	-	177	10
Edigas Esercizio Distribuzione Gas S.r.l.	44	-	21	1.012	-	27	25	-	57	-
Edigas Due S.r.l.	66	1.756	2	-	-	-	13	-	182	21
Pasubio Servizi S.r.l	94	-	28	3.970	-	-	81	-	187	9
AscoEnergy S.r.l.	37	5.915	15	-	15	-	-	-	5	116
Unigas Distribuzione S.r.l.	-	-	7	-	-	-	-	-	-	-
Ascoblu S.r.l.	16	14.219	-	-	-	-	-	-	0	26
Totale	15.498	57.693	590	4.982	1.592	140	256	-	51.289	395
Società sottoposte a controllo congiunto										
Veritas Energia S.r.l.	156	4.106	-	-	-	-	-	-	75	56
ASM SET S.r.l.	63	-	38	4.335	-	35	10	-	130	9
Estenergy S.p.A.	90	15.000	-	-	-	-	-	-	21	133
Totale	309	19.106	38	4.335	-	35	10	-	226	198
Società consociate										
Sinergie Italiane S.r.l	115	-	-	-	-	-	-	-	533	-
Asco TLC S.p.A.	185	-	12	-	-	732	-	-	255	-
Seven Center S.r.l.	6	-	158	-	302	525	-	-	6	-
Totale	306	-	171	-	302	1.257	-	-	794	-
Totale	16.120	76.799	983	9.746	1.894	1.606	4.816	-	52.340	593

Conclusione del piano di acquisto di azioni proprie

In data 28 ottobre 2011 si è conclusa l'attuazione del piano di acquisto di azioni proprie approvato dall'Assemblea dei Soci in data 28 aprile 2010.

Nell'ambito del Piano, nel rispetto dei relativi contenuti, sono state acquistate n. 2.226.909 azioni ordinarie al prezzo medio di Euro 1,49 e per un controvalore complessivo di Euro 3.318.545. Il prezzo di acquisto non è stato mai superiore né inferiore del 10% rispetto al prezzo di riferimento registrato dal titolo nella seduta di borsa precedente ogni singola operazione di acquisto. Le operazioni di acquisto, iniziate il 19 maggio 2010 e terminate in data 27 ottobre 2011, sono state effettuate sul mercato telematico azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., sul quale sono quotate le azioni della Società, nel rispetto di ogni disposizione di legge e di vigilanza applicabile.

Il Piano ha consentito alla Società di intervenire, nel rigoroso rispetto della normativa vigente, al fine di contenere movimenti anomali delle quotazioni e per regolarizzare l'andamento delle negoziazioni e dei corsi, a fronte di fenomeni distortivi legati ad un eccesso di volatilità o a una scarsa liquidità degli scambi.

Autorizzazione di un nuovo piano di acquisto e disposizione di azioni proprie

L'Assemblea dei Soci riunitasi in prima convocazione il giorno 29 novembre 2011, ha autorizzato l'avvio di un nuovo Piano di acquisto e disposizione di azioni proprie.

Nell'ambito del Piano, il Consiglio di Amministrazione sarà chiamato a porre in essere atti di acquisto e di disposizione, in una o più volte, su base rotativa, di un numero massimo di azioni ordinarie corrispondente, alla data della delibera, a 46.882.315 azioni del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, in maniera tale che la Società non venga a detenere in alcun momento una partecipazione superiore al 20% del capitale sociale della stessa, nel rispetto dei termini e delle condizioni determinate dall'Assemblea, nonché delle norme legislative e regolamentari applicabili.

