

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L.

Sede Legale VIA C. COLOMBO N. 1/A ORIO AL SERIO BG
 Iscritta al Registro Imprese di BERGAMO - C.F. e n. iscrizione 03083850168
 Iscritta al R.E.A. di BERGAMO al n. 348149
 Capitale Sociale Euro 3.700.000,00 interamente versato
 P.IVA n. 03083850168

Bilancio al 31/12/2010

STATO PATRIMONIALE (In Euro)

ATTIVO	AI 31/12/2010		AI 31/12/2009
	Parziali	Totali	
B	IMMOBILIZZAZIONI		
<i>B.I</i>	<i>IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI</i>		
B.I.1	Costi di impianto e di ampliamento	41.423	15.383
B.I.4	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.215	25.791
B.I.5	Avviamento	3.124.362	3.471.282
B.I.7	Altre immobilizzazioni immateriali	1.628.120	730.653
Totale	IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI	4.795.120	4.243.109
<i>B.II</i>	<i>IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI</i>		
B.II.1	Terreni e fabbricati	1.479.973	1.340.452
B.II.2	Impianti e macchinario	22.349.350	18.405.353
B.II.3	Attrezzature industriali e commerciali	97.532	113.629
B.II.4	Altri beni materiali	131.673	130.878
B.II.5	Immobilizzazioni in corso e acconti	219.017	-
Totale	IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	24.277.545	19.990.312
<i>B.III</i>	<i>IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE</i>		
B.III.1	Partecipazioni	18.014.500	18.014.500
B.III.1.a	Partecipazioni in imprese controllate	18.014.500	18.014.500
Totale	IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE	18.014.500	18.014.500
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI		47.087.165	42.247.921

C ATTIVO CIRCOLANTE
C.I RIMANENZE

C.I.1	Materie prime, sussidiarie e di consumo		416.381	319.694
-------	---	--	---------	---------

Totale	RIMANENZE		416.381	319.694
---------------	------------------	--	----------------	----------------

C.II CREDITI CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

C.II.1	Crediti verso clienti		1.864.508	2.322.563
	esigibili entro l'esercizio successivo	1.864.508		2.322.563

C.II.2	Crediti verso imprese controllate		3.637.269	2.212.670
	esigibili entro l'esercizio successivo	3.637.269		2.212.670

C.II.4	Crediti verso imprese controllanti		20.708	-
	esigibili entro l'esercizio successivo	20.708		-

C.II.4-bis	Crediti tributari		269.244	406.416
	esigibili entro l'esercizio successivo	269.244		406.416

C.II.4-ter	Imposte anticipate		231.900	158.371
	esigibili entro l'esercizio successivo	7.642		7.718

	esigibili oltre l'esercizio successivo	224.258		150.653
--	--	---------	--	---------

C.II.5	Crediti verso altri		1.869.716	2.618.801
	esigibili entro l'esercizio successivo	1.869.716		2.618.801

Totale	CREDITI CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI		7.893.345	7.718.821
---------------	---	--	------------------	------------------

C.III ATTIVITA' FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

C.III.6	Altri titoli		-	75.658
---------	--------------	--	---	--------

Totale	ATTIVITA' FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI		-	75.658
---------------	---	--	----------	---------------

C.IV DISPONIBILITA' LIQUIDE

C.IV.1	Depositi bancari e postali		23.483	36.677
--------	----------------------------	--	--------	--------

C.IV.3	Denaro e valori in cassa		4.022	30
--------	--------------------------	--	-------	----

Totale	DISPONIBILITA' LIQUIDE		27.505	36.707
---------------	-------------------------------	--	---------------	---------------

TOTALE ATTIVO CIRCOLANTE		8.337.231	8.150.880
---------------------------------	--	------------------	------------------

D RATEI E RISCONTI ATTIVI

D.II	Altri ratei e risconti attivi		48.061	46.395
------	-------------------------------	--	--------	--------

TOTALE RATEI E RISCONTI ATTIVI		48.061	46.395
---------------------------------------	--	---------------	---------------

TOTALE ATTIVO		55.472.457	50.445.196
----------------------	--	-------------------	-------------------

PASSIVO	AI 31/12/2010		AI 31/12/2009
	Parziali	Totali	
A	PATRIMONIO NETTO		
A.I	Capitale		1.992.438
A.II	Riserva da sovrapprezzo delle azioni		8.146.117
A.III	Riserve di rivalutazione		34.739
A.IV	Riserva legale		278.777
A.V	Riserve statutarie		2.200
A.VII	Altre riserve		8.674.875
A.VIII	Utili (perdite) portati a nuovo		88.911
A.IX	Utile (perdita) dell'esercizio		1.862.246
TOTALE PATRIMONIO NETTO		21.080.303	19.318.056
A.VII	Altre riserve: distinta indicazione		8.674.875
66.21	Riserva straordinaria	2.938.851,76-	1.790.246,79-
66.25	Differenza da Arrotondamento Euro	-	0,14-
66.34	Riserve da Scissione	116.239,11-	116.239,11-
66.35	Riserva da Trasformazione art. 115 TUEL	5.500.000,00-	5.500.000,00-
66.48	Avanzi di fusione	43.771,89-	43.771,89-
66.62	Riserva contributi regionali ex art. 55 TUIR	76.013,00-	76.013,00-
C	TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO	284.487	249.421
D	DEBITI		
D.4	Debiti verso banche		22.511.404
D.4.1	Banche c/c passivo	13.199.514	4.542.293
	esigibili entro l'esercizio successivo	13.199.514	4.542.293
D.4.3	Mutui passivi bancari	3.178.837	2.635.409
	esigibili entro l'esercizio successivo	697.510	343.398
	esigibili oltre l'esercizio successivo	2.481.327	2.292.011
D.4.4	Altri debiti verso banche	6.133.053	7.000.000
	esigibili entro l'esercizio successivo	1.337.304	1.212.804
	esigibili oltre l'esercizio successivo	4.795.749	5.787.196
D.6	Acconti da clienti		-
	esigibili entro l'esercizio successivo		600.000
D.7	Debiti verso fornitori		4.522.686
	esigibili entro l'esercizio successivo	4.522.686	4.587.555

D.9	Debiti verso imprese controllate		36.796	6.447
	esigibili entro l'esercizio successivo	36.796		6.447
D.12	Debiti tributari		344.415	413.671
	esigibili entro l'esercizio successivo	344.415		413.671
D.13	Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		213.864	216.258
	esigibili entro l'esercizio successivo	213.864		216.258
D.14	Altri debiti		6.469.347	10.870.485
	esigibili entro l'esercizio successivo	6.469.347		10.870.485

TOTALE DEBITI			34.098.512	30.872.118
----------------------	--	--	-------------------	-------------------

E RATEI E RISCONTI PASSIVI

<i>E.II</i>	<i>Altri ratei e risconti passivi</i>		9.155	5.601
-------------	---------------------------------------	--	-------	-------

TOTALE RATEI E RISCONTI PASSIVI			9.155	5.601
--	--	--	--------------	--------------

TOTALE PASSIVO			55.472.457	50.445.196
-----------------------	--	--	-------------------	-------------------

CONTI D'ORDINE

K.1.1.d	Fidejussioni ad altre imprese		193.409-	153.409-
K.1.3.d	Altre garanzie ad altre imprese		0	2.250.000-

TOTALE CONTI D'ORDINE			193.409-	2.403.409-
------------------------------	--	--	-----------------	-------------------

CONTO ECONOMICO

CONTO ECONOMICO		AI 31/12/2010		AI 31/12/2009
		Parziali	Totali	
A	VALORE DELLA PRODUZIONE			
A.1	<i>Ricavi delle vendite e delle prestazioni</i>		11.865.639	10.141.832
A.4	<i>Incrementi di immobilizzazioni per lavori</i>		320.960	336.125
A.5	<i>Altri ricavi e proventi</i>		1.250.703	604.472
A.5.b	Ricavi e proventi diversi	1.250.703		604.472
TOTALE VALORE DELLA PRODUZIONE			13.437.302	11.082.429
B	COSTI DELLA PRODUZIONE			
B.6	<i>Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci</i>		447.683	366.178
B.7	<i>Costi per servizi</i>		3.145.553	2.214.914
B.8	<i>Costi per godimento di beni di terzi</i>		3.124.970	2.932.286
B.9	<i>Costi per il personale</i>		1.295.665	1.270.474
B.9.a	Salari e stipendi	922.960		902.337
B.9.b	Oneri sociali	309.195		304.918
B.9.c	Trattamento di fine rapporto	63.510		63.219
B.10	<i>Ammortamenti e svalutazioni</i>		1.441.697	1.232.913
B.10.a	Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	510.321		455.228
B.10.b	Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	931.376		777.685
B.11	<i>Variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci</i>		96.687-	41.172
B.14	<i>Oneri diversi di gestione</i>		999.238	687.083
TOTALE COSTI DELLA PRODUZIONE			10.358.119	8.745.020
Differenza tra valore e costi della produzione			3.079.183	2.337.409
C	PROVENTI E ONERI FINANZIARI			
C.16	<i>Altri proventi finanziari</i>		1.300	1.259
C.16.d	Proventi diversi dai precedenti	1.300		1.259
C.16.d.3	Proventi diversi dai precedenti da imprese controllanti	708		-
C.16.d.4	Proventi diversi dai precedenti da altre imprese	592		1.259
C.17	<i>Interessi ed altri oneri finanziari</i>		251.701-	302.139-
C.17.d	Interessi e altri oneri finanziari verso altri	251.701-		302.139-
TOTALE PROVENTI E ONERI FINANZIARI			250.401-	300.880-

E		PROVENTI E ONERI STRAORDINARI		
E.20	<i>Proventi straordinari</i>		5	2
E.20.b	Altri proventi straordinari	5		2
TOTALE PROVENTI E ONERI STRAORDINARI			5	2
Risultato prima delle imposte			2.828.787	2.036.531
22	<i>Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate</i>		966.541-	722.210-
22.a	Imposte correnti sul reddito dell'esercizio	1.040.070-		772.853-
22.c	Imposte anticipate sul reddito dell'esercizio	73.529		50.643
23	Utile (perdite) dell'esercizio		1.862.246	1.314.321

Il Bilancio sopra riportato è vero e reale e corrisponde alle scritture contabili.