Il Piano è finalizzato a consentire alla Società di acquisire azioni proprie da utilizzare per l'esecuzione di operazioni di investimento coerenti con le linee strategiche della Società anche mediante scambio, permuta, conferimento, cessione o altro atto di disposizione di azioni proprie, per l'acquisizione di partecipazioni o pacchetti azionari o per altre operazioni sul capitale che implicino l'assegnazione o disposizione di azioni proprie. Il Piano perseguirà tra l'altro i seguenti obiettivi: (i) intervenire, nel rispetto delle disposizioni vigenti per stabilizzare il titolo e per regolarizzare l'andamento delle negoziazioni e dei corsi, a fronte di fenomeni distortivi legati a un eccesso di volatilità o a una scarsa liquidità degli scambi; (ii) offrire agli azionisti uno strumento addizionale di monetizzazione del proprio investimento; (iii) acquisire azioni proprie da destinare, se del caso, al servizio di eventuali piani di incentivazione basati su azioni e riservati ad amministratori e/o dipendenti e/o collaboratori della Società o di altre società da questa controllate o della controllante.

L'autorizzazione prevede che le operazioni di acquisto siano effettuate sul mercato con le modalità previste dall'art. 144-bis, primo comma, lettera b), c) e d), del Regolamento Emittenti e, dunque, secondo tutte le modalità previste dalla disciplina vigente con la sola esclusione dell'offerta pubblica di acquisto o scambio. Il corrispettivo unitario per l'acquisto delle azioni sarà stabilito di volta in volta dal Consiglio di amministrazione, fermo restando che lo stesso non potrà essere né superiore né inferiore del 10% rispetto al prezzo di riferimento registrato dal titolo nella seduta di borsa precedente ogni singola operazione.

L'autorizzazione ad effettuare gli acquisti ha una durata massima di 18 mesi a far tempo dalla data di rilascio dell'autorizzazione da parte dell'Assemblea.

Il Consiglio di amministrazione è altresì autorizzato a disporre delle azioni proprie acquistate senza limiti temporali e secondo le modalità ritenute più opportune, ad un prezzo che sarà determinato di volta in volta dal Consiglio stesso ma

che non potrà (salvo talune specifiche eccezioni) essere inferiore del 10% rispetto al prezzo di riferimento registrato dal titolo nella seduta di borsa precedente ogni singola operazione.

Utile per azione

Come richiesto dal principio contabile IAS 33, si forniscono le informazioni sui dati utilizzati per il calcolo dell'utile per azione e diluito.

L'utile per azione è calcolato dividendo l'utile netto del periodo per il numero di azioni. Si segnala che non esistono dividendi privilegiati, conversione di azioni privilegiate e altri effetti simili che debbano rettificare il risultato economico attribuibile ai possessori di strumenti ordinari di capitale.

Si segnala che non esistono azioni o warrant che potrebbero influenzare il calcolo dell'utile per azione e diluito, pertanto il calcolo dell'utile per azione evidenzia gli stessi valori dell'utile diluito per azione.

Di seguito sono esposti il risultato ed il numero delle azioni ordinarie utilizzati ai fini del calcolo dell'utile per azione negli esercizi considerati:

	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Numero azioni	234.411.575	234.411.575
Risultato netto (Valori in migliaia di Euro)	6.173.627	21.164.848
Risultato netto per azione (Valori in Euro)	0,03	0,09

Compensi

Di seguito vengono riportati i compensi maturati a favore di Amministratori e Sindaci per le cariche da loro espletate in Ascopiave S.p.A.

Compensi al Consiglio di Amministrazione

Soggetto	carica	durata carica	data inizio	data fine	Compenso al 31/12/2011
Beninato Alfonso	Consigliere	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	
Bortolin Gianantonio	Consigliere	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	
Fassina Alessandro	Consigliere indipendente	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	
Zugno Fulvio	Presidente Consiglio di Amministrazione*	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	
Coin Dimitri	Consigliere	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	
Salton Gildo	Consigliere	2011-2014	28/04/2011	30/12/2011	
Bernardelli Giovanni	Consigliere indipendente	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	
Colomban Massimino	Consigliere indipendente	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	
Totale					411.852

Compensi al Collegio Sindacale

Soggetto	carica	durata carica	data inizio	data fine	Compenso al 31/12/2011
Nicolai Paolo	Presidente del collegio sindacale	2008-2010	13/11/2008	28/04/2011	
Storza Fabio	Sindaco effettivo	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	
Saccardi Giuliano	Sindaco effettivo	2008-2010	28/04/2008	28/04/2011	
Zancopè Ogniben Giovanni	Presidente del collegio sindacale	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	
Papparotto Paolo	Sindaco effettivo	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	
Alberti Elvira	Sindaco effettivo	2011-2014	28/04/2011	30/04/2014	
Totale					90.335

Compensi ad Alta Dirigenza

Soggetto	carica	durata carica	Totale al 31/12/2011
Gumirato Roberto	Direttore finanziario	tempo indeterminato	
Favaro Giovanni	Direttore Tecnico	tempo indeterminato	
Belliato Cristiano	Direttore Amministrativo	tempo indeterminato	
Bigucolo Giacomo	Responsabile controllo di gestione	tempo indeterminato	
Totale			297.242

Il dettaglio dei compensi corrisposti è esposto al paragrafo “Compensi di amministratori, sindaci ed alta dirigenza” della relazione sulla gestione di questa Relazione Finanziaria annuale.

Compensi alla Società di Revisione

Ai sensi dell’art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, evidenzia i corrispettivi di competenza dell’esercizio 2011 per i servizi di revisione e per quelli diversi dalla revisione resi dalla stessa società di revisione. Non vi sono servizi resi da entità appartenenti alla sua rete.

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi (migliaia di Euro)
Revisione contabile	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	173
		società controllate	227
Servizi di attestazione	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	3
		società controllate	6
Revisione contabile altri servizi	Reconta Ernst & Young S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	12
		società controllate	30
Altri Servizi	Ernst & Young Financial Business Advisors S.p.A.	Ascopiave S.p.A.	60
Totale			511

Impegni e rischi

Garan zie prestat e

La società ha erogato le seguenti garan zie potenzi ali al 31 dicembre 2011:

<u>(Migliaia di Euro)</u>	
Patronage su linee di credito	231.200
Patronage su contratti di locazione finanziaria	956
Patronage su contratti di somministrazione gas	11.667
Patronage su contratti di somministrazione energia elettrica	7.660
Patronage su contratti di acquisto energia elettrica	5.000
Patronage per realizzazione impianti fotovoltaici	4.196
Fidejussioni su linee di credito	15.977
Su esecuzione lavori	2
Ad uffici utf e regioni per imposte sul gas	1.415
Ad uffici UTF e regioni per imposte sull' energia elettrica	15
Su concessione distribuzione	22.690
Su concessione pubblica illuminazione	99
Su compravendite quote societarie	2.500
Su contratti di locazione commerciale	17
Su contratti di vettoriamen to	14
Totale	303.407

* Si segnala che nelle voci "Patronage su linee di credito", "Patronage su contratti di somministrazione gas" e "Patronage su contratti di somministrazione di energia elettrica" risultano iscritti patronage rilasciati da Ascopiave S.p.A. nei confronti di Sinergie Italiane S.r.l. per complessivi Euro 226.877 migliaia, Euro 224.087 migliaia nell'esercizio precedente.

Politiche di copertura dei rischi

Gestione del rischio finanziario: obiettivi e criteri

Le principali passività finanziarie di Ascopiave S.p.A. comprendono i finanziamenti bancari, contratti di noleggio con opzione d'acquisto, depositi bancari a vista e a breve termine. L'obiettivo principale di tali passività è di finanziare le attività operative. Ascopiave S.p.A. ha diverse attività finanziarie quali crediti commerciali e cassa e depositi a breve, che derivano direttamente dall'attività operativa. Si segnala che i crediti commerciali come i crediti finanziari sono principalmente vantati verso la società controllata Ascotrade S.p.A..