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L.

*Sede Legale VIA LOMBARDIA N. 27 NEMBRO BG
Iscritta al Registro Imprese di BERGAMO - C.F. e n. iscrizione 03083850168
Iscritta al R.E.A. di BERGAMO al n. 348149
Capitale Sociale Euro 3.700.000,00 interamente versato
P.IVA n. 03083850168*

Bilancio al 31/12/2010

NOTA INTEGRATIVA

(Valori in Euro)

Introduzione

Signori soci,
il Bilancio dell'esercizio chiuso al 31.12.2010 che viene sottoposto al Vostro esame ed alla Vostra approvazione, costituito da Stato Patrimoniale, Conto Economico e Nota Integrativa, è stato redatto in base alle risultanze delle scritture contabili regolarmente tenute e conformemente agli articoli 2423 e seguenti del Codice Civile.

Lo Stato Patrimoniale ed il Conto Economico sono stati redatti osservando le disposizioni normative contenute nel Codice Civile - opportunamente integrate con le raccomandazioni formulate dagli organismi professionali competenti - con l'applicazione dei principi della prudenza e della realizzazione, della competenza economica e temporale, della continuità dei criteri di valutazione e di esposizione delle voci nonché della prevalenza della sostanza sulla forma.

Per quanto concerne la struttura di presentazione del Bilancio, è stata utilizzata la forma ordinaria.

Attività svolta

L'attività principale della società consiste nel trasporto e dispacciamento di gas naturale. Tale attività viene svolta avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture composto dalla rete di gasdotti, dalle centrali di compressione e pompaggio e dal sistema di dispacciamento e controllo, tutte localizzate nella provincia di Bergamo.

1) Criteri di valutazione

La valutazione delle poste iscritte è stata compiuta nella prospettiva di una regolare continuità aziendale, con criteri conformi al dettato dell'art. 2426 del Codice Civile ed in coerenza con quelli utilizzati nella redazione del bilancio del precedente esercizio; in osservanza al principio generale di comparabilità dei dati di bilancio, si è provveduto a riclassificare, ove necessario, le poste relative all'esercizio precedente per renderle paragonabili a quelle del corrente esercizio. Pertanto l'ammontare delle voci di bilancio dell'esercizio chiuso al 31.12.2010 sono comparabili con quelli del periodo precedente.

Non si sono verificati eventi eccezionali che abbiano reso necessario il ricorso a deroghe di cui agli articoli 2423 c.4 e 2423 bis c.2 del Codice Civile.

Nella redazione del bilancio sono stati seguiti i principi giuridici fondamentali contenuti nell'art. 2423 del Codice Civile. Essi sono il principio di chiarezza (o di evidenza, o di comprensibilità) che riguarda le regole di rappresentazione, e il principio di verità (o di precisione) che riguarda le regole di valutazione. Quest'ultimo è definito dall'art. 2423 c.c. con l'espressione "veritiera e corretta rappresentazione della situazione patrimoniale e finanziaria della società e del risultato economico".

Si tratta di due principi fondamentali, ai quali vanno sempre ricondotti tutti gli altri principi giuridici e tecnici di Bilancio (come il principio di competenza, il principio di prudenza, la costanza, l'omogeneità, la neutralità) e vengono perciò definiti "Postulati di Bilancio".

Il principio di chiarezza e quello di verità (veritiera e corretta rappresentazione) costituiscono una clausola generale del Bilancio di esercizio, che impone doveri di chiarezza e di precisione ben al di là delle norme generali o particolari contenute nei successivi articoli del Codice Civile o nei principi di natura contabile.

La valutazione delle voci di Bilancio, inoltre, deve essere fatta ispirandosi a criteri generali di prudenza e competenza nella prospettiva della continuazione dell'attività e ispirandosi al nuovo principio di prevalenza della sostanza sulla forma.

In particolare, i criteri di valutazione adottati nella formazione del bilancio sono stati i seguenti:

Immobilizzazioni
Immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono investimenti durevoli privi di consistenza fisica ma necessari per la produzione di beni e servizi.

Sono iscritte al costo di acquisto e valutate a fine anno attraverso il cosiddetto procedimento diretto, ossia le quote di ammortamento vengono portate in diminuzione del costo.

I costi di impianto e di ampliamento sono stati iscritti nell'attivo con il consenso del Collegio Sindacale in quanto aventi, secondo prudente giudizio, utilità pluriennale.

L'avviamento iscritto nello stato patrimoniale si riferisce alla trasformazione della ex azienda speciale di Treviglio in società per azioni, giusta relazione asseverata di stima ai sensi dell'art. 115 del D.Lgs. 267/2000 e dell'art. 2343 del C.C. L'iscrizione è avvenuta, ai sensi dell'art. 2426 1° comma n. 6, con il consenso del collegio sindacale ed in conformità a quanto determinato dal Consiglio di Amministrazione della Treviglio Gas Spa in sede di revisione della stima ai sensi dell'art. 115, comma 3 D.Lgs. 267/2000 e art. 2343 comma 1 del codice civile.

La durata del processo di ammortamento, in deroga a quanto previsto in via ordinaria dall'art. 2426 del C.C., è stabilita in anni 17, con inizio a partire dall'esercizio 2003. La scelta di operare l'ammortamento in 17 anni nasce dalle ipotesi poste a base del processo valutativo che prevedono un orizzonte temporale di capitalizzazione della redditività aziendale pari a 17 anni. Tale scelta operativa è avvenuta con il consenso del Collegio Sindacale.

Le altre immobilizzazioni immateriali si riferiscono a costi ad utilità pluriennale, tra i quali quelli sostenuti per l'ottenimento delle concessioni gas. I costi relativi alle concessioni del servizio gas sono ripartiti sulla durata delle convenzioni stipulate con i Comuni.

L'ammortamento delle immobilizzazioni immateriali è stato operato in conformità al piano indicato di seguito:

Categoria	Periodo	Aliq. %
Spese di costituzione e impianto	5 anni	20,0%
Licenze Software	5 anni	20,0%
Spese di avviamento immobilizzazioni	17 anni	5,88%
Avviamento Linea Servizi	5 anni	20%
Costi Pluriennali Beni terzi	19 anni	5,26%
Manutenzioni pluriennali beni terzi	5 anni	20%
Oneri Pluriennali Concessione Albino	21 anni	4,88%
Oneri Pluriennali Concessione Caravaggio	20 anni	5,0%
Oneri Pluriennali Concessione Carvico	12 anni	8,33%
Oneri Pluriennali Concessione Ponte S.P.	20 anni	5,0%
Oneri Pluriennali Concessione Solza	12 anni	8,33%

Materiali

Sono iscritte al costo di acquisto e rettificate dai corrispondenti fondi di ammortamento. Nel valore di iscrizione in bilancio si è tenuto conto degli oneri accessori e dei costi sostenuti per l'utilizzo dell'immobilizzazione, portando a riduzione del costo gli sconti commerciali e gli sconti cassa di ammontare rilevante. Le quote di ammortamento, imputate a conto economico, sono state calcolate attesi l'utilizzo, la destinazione e la durata economico-tecnica dei cespiti, sulla base del criterio della residua possibilità di utilizzazione, criterio che abbiamo ritenuto ben rappresentato procedendo ad effettuare ammortamenti in ragione delle aliquote di ammortamento indicate nella tabella successiva e ridotte alla metà nell'esercizio di entrata in funzione del bene ad esclusione dei beni propri dell'attività di distribuzione del gas.

	<p>Relativamente ai beni gratuitamente devolvibili, vengono ammortizzati secondo le quote disposte dall'art. 69 del T.U.I.R sulla durata residua della convenzione con il Comune di Gandino.</p> <p>I cespiti acquisiti dall'assegnazione della gara per il Comune di Carvico sono ammortizzati in base alle aliquote utilizzate dalla società per i beni della stessa categoria, mentre i nuovi beni acquisiti successivamente alla gara con il Comune di Carvico sono ammortizzati in base alla durata della concessione pari a 12 anni.</p> <p>I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono imputati all'attivo patrimoniale.</p> <p>I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è imputato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.</p> <p>L'ammortamento delle immobilizzazioni materiali e' stato operato in conformità al piano indicato di seguito:</p> <table border="1" data-bbox="571 792 1286 1330"> <thead> <tr> <th>Categoria</th> <th>Periodo</th> <th>Aliq. %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fabbricati industriali</td> <td>40 anni</td> <td>2,5%</td> </tr> <tr> <td>Impianti</td> <td>5 anni</td> <td>20,0%</td> </tr> <tr> <td>Condutture Usi Civili Gas</td> <td>40 anni</td> <td>2,5%</td> </tr> <tr> <td>Beni Gratuitamente Devolvibili Gas</td> <td>19 anni</td> <td>5,26%</td> </tr> <tr> <td>Stazioni di Decompressione e Compressione</td> <td>20 anni</td> <td>5,0%</td> </tr> <tr> <td>Impianti di Derivazione Utenza o Allacc.</td> <td>40 anni</td> <td>2,5%</td> </tr> <tr> <td>Misuratori</td> <td>20 anni</td> <td>5,0%</td> </tr> <tr> <td>Impianti di Protezione Catodica</td> <td>20 anni</td> <td>5,0%</td> </tr> <tr> <td>Attrezzature</td> <td>10 anni</td> <td>10,0%</td> </tr> <tr> <td>Attrezzatura Varia e Minuta</td> <td>10 anni</td> <td>10,0%</td> </tr> <tr> <td>Mobili e Arredi e Macchine Ordin.Ufficio</td> <td>8,3 anni</td> <td>12,0%</td> </tr> <tr> <td>Macchine da ufficio Elettroniche</td> <td>20 anni</td> <td>20,0%</td> </tr> <tr> <td>Autovetture</td> <td>4 anni</td> <td>25,0%</td> </tr> <tr> <td>Autovetture (Benefit)</td> <td>4 anni</td> <td>25,0%</td> </tr> <tr> <td>Automezzi</td> <td>5 anni</td> <td>20,0%</td> </tr> <tr> <td>Telefoni Cellulari</td> <td>5 anni</td> <td>20,0%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Finanziarie</i></p> <p>Le partecipazioni in società controllate e collegate e altre che si intendono detenere durevolmente sono iscritte al costo di acquisto o di sottoscrizione comprensivo dei costi accessori, rettificato, se necessario, per tener conto delle diminuzioni di valore ritenute durevoli delle partecipate.</p>	Categoria	Periodo	Aliq. %	Fabbricati industriali	40 anni	2,5%	Impianti	5 anni	20,0%	Condutture Usi Civili Gas	40 anni	2,5%	Beni Gratuitamente Devolvibili Gas	19 anni	5,26%	Stazioni di Decompressione e Compressione	20 anni	5,0%	Impianti di Derivazione Utenza o Allacc.	40 anni	2,5%	Misuratori	20 anni	5,0%	Impianti di Protezione Catodica	20 anni	5,0%	Attrezzature	10 anni	10,0%	Attrezzatura Varia e Minuta	10 anni	10,0%	Mobili e Arredi e Macchine Ordin.Ufficio	8,3 anni	12,0%	Macchine da ufficio Elettroniche	20 anni	20,0%	Autovetture	4 anni	25,0%	Autovetture (Benefit)	4 anni	25,0%	Automezzi	5 anni	20,0%	Telefoni Cellulari	5 anni	20,0%
Categoria	Periodo	Aliq. %																																																		
Fabbricati industriali	40 anni	2,5%																																																		
Impianti	5 anni	20,0%																																																		
Condutture Usi Civili Gas	40 anni	2,5%																																																		
Beni Gratuitamente Devolvibili Gas	19 anni	5,26%																																																		
Stazioni di Decompressione e Compressione	20 anni	5,0%																																																		
Impianti di Derivazione Utenza o Allacc.	40 anni	2,5%																																																		
Misuratori	20 anni	5,0%																																																		
Impianti di Protezione Catodica	20 anni	5,0%																																																		
Attrezzature	10 anni	10,0%																																																		
Attrezzatura Varia e Minuta	10 anni	10,0%																																																		
Mobili e Arredi e Macchine Ordin.Ufficio	8,3 anni	12,0%																																																		
Macchine da ufficio Elettroniche	20 anni	20,0%																																																		
Autovetture	4 anni	25,0%																																																		
Autovetture (Benefit)	4 anni	25,0%																																																		
Automezzi	5 anni	20,0%																																																		
Telefoni Cellulari	5 anni	20,0%																																																		
Rimanenze	<p>Il costo delle rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo e' stato calcolato al costo medio ponderato.</p> <p>Il valore così determinato è stato opportunamente confrontato con il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato, come esplicitamente richiesto dall'art. 2426 del c.c.</p>																																																			
Crediti	<p>Sono esposti al presumibile valore di realizzo, tenendo in considerazione le condizioni economiche generali, di settore e anche il rischio paese. Gli importi iscritti sono dettagliati per scadenza entro ed oltre l'esercizio successivo; in particolare, nello stato patrimoniale i crediti sono distribuiti fra le voci delle immobilizzazioni tenuti distinti gli importi scadenti entro l'esercizio successivo, e dell'attivo circolante con l'obbligo di tenere distinti gli importi scadenti oltre l'esercizio successivo.</p>																																																			

Disponibilità liquide	Per quanto riguarda le disponibilità liquide, trattasi delle giacenze della società sul conto corrente intrattenuto presso l'istituto di credito e delle liquidità esistenti nelle casse sociali alla chiusura dell'esercizio.
Trattamento di fine rapporto	Il TFR è stato calcolato conformemente a quanto previsto dall'art. 2120 c.c., tenuto conto delle specificità dei contratti e delle categorie professionali, e comprende le quote annue maturate e le rivalutazioni effettuate sulla base dei coefficienti ISTAT. L'ammontare del fondo è al netto degli acconti erogati e delle quote utilizzate per le cessazioni del rapporto di lavoro intervenute nel corso dell'esercizio.
Debiti	Nel presente esercizio non sono state effettuate operazioni che abbiano comportato l'iscrizione in bilancio di passività in valuta estera. I debiti sono esposti in bilancio al loro valore nominale, rettificato in occasione di successive variazioni.
Ratei e risconti	Sono quote di costi e di proventi comuni a più esercizi. Il concetto di rateo o risconto si fonda sull'esistenza di fatti amministrativi che si manifestano lungo un arco temporale che abbraccia due esercizi consecutivi. I ratei attivi e passivi sono quote di proventi o oneri di competenza dell'esercizio la cui manifestazione numeraria si verificherà nell'esercizio successivo. I risconti attivi e passivi sono invece quote di proventi o oneri che hanno avuto manifestazione numeraria nell'esercizio ma che sono di competenza dell'esercizio successivo. Essi sono stati determinati secondo il criterio dell'effettiva competenza temporale dell'esercizio. I ratei e i risconti attivi sono stati assunti e rilevati in perfetta armonia delle norme ragionieristiche e tecnico contabili, nel rispetto del principio della competenza. I risconti attivi sono quote di costi comuni a più esercizi. I risconti attivi sono stati assunti e rilevati in perfetta armonia delle norme ragionieristiche e tecnico contabili, nel rispetto del principio della competenza.
Quote di emissione Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	Le quote/certificati sono detenute per uso proprio. Le quote/certificati eccedenti il fabbisogno determinato in relazione alle obbligazioni maturate a fine esercizio ("surplus") sono iscritte tra le altre Attività finanziarie correnti e sono valutate al minor valore tra il costo sostenuto e il valore di mercato. Qualora invece il fabbisogno ecceda le quote/certificati acquisiti dalla società alla data di bilancio ("deficit"), per i certificati acquistati antecedentemente alla data di approvazione del bilancio viene stanziato il relativo debito, mentre per le quote non ancora acquistate, viene stanziato un apposito fondo oneri a fronte delle ulteriori obbligazioni residue determinato sulla base di eventuali contratti d'acquisto già sottoscritti e, in via residuale, delle quotazioni di mercato.
Impegni, garanzie, rischi	Gli impegni e le garanzie sono indicati nei Conti d'ordine al loro valore contrattuale. I rischi per i quali la manifestazione di una passività è probabile sono iscritti nelle note esplicative e accantonati secondo criteri di congruità nei fondi rischi. I rischi per i quali la manifestazione di una passività è solo possibile sono descritti nella Nota integrativa senza procedere allo stanziamento di fondi rischi secondo i principi contabili di riferimento. Non si tiene conto dei rischi di natura remota.
Imposte sul reddito	Le imposte correnti sul reddito sono iscritte in relazione all'effettivo carico tributario del periodo basato su di una ragionevole stima delle singole poste economiche, in conformità alla normativa fiscale vigente. Le imposte differite e anticipate sono contabilizzate secondo il " <i>liability method</i> " e pertanto riflettono gli effetti fiscali derivanti dalle differenze