I rischi principali generati dagli strumenti finanziari di Ascopiave S.p.A. sono il rischio di tasso di interesse, il rischio di liquidità. Il Consiglio di Amministrazione riesamina e concorda le politiche per gestire detti rischi, come riassume di seguito.

Rischio di tasso

L'esposizione di Ascopiave S.p.A. al rischio di variazioni dei tassi di mercato è connesso principalmente ai finanziamenti accesi verso istituti di credito, con tassi di interesse variabile, essendo la Società incaricata di gestire i fabbisogni finanziari delle società controllate.

La politica di Ascopiave S.p.A., dipendendo dalla stagionalità del ciclo d'affari del gas naturale mira a gestire le necessità di liquidità a mezzo di linee di affidamento temporanee a tasso variabile, che in ragione della loro continua fluttuazione non consentono un agevole copertura relativa al rischio tasso.

Ascopiave S.p.A. gestisce inoltre linee di credito a tasso fisso per importi non significativi dipendenti dal conferimento delle reti di distribuzione del gas degli enti locali ora soci di Asco Holding S.p.A.

Di seguito sono evidenziati gli impatti sul risultato dell'esercizio 2012 ipotizzando un'ipotetica variazione in aumento di 250 basis point, ed in diminuzione di 90 basis point, dei tassi di interesse effettivamente applicati al finanziamento a medio lungo termine erogato da Unicredit banca nel corso dell'esercizio 2011.

Ente erogante	Conto Economico 2012	
	+ 250 basis point	-90 basis point
Finanziamento Unicredit	(857)	298

L'analisi di sensitività ottenuta dalla simulazione porta a stimare un effetto sul risultato prima delle imposte rispettivamente negativo per Euro 857 migliaia, o positivo per Euro 298 migliaia.

Analisi di sensitività al rischio di tasso

La seguente tabella mostra la sensitività dell'utile della Società ante imposte, in seguito a variazioni ragionevolmente possibili dei tassi di interesse, mantenendo costanti tutte le altre variabili.

	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
Posizione Finanziaria Netta 2011	(135.491)	(132.289)	(124.970)	(87.314)	(10.6907)	(130.032)	(87.314)	(98.432)	(129.439)	(122.824)	(128.444)	(133.534)
Tasso medio	1,28%	1,13%	1,29%	1,35%	1,45%	1,82%	1,90%	1,57%	1,90%	2,64%	2,38%	1,91%
Tasso medio maggiorato di 250 basis point	3,79%	3,63%	3,79%	3,85%	3,95%	4,32%	4,40%	4,07%	4,40%	5,14%	4,84%	4,41%
Tasso medio diminuito di 60 basis point	0,69%	0,53%	0,69%	0,75%	0,85%	1,22%	1,30%	0,97%	1,30%	2,04%	1,74%	1,31%
PN ricalcolato con maggiorazione di 250 basis point	(135.779)	(132.543)	(125.235)	(87.493)	(10.7134)	(130.299)	(87.499)	(98.641)	(129.705)	(123.085)	(128.708)	(133.818)
PN ricalcolato con diminuzione di 60 basis point	(135.422)	(132.228)	(124.906)	(87.271)	(10.6853)	(129.968)	(87.269)	(98.382)	(129.376)	(122.762)	(128.380)	(133.466)
Effetto negativo sul risultato ante-imposte	(288)	(254)	(265)	(179)	(227)	(267)	(185)	(209)	(266)	(261)	(264)	(284)
Effetto positivo sul risultato ante-imposte	69	61	64	43	54	64	44	50	64	63	63	68
												708

L'analisi di sensitività, ottenuta simulando una variazione sui tassi di interesse applicati alle linee di credito della Società pari a 60 basis point in diminuzione, e pari a 250 basis point in aumento, mantenendo costanti tutte le altre variabili, porta a stimare un effetto sul risultato prima delle imposte rispettivamente negativo per Euro 2.949 migliaia, o positivo per Euro 708 migliaia.