	<p>temporali tra i valori fiscali delle attività e delle passività e i rispettivi valori inclusi nel bilancio di periodo.</p> <p>Le imposte anticipate vengono iscritte in bilancio solo se esistono ragionevoli probabilità di recupero; le imposte differite non vengono contabilizzate nel caso vi siano scarse probabilità dell'insorgenza del relativo debito.</p> <p>I debiti per imposte differite ed i crediti per imposte anticipate, ove rilevati, vengono appostati rispettivamente nei fondi per rischi ed oneri o nei crediti verso altri dell'attivo circolante dello stato patrimoniale.</p>
Imputazione ricavi e costi	<p>Nel rispetto dell'articolo 2423-bis del Codice Civile i componenti positivi e negativi di reddito sono stati imputati in bilancio secondo il principio di prudenza e di competenza.</p> <p>In base al principio di prudenza sono stati iscritti in bilancio esclusivamente gli utili prodotti nel corso dell'esercizio mentre sono stati inseriti i rischi anche solo presunti. Ai fini dell'applicazione del principio di prudenza sono stati inseriti in bilancio anche eventuali rischi di cui si sia venuti a conoscenza fino al momento della redazione del bilancio relativi all'esercizio in esame. Ai fini dell'applicazione del principio di competenza il Codice Civile afferma che i componenti positivi e negativi di reddito devono essere imputati in bilancio indipendentemente dalla data di pagamento e di riscossione.</p>

Attività

2) Movimentazione delle immobilizzazioni

I. Immobilizzazioni immateriali

Saldo al 31.12.2010	Euro	4.795.120
Saldo al 31.12.2009	Euro	4.243.109
Variazione	Euro	<u>552.011</u>
Variazione in percentuale		13,0%

Le immobilizzazioni sono iscritte al valore di costo ed esposte al netto del fondo di ammortamento stanziato, conformemente a quanto previsto dalla normativa.

Nel prospetto allegato 1, per ciascuna voce delle immobilizzazioni, vengono illustrati i saldi all'inizio dell'esercizio, i movimenti dell'esercizio e quelli in sede di valutazione a fine esercizio.

II. Immobilizzazioni materiali

Saldo al 31.12.2010	Euro	24.277.545
Saldo al 31.12.2009	Euro	19.990.312
Variazione	Euro	<u>4.287.233</u>
Variazione in percentuale		21,4%

Nel prospetto allegato 2, per ciascuna voce delle immobilizzazioni, vengono illustrati i saldi all'inizio dell'esercizio, i movimenti dell'esercizio e quelli in sede di valutazione a fine esercizio.

Nuovi criteri fiscali degli ammortamenti delle imprese operanti nel trasporto e nella distribuzione del gas naturale.

I criteri per la determinazione della quota annua di ammortamento delle immobilizzazioni materiali deducibili ai fini delle imposte sul reddito sono stati modificati per l'esercizio 2005 e per gli esercizi successivi rispettivamente dal decreto legge 30 settembre 2005, n. 203 convertito nella legge 2 dicembre 2005, n. 248 e dalla legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge finanziaria 2006). Per effetto di tali modifiche, la quota annua di ammortamento di queste immobilizzazioni, si determina sugli anni di vita utile così come definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. In base al Decreto 223/2006 a partire dal 2006 la società non ammortizza più in bilancio i terreni sui quali insistono i fabbricati. Il medesimo decreto ha dettato alcune regole per effettuare la stima del valore dei terreni sottostanti i fabbricati risolvendo così ogni incertezza di stima di tale importo. Lo scorporo del costo dei terreni dal costo d'acquisto dei fabbricati è stato effettuato in base all'aliquota predefinita del 20 per cento in quanto il fabbricato risulta essere commerciale. Gli ammortamenti pregressi calcolati sul complessivo valore d'acquisto del terreno e del fabbricato sono stati imputati in base a quanto disposto dalla finanziaria 2007 mantenendo la medesima proporzione applicata allo scorporo del valore dell'immobile per il calcolo del valore del terreno alla ripartizione del fondo ammortamento pregresso (disposto dell'art. 1 c. 81 della L. 244/2007 Finanziaria 2008). Le movimentazioni più importanti che hanno interessato le immobilizzazioni sono commentate e illustrate nella relazione sulla gestione.

III. Immobilizzazioni finanziarie

Saldo al 31.12.2010	Euro	18.014.500
Saldo al 31.12.2009	Euro	18.014.500
Variazione	Euro	0
Variazione in percentuale		0,0%

Elenco società controllate e collegate

Nei seguenti prospetti sono indicate le partecipazioni relative ad imprese controllate, nonché le ulteriori indicazioni richieste dall'art 2427 c.c.

B.III.1.a Partecipazioni in imprese controllate

BLUE META S.P.A. con sede in Treviglio (BG) Piazza L. Manara n. 1 Iscritta Registro Imprese di Bergamo n. 02971930165.	Capitale sociale i.v.	606.123
	Patrimonio netto	2.748.446
	Utile/(perdita) ultimo esercizio	884.822
	Quota % posseduta direttamente	100%
	Valore iscritto a bilancio	18.014.500
	Valuta	Euro

La società sopra menzionata chiude l'esercizio sociale il 30 giugno, pertanto i dati del patrimonio netto e dell'utile dell'esercizio si riferiscono all'ultimo bilancio approvato chiuso al 30.06.2010. Le partecipazioni sono valutate secondo quanto indicato nei criteri di valutazione. L'eccedenza del costo d'acquisto rispetto al valore netto contabile della partecipazione è da iscrivere, come evidenziato dalla perizia di stima della società Blue Meta S.p.A. commissionata precedentemente all'acquisto delle azioni della società Blue Meta S.p.A., sia dall'esistenza in bilancio della società partecipata di beni con valori correnti superiori a quelli contabili, sia ad un avviamento basato su una ragionevole aspettativa di futuri sovra redditi, ossia da un capitale economico della partecipata superiore al capitale di funzionamento della stessa.

A seguito dell'efficacia dell'aggiudicazione definitiva della gara per la selezione del partner industriale strategico di Unigas Distribuzione S.r.l., nel gennaio 2011 è stato definito il contratto di acquisto delle azioni di Blue Meta Spa da parte della società candidata Ascotrade S.p.A. L'importo della cessione è stato definito in oltre 23,7 milioni di euro.

3) Composizione costi di impianto, ampliamento, ricerca sviluppo e di pubblicità

Nel seguente prospetto è illustrata la composizione dei costi di impianto e di ampliamento. Non esistono invece costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità di cui indicare la composizione.

<i>B.1.1 Costi di impianto e di ampliamento</i>	<i>41.423</i>
<i>Spese di costituzione e impianto</i>	<i>41.423</i>

I criteri di ammortamento delle voci in oggetto sono stati illustrati al precedente paragrafo - Criteri di valutazione. Le voci in commento sono state iscritte nell'attivo con il consenso del Collegio Sindacale, in quanto aventi, secondo prudente giudizio, utilità pluriennale. Si ricorda che, ai sensi del punto 5) dell'art. 2426 del C.C., fino a che l'ammortamento non e' completato possono essere distribuiti dividendi solo se residuano riserve disponibili sufficienti a coprire l'ammontare dei costi non ammortizzati. Con riferimento alle voci in oggetto, l'ammontare dei costi non ammortizzati ammonta a Euro 41.423.

3-bis) Riduzioni di valore immobilizzazioni

Le immobilizzazioni materiali e immateriali sono state sistematicamente ammortizzate tenendo conto della residua possibilità di utilizzazione, come evidenziato in precedenza.

Si ritiene che non sussistano i presupposti per la svalutazione delle immobilizzazioni iscritte in bilancio.

4) Variazioni intervenute nelle altre voci dell'attivo e del passivo

Nei seguenti prospetti, per ciascuna voce di bilancio, vengono illustrati i movimenti precedenti all'inizio dell'esercizio, i movimenti dell'esercizio e i movimenti in sede di valutazione di fine esercizio.

C) Attivo circolante

Prima di procedere all'analisi delle singole voci, viene indicata la composizione del capitale circolante netto alla chiusura dell'esercizio.

Capitale Circolante Netto	2010 (a)	2009 (b)	Variazione c=(a)-(b)
Attivo circolante	8.337.231	8.150.880	186.351
Ratei e risconti attivi	48.061	46.395	1.666
Crediti esigibili oltre l'esercizio succ.	(224.258)	(150.653)	(73.605)
Attività correnti	8.161.034	8.046.622	114.412
Debiti	34.098.512	30.872.118	3.226.394
Ratei e risconti passivi	9.155	5.601	3.554
Debiti esigibili oltre l'esercizio succ.	(7.277.076)	(8.079.207)	802.131
Passività correnti	26.830.591	22.798.512	4.032.079
Totale Capitale Circolante Netto	(18.669.557)	(14.751.890)	(3.917.667)

I. Rimanenze

Saldo al 31.12.2010	Euro	416.381
Saldo al 31.12.2009	Euro	319.694
Variazione	Euro	<u>96.687</u>
Variazione in percentuale		30,2%

C.I.1 Materie prime, sussidiarie e di consumo	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Materiale di consumo	319.694	96.687	416.381	30,24%
Totale	319.694	96.687	416.381	30,24%

La voce materiali si riferisce prevalentemente a tubazioni e parti di ricambio di uso ricorrente relative alla rete di gasdotti.

II. Crediti che non costituiscono immobilizzazioni

Saldo al 31.12.2010	Euro	7.893.345
Saldo al 31.12.2009	Euro	7.718.821
Variatione	Euro	<u>174.524</u>
Variatione in percentuale		2,3%

C.II.1 Crediti verso clienti	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Clients Nazionali	228.935	678.910	907.845	296,55%
Clients per Fatture da Emettere	2.095.619	-1.118.210	977.409	-53,36%
Note di Credito da Emettere	-1.991	-18.755	-20.746	941,99%
Totale	2.322.563	-458.055	1.864.508	-19,72%

C.II.2 Crediti verso imprese controllate	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Cliente Blu Meta SPA	2.212.670	89.243	2.301.913	4,03%
Clients per Fatture da Emettere Blu Meta SPA	0	1.935.356	1.935.356	100,00%
Note credito da emettere Blu Meta SPA	0	-600.000	-600.000	100,00%
Totale	2.212.670	1.424.599	3.637.269	64,38%

Durante l'esercizio non sono state variate le condizioni di incasso dei crediti commerciali.

C.II.4 Crediti verso imprese controllanti	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Crediti verso Società controllanti	0	20.708	20.708	100,00%
Totale	0	20.708	20.708	100,00%

Nel corso dell'esercizio la società ha erogato un finanziamento fruttifero di interessi alla società controllante ANITA Srl. La scadenza è prevista al 31.12.2010. Il tasso di interesse fisso è pari al 4% annuo e il pagamento degli interessi è previsto alla restituzione della quota capitale.

C.II.4-bis Crediti tributari	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Erario c/IVA	406.416	-137.172	269.244	-33,75%
Totale	406.416	-137.172	269.244	-33,75%

C.II.4-ter Imposte anticipate	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Crediti per Imposte Anticipate IRES	149.750	72.828	222.578	48,63%
Crediti per Imposte Anticipate IRAP	8.621	701	9.322	8,13%
Totale	158.371	73.529	231.900	46,43%

Le attività per imposte anticipate di Euro 231.900 sono originate da differenze temporanee deducibili nell'esercizio; per il dettaglio relativo si rimanda al paragrafo sulla Fiscalità differita. La contabilizzazione delle suddette imposte anticipate è stata effettuata sulla base della ragionevole certezza di conseguire, negli esercizi futuri, utili imponibili.

Le imposte anticipate esigibili oltre l'esercizio successivo ammonta a € 224.258.

C.II.5 Crediti verso altri	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Depositi cauzionali vari	8.488	3.092	11.580	36,43%
Dipendenti c/arrotondamenti	8	0	8	0,00%

C.II.5 Crediti verso altri	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Crediti Diversi	1.645	189.950	191.595	11547,11%
Anticipi Finanziari a Fornitori	195.972	-152.132	43.840	-77,63%
Crediti Verso INAIL	552	-552	0	-100,00%
Credito per TEE	1.102.873	-240.432	862.441	-21,80%
Deb.V/CCSE (Assic.utenti finali)	0	5.015	5.015	100,00%
UG2 (Commercializ.Vendita Fissa)	1.026.206	-1.026.206	0	-100,00%
UG2 (Credito/Debito)	0	605.743	605.743	100,00%
Bonus Gas	0	149.494	149.494	100,00%
Perequazione	283.057	-283.057	0	-100,00%
Totale	2.618.801	-749.085	1.869.716	-28,60%

C.III.6 Altri Titoli	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Altri Titoli	75.658	-75.658	0	-100,00%
Totale	75.658	-75.658	0	-100,00%

IV. Disponibilità liquide

Saldo al 31.12.2010	Euro	27.505
Saldo al 31.12.2009	Euro	36.707
Variazione	Euro	<u>(9.202)</u>
Variazione in percentuale		<u>-25,1%</u>

Sono costituite dalle disponibilità temporanee verso banche generate nell'ambito della gestione di tesoreria.

C.IV.1 Depositi bancari e postali	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Banca Popolare di Bergamo c/c 71508 ORIO	28.056	-10.814	17.242	-38,54%
Banca Credito Valtellinese	1.951	-1.951	0	-100,00%
Monte Dei Paschi di Siena	4.047	-1.310	2.737	-32,37%
Banca della Bergamasca c/c 111699 Spiran	2.444	-265	2.179	-10,84%
Banca Credito Bergamasco c/c 5800 NEMBRO	179	1.146	1.325	640,22%
Totale	36.677	-13.194	23.483	-35,97%

C.IV.3 Denaro e valori in cassa	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Cassa Albino	0	2.809	2.809	100,00%
Cassa Nembro	30	1.183	1.213	3943,33%
Totale	30	3.992	4.022	13306,67%

D) Ratei e Risconti attivi

Saldo al 31.12.2010	Euro	48.061
Saldo al 31.12.2009	Euro	46.395
Variazione	Euro	<u>1.666</u>
Variazione in percentuale		<u>3,6%</u>

D.II Altri ratei e risconti attivi	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Risconti attivi	46.395	1.666	48.061	3,59%
Totale	46.395	1.666	48.061	3,59%

Passività

A) Patrimonio netto

Saldo al 31.12.2010	Euro	21.080.303
Saldo al 31.12.2009	Euro	19.318.056
Variazione	Euro	<u>1.762.247</u>
Variazione in percentuale		9,1%

Il capitale sociale ammonta ad € 1.992.438,00 e risulta interamente sottoscritto e versato.

Quote	Numero	Valore nominale
Consistenza iniziale	1.138.540	1,00 euro
Azzeramento per copertura perdite	0	1,00 euro
Aumento capitale sociale	853.898	1,00 euro
Consistenza finale	1.992.438	1,00 euro

Nell'anno 2009 la società con atto notarile del 05.06.2009 ha acquisito il 100% della Società Blue Meta S.p.a. tramite atto di liberazione quote e conferimento da parte dei soci delle loro quote di partecipazione in tale società con l'incremento del capitale sociale di Unigas di Euro 853.898,19 e riserva sovrapprezzo per Euro 8.146.177.

7-bis) Indicazione analitica del Patrimonio Netto

Nel prospetto seguente vengono esaminate analiticamente le poste del Patrimonio Netto, con specificazione della loro origine, della possibilità di utilizzazione e distribuibilità, nonché della loro avvenuta utilizzazione nei precedenti esercizi.

COMPOSIZIONE DELLE RISERVE						
Natura/descrizione	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Quota distribuibile	Riepilogo delle utilizzazioni	
					per copertura perdite	per altre ragioni
Capitale	1.992.438	-	-			
Riserve di capitale:						
Riserva sovrapprezzo azioni	8.146.117	A, B	8.146.117	-	-	-
Riserva rivalutazione	34.739	A, B, C	34.739	34.739	-	-
Riserva Scissione	116.239	A, B, C	116.239	116.239	-	-
Riserva da Trasformazione art. 115 TUEL	5.500.000	A, B, C	5.500.000	5.500.000	-	-
Avanzo fusione	43.772	A, B, C	43.772	43.772	-	-
Riserva contributi regionali ex art. 55 TUIR	76.013	B	76.013	-	-	-
Riserve di utili:						
Riserva legale	278.777	B	278.777	-	-	-
Riserva statutaria	2.200	B	2.200	-	-	-
Riserva straordinaria	2.938.852	A, B, C	2.938.852	2.938.852	-	-
Utile d'esercizio precedente	88.911	A, B, C	88.911	88.911	-	-
Utile d'esercizio	1.862.246	A, B, C	1.862.246	1.862.246	-	-
Totale	21.080.304		19.087.866	10.584.759	0	0
Quota non distribuibile (1)	8.505.290					
Residua quota distribuibile	10.582.576					
Legenda: A: per aumento di capitale - B: per copertura perdite - C: per distribuzione ai soci.						
(1) Salvo ulteriori vincoli derivanti da disposizioni statutarie, da esplicitare ove esistenti.						

RAPPRESENTAZIONE DEI MOVIMENTI INTERVENUTI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO									
	Capitale sociale	Riserve Rivalutazione	Riserve Legali	Riserve statutarie	Riserva sovrapprezzo azioni	Altre riserve	Utili esercizi precedenti	Risultato dell'esercizio	Totale
Alla chiusura dell'esercizio precedente	1.138.540	34.739	184.528	2.200	0	7.384.152	88.911	570.652	9.403.722
Destinazione del risultato dell'esercizio:			28.533			142.117		-170.650	0
Dividendi								-400.000	-400.000
Conferimento soci	853.898				8.146.117				9.000.015
Arrotondamento								-2	-2
Risultato dell'esercizio corrente								1314.321	1314.321
Alla chiusura dell'esercizio corrente	1.992.438	34.739	213.061	2.200	8.146.117	7.526.269	88.911	1.314.321	19.318.056
Destinazione del risultato dell'esercizio:			65.716			1.148.605		-1214.321	0
Arrotondamento						2			2
Dividendi								-100.000	-100.000
Risultato dell'esercizio corrente								1862.246	1862.246
Alla chiusura dell'esercizio corrente	1.992.438	34.739	278.777	2.200	8.146.117	8.674.876	88.911	1.862.246	21.080.304

Nell'anno 2009 la società con atto notarile del 05.06.2009 ha acquisito il 100% della Società Blue Meta S.p.a. tramite atto di liberazione quote e conferimento da parte dei soci delle loro quote di partecipazione in tale società con l'incremento del capitale sociale di Unigas di Euro 853.898,19 e la costituzione della riserva sovrapprezzo azioni di euro 8.146.117.