Politiche inerenti il rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione della società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sull'equilibrio finanziario della Società.

Ascopiave S.p.A. presta i propri servizi di business ad un numero limitato di operatori del settore del gas, tra i quali il più significativo per volume di affari è Ascotrade S.p.A.. Le regole per l'accesso dei Clienti ai servizi offerti sono stabilite dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e sono previste nei codici di Rete, ovvero i documenti che stabiliscono, per ciascuna tipologia di servizio, le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione dei servizi stessi, e dettano clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte dei clienti. Nei Codici è previsto, in particolare, il rilascio di idonee garanzie a parziale copertura delle obbligazioni assunte qualora il cliente non sia in possesso di un rating creditizio rilasciato da primari organismi internazionali.

Rischio di liquidità

Ascopiave S.p.A. persegue costantemente il mantenimento dell'equilibrio e della flessibilità tra fonti di finanziamento ed impieghi, fungendo da gestore della tesoreria del Gruppo.

I due principali fattori che influenzano la liquidità di Ascopiave S.p.A. sono da una parte le risorse generate o assorbite dalle attività operative o di investimento, dall'altra le caratteristiche di scadenza e di rinnovo del debito.

La ripartizione per scadenza, al 31 dicembre, dei debiti finanziari è riportata alla nota n. 16.

I fabbisogni di liquidità sono monitorati dalla funzione tesoreria di Ascopiave S.p.A. nell'ottica di garantire un efficace reperimento delle risorse finanziarie od un adeguato investimento delle eventuali disponibilità liquide.

Gli amministratori ritengono che i fondi e le linee di credito attualmente disponibili, oltre a quelle che saranno generate dall'attività operativa e di finanziamento, consentiranno di soddisfare i fabbisogni derivanti dalle attività di investimento, di gestione del capitale circolante e di rimborso dei debiti alla loro scadenza naturale.

Rischi specifici del settore di attività in cui opera la società

Regolamentazione

Ascopiave S.p.A. svolge attività nel settore del gas soggette a regolamentazione. Le direttive ed i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea, dal Governo italiano, e le decisioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas possono avere un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario della società. Futuri cambiamenti nelle politiche normative adottate a livello nazionale potrebbero avere ripercussioni impreviste sul quadro normativo di riferimento e, di conseguenza, sull'attività e sui risultati della società.

Rischi legati alla scadenza delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas di cui è titolare Ascopiave S.p.A. ed all'eventuale riscatto anticipato delle concessioni da parte degli enti concedenti

Rischi relativi alle gare per l'assegnazione delle nuove concessioni di distribuzione del gas

Con riferimento alle più significative normative emanate nel periodo si segnala la pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale, in data 31/03/2011, del Decreto 19/01/2011 del Ministero dello Sviluppo Economico (Decreto Ambiti) con il quale sono stati definiti in 177 il numero degli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) e sono stati individuati i criteri di loro formazione.

L'art. 3 del Decreto Ambiti contiene una previsione per l'aggiudicazione delle gare solo attraverso gli ATEM. In tale contesto verrebbero, di fatto, bloccate le gare in essere avviate dai singoli comuni, anche antecedentemente la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale.

Il quadro normativo dovrà essere completato dai seguenti provvedimenti:

- Decreto Ministeriale Criteri, contenente i criteri per lo svolgimento delle gare d'ambito;
- Decreto Ministeriale per la definizione dei Comuni rientranti in ciascun ambito.

In data 28/06/2011 è stato infine pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D. Lgs. 93/11 (attuazione delle Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato dell'Energia Elettrica ed il Gas).

Particolare rilievo riveste l'art. 24 con il quale il legislatore è intervenuto su aspetti di primario impatto:

- nelle situazioni a regime, cioè al termine della prima gara per l'espletamento del servizio, il valore del rimborso al gestore uscente sarà rappresentato dalla RAB;
- solo per il primo affidamento della gara d'ambito verrà riconosciuto in tariffa l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso (calcolato sulla base degli atti concessori) e la RAB;
- blocco delle nuove gare fino all'indizione delle gare d'ambito.