Dividendi

L'Assemblea ordinaria dei soci di UNIGAS DISTRIBUZIONE SRL in sede di approvazione del bilancio chiuso al 31.12.2009 ha deliberato la distribuzione del dividendo ordinario di 100.000 euro; il dividendo al 31.12.2010 non è stato ancora pagato.

C) Trattamento di fine rapporto

Saldo al 31.12.2010	Euro	284.487
Saldo al 31.12.2009	Euro	249.421
Variazione	Euro	<u>35.066</u>
Variazione in percentuale		14,1%

C TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Quota TFR su ratei	1.956	85	2.041	4,35%
Fondo Accantonamento T.F.R.	247.465	34.981	282.446	14,14%
Totale	249.421	35.066	284.487	14,06%

Fondo TFR	2010
Saldo all'inizio dell'esercizio	249.421
Utilizzo per risoluzione rapporti	-12.551
Utilizzo per anticipi	-12.395
Accantonamento Quota TFR su ratei	85
Accantonamenti dell'esercizio	59.927
Fondo alla fine dell'esercizio	284.487

D) Debiti

Saldo al 31.12.2010	Euro	34.098.512
Saldo al 31.12.2009	Euro	30.872.118
Variazione	Euro	<u>3.226.394</u>
Variazione in percentuale		10,5%

D.4.1 Banche c/c passivo	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Banche c/correnti	3.342.293	8.638.821	11.981.114	258,47%
Banche c/anticipi	1.200.000	18.400	1.218.400	1,53%
Totale	4.542.293	8.657.221	13.199.514	190,59%

D.4.3 Mutui passivi bancari	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Mutui passivi Bancari	0	314.461	314.461	100,00%
Mutuo passivo BpBG	57.979	-57.979	0	-100,00%
Mutui Ipotecari	828.962	-121.191	707.771	-14,62%
Mutuo passivo BCC Treviglio	1.748.468	-197.363	1.551.105	-11,29%
Mutuo Mediocredito	0	605.500	605.500	100,00%
Totale	2.635.409	543.428	3.178.837	20,62%

D.4.4 Altri debiti verso banche	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Finanziamenti ML	7.000.000	-866.947	6.133.053	-12,38%
Totale	7.000.000	-866.947	6.133.053	-12,38%

D.6 Acconti da clienti	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Clienti c/anticipi	600.000	-600.000	0	-100,00%
Totale	600.000	-600.000	0	-100,00%

D.7 Debiti verso fornitori	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Fornitori Nazionali	2.059.551	-173.371	1.886.180	-8,42%
Note di Credito da Ricevere	-1.863	1.820	-43	-97,69%
Fornitori Fatt.da ricevere (Altri costi)	2.529.867	106.682	2.636.549	4,22%
Totale	4.587.555	-64.869	4.522.686	-1,41%

D.9 Debiti verso imprese controllate	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Fornitore Blu Meta SPA	6.447	11.090	17.537	172,02%
Fornitore fatture da ricevere Blu Meta SPA	0	19.259	19.259	100,00%
Totale	6.447	30.349	36.796	470,75%

D.12 Debiti tributari	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Ritenute IRPEF (Autonomi-Agenti)	14.267	14.159	28.426	99,24%
Ritenute IRPEF Dipendenti	32.017	-1.869	30.148	-5,84%

D.12 Debiti tributari	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Imposta Rivalutazione TFR	0	671	671	100,00%
Debito Imposta IRAP	35.456	-4.611	30.845	-13,00%
Debiti per Imposta Sostitutiva	18.025	700	18.725	3,88%
Debito per Imposta IRES	313.906	-78.306	235.600	-24,95%
Totale	413.671	-69.256	344.415	-16,74%

D.13 Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
INPS	43.534	-3.848	39.686	-8,84%
INAIL	12.880	-11.838	1.042	-91,91%
INPDAP	112.660	-44	112.616	-0,04%
Debiti per contributi prev.collaboratori	964	4.214	5.178	437,14%
Debiti per Fondo Mutualistico	306	1	307	0,33%
Contributi ferie e permessi dip.da liq.	37.623	8.612	46.235	22,89%
Contributi 14ma mensil.dip.da liquidare	8.291	509	8.800	6,14%
Totale	216.258	-2.394	213.864	-1,11%

D.14 Altri debiti	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Soci c/dividendi	0	100.000	100.000	100,00%
Depositi Cauzionali	14.250	0	14.250	0,00%
Dipendenti c/retribuzione	45.799	-4.165	41.634	-9,09%
Sindacati c/ritenute	2.823	1.159	3.982	41,06%
Debiti Diversi	1.793	6.178	7.971	344,56%
Compensi Amministratori	27.442	1.515	28.957	5,52%
Debito Acquisto Ramo d'azienda Montesecco	0	33.938	33.938	100,00%
Debito Acquisto Ramo d'azienda PS	0	1.051.060	1.051.060	100,00%
Debiti x Cessione Quinto (Stipendio)	544	-240	304	-44,12%
Permessi e ferie dipendenti da liquidare	118.788	32.314	151.102	27,20%
Quota 14ma mensilita' dipend.da liquidar	26.403	1.153	27.556	4,37%
Debiti v/Dipendenti premio annuale	17.000	7.386	24.386	43,45%
Debiti x QFNC Authority Gas	661	-661	0	-100,00%
Debiti per Contributo Solidarieta Art.10	26.284	-25.450	834	-96,83%
Deb.V/CCSE (Assic.utenti finali)	28.004	-28.004	0	-100,00%
Debito x Acquisto Azioni Bluemeta	8.999.985	-6.304.187	2.695.798	-70,05%
UG1 (Squilibri perequaz./conguagli)	462.552	-235.817	226.735	-50,98%
GS (Clienti Economicamente Disagiati)	0	119.547	119.547	100,00%
RE (Risp.Energetico/Fonti Rinnovabili)	28.587	266.233	294.820	931,31%
RS (Qualità Servizio Gas)	16.072	-367	15.705	-2,28%
UG2 (Commercializ.Vendita Variabile)	1.053.498	-1.053.498	0	-100,00%
Perequazione	0	806.374	806.374	100,00%
Debiti quote/certificati TEE	0	824.394	824.394	100,00%
Totale	10.870.485	-4.401.138	6.469.347	-40,49%

Al 31.12.2010 il fabbisogno di titoli TEE eccede le quote/certificati acquisiti dalla società alla data di chiusura del bilancio. Con delibera EEN 25/09 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha determinato in 9.325 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2010 a carico della società UNIGAS. A fronte di tale obbligo la società, non essendo ad oggi in grado di ridurre i consumi attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica che consentono l'emissione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), ha provveduto ad acquistare 8.464 titoli (TEE), pari alla differenza tra l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2010 e gli 888 titoli detenuti dalla società.

Alla luce di quanto indicato sopra, per raggiungere l'obiettivo fissato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, nel corso dell'esercizio sono stati annullati gli 888 titoli di efficienza energetica detenuti dalla società, rilevando il relativo costo per € 75.658, mentre per quanto concerne le restanti 8.464 tonnellate equivalenti di petrolio indicate come obiettivo specifico di risparmio energetico per il 2010, in data 21.03.2011 la società ha provveduto all'acquisto di 6.500 titoli TEE di tipo 1 e di 1.964 titoli TEE di tipo 2. I debiti per TEE di euro 824.394 sono relativi alle restanti 8.464 tonnellate equivalenti di petrolio acquisite al prezzo unitario di € 97,40.

D) Ratei e Risconti passivi

Saldo al 31.12.2010	Euro	9.155
Saldo al 31.12.2009	Euro	5.601
Variazione	Euro	<u>3.554</u>
Variazione in percentuale		63,5%

E.II Altri ratei e risconti passivi	31.12.2009	variazione	31.12.2010	Var. %
Ratei passivi	5.601	3.554	9.155	63,45%
Totale	5.601	3.554	9.155	63,45%

6) Crediti/debiti con durata maggiore di 5 anni

Crediti

Non esistono crediti di durata maggiore di 5 anni.

I crediti esigibili oltre l'esercizio successivo ammontano a € 224.258 e sono relativi ai crediti per imposte anticipate.

Debiti

I debiti alla chiusura d'esercizio di durata maggiore di 5 anni sono relativi ai mutui accessi presso la Banca Agricola Mantovana e presso la BCC Treviglio e al finanziamento in essere presso l'istituto di credito Banca OPI meglio dettagliati al punto successivo.

D.4.3 Mutui passivi bancari 3.178.837

Nel seguente prospetto, distintamente per ciascuna voce, sono indicati i debiti di durata maggiore di 5 anni, suddivisi per la quota a breve, a medio e a lungo termine.