Rischi relativi alla sussistenza del diritto dei Comuni ad acquisire la proprietà delle reti di distribuzione del gas e alla quantificazione del rimborso a carico del nuovo gestore

Con riferimento alle concessioni, relativamente alle quali Ascopiave S.p.A. è anche proprietaria della rete di distribuzione del gas, si segnala che la dottrina e la giurisprudenza che si sono occupate dell'interpretazione delle norme relative alle reti di distribuzione del gas contenute nel Decreto Letta non hanno chiarito se la società proprietaria delle reti sia effettivamente tenuta, alla scadenza delle concessioni e/o affidamenti, a trasferire ai Comuni la proprietà delle reti, ed esistono differenze interpretative tra gli enti concedenti ed i gestori circa le modalità di applicazione dei criteri per la quantificazione dell'indennità dovuta al gestore uscente proprietario delle reti ai sensi dell'articolo 24, comma 4, lett. a) e b) del R.D. 15 ottobre 1925 n. 2578 (ai sensi del quale è previsto che si debba tenere conto solo del "valore industriale" dell'impianto, e non anche del profitto che al concessionario viene a mancare a causa della mancata aggiudicazione della concessione).

Pertanto alla scadenza delle concessioni e/o affidamenti, potrebbero sorgere contenziosi aventi ad oggetto la quantificazione dell'indennità dovuta ad Ascopiave S.p.A.; l'esito di tali giudizi potrebbe essere sfavorevole per la società con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria, che non sarebbero comunque in grado di compromettere la continuità aziendale.

Gestione del Capitale

L'obiettivo primario della gestione del capitale di Ascopiave S.p.A. è garantire che sia mantenuto un solido rating creditizio e adeguati livelli dell'indicatore di capitale. Ascopiave S.p.A. può adeguare i dividendi pagati agli azionisti, rimborsare il capitale o emettere nuove azioni.

Ascopiave S.p.A. verifica il proprio capitale mediante un rapporto debito/capitale, ovvero rapportando il debito netto al totale del capitale più il debito netto. La politica del Gruppo mira a mantenere tale rapporto compreso tra il 20% e il 35%.

Ascopiave S.p.A. include nel debito netto finanziamenti onerosi, debiti commerciali ed altri debiti, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

(Migliaia di Euro)	31/12/2011	31/12/2010
Finanziamenti a medio e lungo termine	33.243	2.385
Debiti verso banche e finanziamenti al netto delle disponibilità liquide	201.016	91.301
Indebitamento finanziario	234.260	93.687
Capitale Sociale	234.412	234.412
Riserve	95.456	99.496
Utile Netto	6.174	21.165
Totale Patrimonio Netto	336.041	355.072
Totale capitale e debito lordo	570.301	448.759
Rapporto Debito / Patrimonio Netto	0.70	0.26

Politiche di copertura dei rischi connessi alle fluttuazioni dei tassi di interesse

La Società è esposta al rischio di fluttuazione dei tassi di interesse principalmente in relazione ai debiti a breve termine verso gli istituti bancari.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio 2011

Nomina Amministratore

Il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A., riunitosi in data 14 febbraio 2012 ha nominato il sig. Enrico Quarello quale nuovo Amministratore della società. Il sig. Enrico Quarello è stato nominato per cooptazione, a seguito delle dimissioni che il consigliere dott. Gildo Salton ha rassegnato lo scorso 30 dicembre 2011.

Rapporti con la società collegata Sinergie Italiane S.r.l.

In data 8 marzo 2012 la società collegata Sinergie Italiane S.r.l. ha approvato il progetto di bilancio al 30 settembre 2011.