Descrizione	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni	Totale
Mutuo passivo Mediocredito	121.100	484.400	0	605.500
Mutuo passivo Banca Popolare di Bergamo	251.032	63.429	0	314.461
Mutuo ipotecario B.ca Agricola Mantovana	126.517	558.859	22.395	707.771
Mutuo ipotecario BCC Treviglio	198.861	819.670	532.574	1.551.105
Totale	697.510	1.926.358	554.969	3.178.837

Il mutuo ipotecario acceso presso la Banca Agricola Mantovana è garantito da ipoteca in 1° grado sino alla concorrenza di euro 2.250.000 sul seguente bene della società:

- Immobile a destinazione commerciale/artigianale in corso di completamento in Comune di Nembro – Via Lombardia corpo A.

D.4.4 Altri debiti vs banche 6.133.053

Finanziamento acceso presso la Banca per la Finanza alle Opere Pubbliche e alle Infrastrutture Spa per la realizzazione del piano investimenti della società.

Descrizione	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni	Totale
Finanziamento Banca OPI Spa	1.337.304	3.793.254	1.002.495	6.133.053
Totale	1.337.304	3.793.254	1.002.495	6.133.053

Crediti/debiti ripartizione geografica

Tutti i crediti e i debiti, nonché i ricavi realizzati, sono relativi all'area geografica Italia.

6-bis) Variazioni dei cambi valutari verificatesi successivamente alla chiusura dell'esercizio

Alla chiusura dell'esercizio la società non detiene attività o passività in valuta.

6-ter) Crediti e debiti che prevedono l'obbligo di retrocessione a termine

La società non detiene crediti o debiti relativi ad operazioni che prevedono l'obbligo per l'acquirente di retrocessione a termine.

7) Composizione ratei, risconti e altri fondi

Nei seguenti prospetti e' illustrata la composizione delle voci di cui in oggetto, in quanto risultanti iscritte in bilancio.

D.2 Altri ratei e risconti attivi

48.061

Risconti attivi	31.12.2010	31.12.2009
Prestazioni Servizi	24.413	23.828
Locazioni	3.474	1.852
Canoni utenze	1.921	2.056
Oneri tenuta conto e fideiussione	2.450	993
Spese varie autovetture e automezzi	1.318	12.559
Abbonamenti giornali, riviste e pubblicità	1.635	1.773
Assicurazioni	12.850	3.273
Varie	0	61
Totale	48.061	46.395

E.2 Altri ratei e risconti passivi

9.155

Ratei Passivi	31.12.2010	31.12.2009
Canoni utenze	2.506	186
Interessi su mutui	5.419	5.377
Vari	1.230	38
Totale	9.155	5.601

8) Oneri finanziari imputati all'attivo

Tutti gli interessi e gli altri oneri finanziari sono stati interamente spesi nell'esercizio.

9) Impegni non risultanti dallo Stato Patrimoniale

Non esistono impegni che non sono stati indicati nello stato patrimoniale.

La composizione e la natura degli impegni indicati nello stato patrimoniale è la seguente:

Conti d'ordine

Descrizione	31/12/2009	Incrementi	Decrementi	31/12/2010
Garanzie reali su beni propri	2.250.000	0	2.250.000	0
Fidejussioni prestate a terzi	153.409	40.000	0	193.409
Totale conti d'ordine	2.403.409	40.000	2.250.000	193.409

Nel presente bilancio si è provveduto ad eliminare dai conti d'ordine la garanzia reale relativa al mutuo ipotecario acceso presso la Banca Agricola Mantovana sino alla concorrenza di euro 2.250.000 in quanto il debito garantito risulta già iscritto in bilancio.

Le fidejussioni prestate a terzi consiste nella garanzia concessa ai seguenti soggetti per il ripristino del manto stradale in seguito ai lavori eseguiti:

- Comune di Gazzaniga di euro 5.000
- Comune di Ponte Nossola di euro 3.000
- Comune di Alzano Lombardo di euro 8.500
- Provincia di Bergamo di euro 18.909
- Comune di Nembro di euro 10.000
- Comune di Clusone di euro 10.000
- Società SNAM di euro 62.500
- Comune di Carvico di euro 32.000
- Comune di Pognano di euro 3.500
- Comune di Ardesio di euro 5.000
- Comune di Spirano di euro 5.000
- Comune di Solza di euro 30.000

10) Ripartizione dei ricavi e delle vendite

Nel seguente prospetto è illustrata la ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni secondo categorie di attività.

Ripartizioni per attività

11.865.639

Attività ai PDR	128.270
Posa Contatore	48.038
Allacciamenti	566.970
Addebiti lettura misuratori	76.514
Tariffa fissa DIS	3.425.482
Tariffa fissa MIS	987.792
Tariffa fissa COT	70.418
Tariffa variabile	7.613.831
Accertamento Delibera 40	58.080
Conguagli tariffari	-1.109.756

Ripartizioni per aree geografiche

Tutti i ricavi realizzati sono relativi all'area geografica Lombardia.

11) Proventi da partecipazioni diversi dai dividendi

Non esistono proventi da partecipazioni di cui all'art. 2425, n. 15, C.C., diversi dai dividendi.

12) Suddivisione oneri finanziari

Nel seguente prospetto si dà evidenza degli interessi e degli altri oneri finanziari di cui all'art. 2425, n. 17 C.C.

<i>C.17.d Interessi ed altri oneri finanziari verso altri</i>	<i>251.701-</i>
Interessi passivi bancari di C/C	91.679-
Interessi Passivi su Mutui	151.151-
Interessi Passivi di Mora non contrattuali	621-
Interessi passivi e oneri finanziari v/altri	8.250-

13) Composizione dei proventi e degli oneri straordinari

La composizione dei proventi e degli oneri straordinari e' indicata nei seguenti prospetti:

<i>E.20.b Altri proventi straordinari</i>	<i>5</i>
Arrotondamento positivo EURO	5

13 bis) Utili e perdite su cambi.

Nell'esercizio non sono state effettuate operazioni in valuta.

14) Riconciliazione tra imponibile fiscale ed imponibile da Bilancio

Imposte anticipate e differite

A completamento dei dati elencati, si precisa che:

- le imposte differite passive, qualora esistenti, sono state calcolate utilizzando le aliquote medie attese nel periodo in cui le differenze temporanee si riverseranno;
- le attività per imposte anticipate, qualora esistenti, sono state iscritte in quanto esiste la ragionevole certezza che nel periodo in cui le differenze temporanee si riverseranno, il reddito imponibile non sarà inferiore a tali differenze.

Le imposte anticipate e differite sono state calcolate in base a quanto dettagliato nell'Allegato 3.

Si informa che nessuna differenza temporanea è stata esclusa dal calcolo della fiscalità differita attiva/passiva.

Inoltre, conformemente a quanto previsto dal Principio Contabile n. 25 CNDCeR, nel prospetto seguente si riporta il dettaglio della riconciliazione tra l'onere fiscale risultante dal bilancio e l'onere fiscale teorico.

A seguito delle modifiche apportate all'art 102 bis del TUIR in vigore anche nell'esercizio 2010 si è provveduto alla riduzione ai fini fiscali del 20% delle quote di ammortamento relative ai cespiti specifici dell'attività di distribuzione e trasporto del Gas naturale e all'iscrizione delle imposte anticipate relative.

	2009			2010		
	Importo	Aliquota	Imposta	Importo	Aliquota	Imposta
Utile Ante imposte	2.036.530	27,50%	560.046	2.828.786	27,50%	777.916
- Differenza tra valore e costo della produzione	2.337.409			3.079.182		
- Costi per il personale	1.270.474			1.295.665		
- Svalutazione crediti e acc.to rischi	0			0		
Differenza tra valore e costo della produzione rettificata (1)	3.607.883	3,90%	140.707	4.374.847	3,90%	170.619
Aliquota teorica (2)		34,41%	700.753		33,53%	948.535
Effetto della variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica						
- Variazioni in aumento	308.609			355.307		
- Variazioni in diminuzione	(63.270)			(42.690)		
Variazione imponibile fiscale IRES	245.339	27,50%	67.468	312.617	27,50%	85.970
- Variazioni in aumento	160.721			181.580		
- Variazioni in diminuzione	(41.971)			(38.889)		
Variazione imponibile fiscale IRAP	118.750	3,90%	4.631	142.691	3,90%	5.565
Aliquota effettiva		37,95%	772.853		36,77%	1.040.070

(1) La "Differenza tra valori e costi della produzione" è rettificata degli importi delle seguenti voci dello schema di conto economico: costo per il personale, svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide.

(2) L'aliquota teorica è determinata rapportando le imposte calcolate Ires e Irap all'utile prima delle imposte.