Il progetto di bilancio è stato depositato presso la sede sociale e messo a disposizione dei soci il 13 marzo 2012. Da tale progetto, predisposto dagli Amministratori di Sinergie Italiane S.r.l. sul presupposto di continuità aziendale, emerge una perdita di esercizio pari ad Euro 92,2 milioni ed un patrimonio netto negativo di Euro 88,7 milioni. Da quanto si evince dalla relazione sulla gestione tale perdita è stata causata dall'accantonamento di un fondo rischi e oneri contrattuali dovuto alla sopravvenuta onerosità complessiva dei contratti di acquisto di gas naturale già stipulati entro la fine dell'esercizio chiuso al 30 settembre 2011.

L'assemblea dei Soci di Sinergie Italiane S.r.l. è stata convocata per il prossimo 28 marzo 2012 in prima convocazione ed occorrendo il 4 aprile 2012 in seconda convocazione per approvare il bilancio al 30 settembre 2011 e per assumere le decisioni di cui all'art. 2482-ter c.c., oltre che per il rinnovo degli organi sociali.

In attesa di conoscere le decisioni dell'assemblea dei soci di Sinergie Italiane S.r.l., il Gruppo Ascopiave, in coerenza con i risultati comunicati dalla collegata, ha svalutato interamente la partecipazione ed accantonato un fondo di Euro 22,4 milioni, pari alla quota parte di perdita eccedente in considerazione degli impegni che la Società ha assunto nei confronti della partecipata".

Contenziosi

Contenziosi Comuni

Alla data del 31 dicembre 2011 è pendente davanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto un ricorso presentato da Ascopiave S.p.A. nei confronti di una delibera assunta da un comune concessionario in relazione alla durata della concessione. A tal riguardo si segnala che in data 05 marzo 2011 il Comune concedente, gestito da Ascopiave, ha pubblicato sul GUCE il bando di gara avente ad oggetto la distribuzione del gas per 12 anni a partire dal 01 gennaio 2012. Con provvedimenti dirigenziali il Comune ha sospeso la procedura di gara fino al 30 settembre 2011 per poi riaprirla in data 29 settembre 2011. Con riferimento a quest'ultimo provvedimento si informa che la società Ascopiave ha impugnato la determinazione con la quale il Comune ha deciso di riaprire la procedura di gara per l'affidamento del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale nel proprio territorio. Con riferimento all'altro contenzioso pendente alla data del 30 marzo 2011 si segnala che si è concluso il contenzioso in primo grado. Il Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto ha respinto e in parte dichiarato inammissibile il ricorso presentato da Ascopiave nei confronti dell'ente locale concedente. In data 14 luglio 2011 Ascopiave ha però notificato il ricorso in appello contro tale decisione. Il Comune non è più gestito da Ascopiave a decorrere dal 01 novembre 2010.

Con riguardo ai contenziosi nei confronti di bandi di gara, di delibere di indizione delle gare per la scelta del nuovo gestore del servizio pubblico di distribuzione del gas ed atti di aggiudicazioni ad altro operatore sono pendenti al 31

dicembre 2011 quattro ricorsi davanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto ed un ricorso davanti al Consiglio di Stato. Con riguardo a quest'ultimo il Consiglio di Stato con sentenza del 27 settembre, definitivamente pronunciandosi sul ricorso in appello proposto dall'aggiudicatario della gara, lo ha respinto ed ha confermato la sentenza di primo grado favorevole ad Ascopiave. Il Comune rimarrà, quindi, in gestione ad Ascopiave fino all'eventuale aggiudicazione del servizio ad altro operatore a seguito dell'indizione della gara per ambiti territoriali ottimali.

Con riguardo a contenziosi aventi ad oggetto ordinanze di consegna degli impianti di distribuzione del gas si segnala che in data 13 giugno 2011 il Tribunale Amministrativo Regionale per il Veneto, definitivamente pronunciando, ha accolto il ricorso di Ascopiave. La decisione del giudice amministrativo trova il proprio fondamento nella comprovata necessità che la riconsegna degli impianti sia preceduta da appositi accordi fra gestori, in modo tale da assicurare – in ragione dell'esistente interconnessione - tutte le necessarie garanzie di sicurezza degli stessi. A seguito della stipula dell'accordo relativo all'interconnessione insistente sull'impianto, Ascopiave ha consegnato la rete di distribuzione al comune con decorrenza della nuova gestione a partire dal 01 ottobre 2011.

Rapporti con l'Agenzia delle Entrate

Nel corso dell'esercizio 2008 la società Ascopiave S.p.A. è stata assoggettata a verifica fiscale da parte dell'Agenzia delle Entrate. Ad esito della stessa è stato emesso un Processo Verbale di Constatazione con rilievi in merito alle imposte indirette ed a quelle dirette. Nel corso del mese di luglio la locale Agenzia delle Entrate ha emesso avviso di accertamento rispetto ai contenuti del suddetto Processo Verbale di Constatazione. Le maggiori imposte accertabili e gli oneri dovuti per l'instaurazione del contenzioso sono prudenzialmente stimabili in Euro 92 migliaia che si è provveduto ad accantonare ad apposito fondo rischi, anche sulla scorta del parere del consulente tributario.

La società in data 20 gennaio 2010 ha provveduto a presentare ricorso in commissione tributaria provinciale ed a versare la somma di Euro 243 migliaia necessaria per l'instaurazione della lite, in data 27 gennaio 2010 ha presentato ricorso e la discussione del ricorso è stata fissata in data 30 settembre 2010.

In data 22 dicembre 2010 la Commissione Tributaria Provinciale di Treviso ha riconosciuto il corretto comportamento tributario della società.

In data 27 giugno 2011 la locale Agenzia delle Entrate ha presentato ricorso avverso all'esito della Commissione provinciale di Treviso, che ha aggiornato alla data del 23 aprile 2012 l'udienza per la discussione di merito.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Il Consiglio di Amministrazione di Ascopiave S.p.A., nonostante il risultato positivo conseguito sia a livello civilistico che consolidato e nonostante il Gruppo si trovi in una situazione di solidità finanziaria, propone all'Assemblea degli Azionisti di non procedere con alcuna distribuzione di dividendi ma di destinare l'utile dell'esercizio 2011 a riserve straordinarie e in quanto la riserva legale è già pari al quinto del capitale sociale.

Pieve di Soligo, 15 marzo 2012

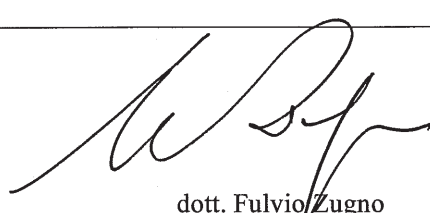
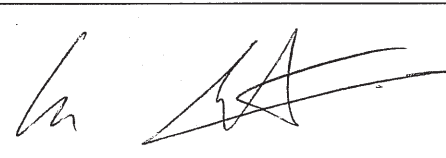
Il Presidente del Consiglio d'Amministrazione
Dott. Fulvio Zugno

ATTESTAZIONE

Del bilancio consolidato 2011 ai sensi dell'articolo 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni.

- 1) I sottoscritti dott. Fulvio Zugno, Presidente del Consiglio di amministrazione, e dott. Cristiano Belliato, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, di Ascopiave S.p.A. attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'articolo 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione, delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso del periodo 01 gennaio 2011, 31 dicembre 2011.
- 2) Si attesta, inoltre, che:
- 2.1. il bilancio consolidato :
- a) è redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali (IFRS) adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del D.Lgs. n.38/2005;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) a quanto consta, è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'Emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;
- 2.2. la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi ed incertezze a cui sono esposti;

Pieve di Soligo, 15 marzo 2012

<i>Presidente del Consiglio di Amministrazione</i>	<i>Il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari</i>
 dott. Fulvio Zugno	 dott. Cristiano Belliato