15) Numero medio dipendenti

La variazione del numero di dipendenti evidenziata rispetto all'esercizio precedente può essere illustrata come segue:

- sono cessati n. 1 rapporti di lavoro;

Nel seguente prospetto è indicata la movimentazione e il numero dei dipendenti, ripartito per categoria:

Movimentazione Posizioni	Quadro	Impiegati	Operai	Totale dipendenti	Assimilati ai dipendenti
01.01.2009	1	18	11	30	2
Assunzioni	0	0	0	0	0
Fine rapporto	0	1	0	1	0
31.12.2010	1	17	11	29	2

16) Compensi amministratori e sindaci e revisori

L'ammontare dei compensi spettanti all'Organo Amministrativo e al Collegio Sindacale ed ai revisori e' indicato nel seguente prospetto:

Organo	Compenso
Consiglio Amministrazione	116.271
Collegio Sindacale	24.099
Revisori	13.375

17) Numero e valore azioni della società

Il presente punto della nota integrativa non e' pertinente in quanto il capitale sociale non e' suddiviso in azioni.

18) Azioni di godimento e obbligazioni emesse dalla società

Il presente punto della nota integrativa non è pertinente in riferimento alle azioni di godimento in quanto il capitale sociale è suddiviso in quote di partecipazione. Si precisa peraltro che la società non ha emesso altri titoli di debito.

19) Altri strumenti finanziari emessi dalla società

La società non ha emesso altri strumenti finanziari.

19-bis) Finanziamenti effettuati dai soci alla società

Non esistono finanziamenti effettuati dai soci che rappresentano per la società dei debiti con obbligo di restituzione.

20) Bilanci dei Patrimoni destinati ad uno specifico affare

La società non ha costituito patrimoni destinati in via esclusiva ad uno specifico affare e pertanto non esistono proventi e beni di cui al terzo e al quarto comma dell'art. 2447-decies.

21) Informazioni relative ai finanziamenti destinati ad uno specifico affare

Non sussistono alla data di chiusura del bilancio finanziamenti destinati ad uno specifico affare.

22) Operazioni con obbligo di retrocessione a termine

La società nel corso dell'esercizio non ha posto in essere alcuna operazione soggetta all'obbligo di retrocessione a termine.

22 bis Rapporti con parti correlate

L'effettuazione di operazioni con società correlate risponde all'interesse di UNIGAS DISTRIBUZIONE SRL a concretizzare le sinergie esistenti in termini di integrazione produttiva e commerciale, impiego efficiente delle competenze esistenti, razionalizzazione dell'utilizzo delle strutture centrali e risorse finanziarie.

Vengono considerate tipiche o usuali quelle operazioni che, per l'oggetto o la natura, rientrano nel normale corso degli affari della Società e quelle che non contengono particolari elementi di criticità in relazione alle caratteristiche o ai rischi inerenti alla natura della controparte al tempo del loro compimento. Tali rapporti sono regolati da appositi contratti le cui condizioni sono in linea con quelle di mercato. I più significativi rapporti con le altre parti correlate, così come definite ai sensi dei principi contabili e identificate in base alla procedura della Società intervenuti nel corso dell'esercizio 2010 sono riepilogati nella tabella seguente:

Rapporti commerciali e diversi con altri soggetti appartenenti al gruppo				
Denominazione società	Esercizio chiuso al 31/12/2010			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni
Blue Meta s.p.a.	3.637.269	36.796	-	-
Anita Srl	708	-	-	-

Costi e Ricavi generati con altri soggetti appartenenti al gruppo						
Denominazione società	Esercizio chiuso al 31/12/2010					
	Costi			Ricavi		
	Beni	Sevizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Blue Meta s.p.a.	-	138.362	-	-	10.417.875	-

Rapporti finanziari con altri soggetti appartenenti al gruppo						
Denominazione società	Esercizio chiuso al 31/12/2010					
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Oneri	Proventi
Anita Srl	20.000	-	-	-	-	708

Le operazioni compiute da Unigas con le parti correlate riguardano essenzialmente le prestazioni di servizi erogati all'impresa controllata Blue Meta S.p.A.

Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Informazioni sul fair value degli strumenti finanziari

La società non ha sottoscritto alcun strumento finanziario derivato.

Rivalutazioni monetarie

Ai sensi e per gli effetti dell'art.10 della legge 19 marzo 1983, n.72, così come anche richiamato dalle successive leggi di rivalutazione monetaria, si precisa che per i beni tuttora esistenti in patrimonio è stata eseguita una rivalutazione monetaria, la cui riserva di rivalutazione proveniente dalla scissione del ramo gas della società Cogei S.p.A. è stata affrancata mediante il versamento dell'imposta sostitutiva pari al 4%.

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Con atto notarile del 26 gennaio 2010, stipulato presso il notaio Santus di Bergamo, Unigas Distribuzione ha acquisito il ramo d'azienda di distribuzione del gas metano della società Ponte Servizi S.r.l., con subentro alla stessa nella gestione del servizio dal 1° febbraio 2010.

Sempre nel corso dell'anno 2010 si è conclusa la gara per la selezione del partner industriale strategico di Unigas Distribuzione S.r.l., mediante la sottoscrizione dell'aumento di capitale riservato con acquisizione da parte dello stesso di una quota pari al 48,8648% del valore nominale. Infatti nella seduta del 26 ottobre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Unigas ha approvato la graduatoria finale stilata dalla Commissione di gara ed ha provveduto a deliberare l'aggiudicazione definitiva al partner industriale strategico Ascopiave S.p.A. di Pieve di Soligo (TV). Lo stesso Consiglio di Amministrazione ha provveduto, dopo l'esperimento, con esito positivo, della verifica dei requisiti dichiarati da Ascopiave S.p.A. in sede di gara e del via libera all'operazione da parte dell'Autorità Garante per la Concorrenza e del Mercato (nota prot. n. C10821/dsa, del 13.12.2010), a dichiarare la sopravvenuta efficacia dell'aggiudicazione definitiva nella seduta del 20 dicembre 2010.

Nell'esercizio 2010 non si evidenziano ulteriori eventi ed operazioni significative non ricorrenti.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Bilancio Consolidato

La società è esonerata dall'obbligo di redigere il bilancio consolidato ai sensi dell'art. 27 del D.Lgs 127/91.

Considerazioni finali

Signori Soci, alla luce di quanto esposto nei punti precedenti Vi confermiamo che il presente Bilancio, composto da Stato Patrimoniale, Conto Economico, Nota Integrativa e Relazione sulla Gestione rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria della società e corrisponde alle scritture contabili, e Vi invitiamo pertanto ad approvare il progetto di Bilancio al 31 dicembre 2010 così come predisposto dall'Organo Amministrativo.

Il Presidente
del Consiglio di Amministrazione
Rag. Antonio Pezzotta

Unigas Distribuzione S.r.l.

Bilancio di esercizio al 31/12/2010

Relazione sulla gestione

ai sensi dell'art. 2428 c.c.

Bilancio al 31/12/2010
RELAZIONE SULLA GESTIONE

Missione

UNIGAS è principale operatore per la distribuzione del gas naturale nella provincia di Bergamo. Obiettivo di UNIGAS è la creazione di valore in grado di soddisfare le attese degli azionisti, ciò viene realizzato assicurando la continuità del servizio di distribuzione in condizioni di massima sicurezza ed affidabilità e garantendo lo sviluppo delle infrastrutture in coerenza con l'incremento della domanda e l'evoluzione del mercato.

Obiettivo di UNIGAS è perseguire un modello di crescita sostenibile nel tempo, incentrato sullo sviluppo di nuove e più efficienti tecnologie puntando sul patrimonio di competenze delle proprie risorse umane e sulla loro continua valorizzazione.

Storia

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l., è stata costituita in data 7 ottobre 2005 per effetto di fusione per incorporazione nella Società Nord Servizi Distribuzione Gas S.r.l. delle Società "Generale Servizi Distribuzione Gas S.p.A.", "GE.S.I.P. – Gestione Servizi Industriali Pubblici Clusone S.r.l.", "Alzano Nembro Servizi S.r.l.", "Gazzaniga Servizi Distribuzione Gas S.r.l.", "Aspogas S.r.l.", Treviglio Gas S.r.l.", Penta Valle Seriana Distribuzione Gas S.r.l." e "Cogeide Energia S.p.A."

L'attuazione della fusione ha determinato, per la Società incorporante, la modifica della denominazione "Nord Servizi Distribuzione Gas S.r.l." in "UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l." con trasferimento della sede legale in Comune di Orio al Serio, via C. Colombo 1/A e, anche alla luce dell'entrata in vigore del D.Lgs. 17 gennaio 2003 n. 6, l'adozione di un nuovo testo Statutario.

Per effetto della fusione i Comuni gestiti al 31/12/2005 erano, **Albino, Alzano Lombardo, Caravaggio, Cazzano S. Andrea, Cene, Clusone, Fiorano al Serio, Gandino, Gazzaniga, Nembro, Piario, Pognano, Ponte Nossola, Pradalunga, Premolo, Spirano e Treviglio**, per un totale complessivo di circa **59.000 utenti** serviti nella provincia di Bergamo.

Anno 2006

Nel corso del 2006 e precisamente il 31 gennaio 2006 si è realizzata la seconda tappa del progetto di aggregazione e concentrazione nella provincia di Bergamo mediante fusione per incorporazione nella stessa "UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l." di altre quattro Società di distribuzione e precisamente Linea Servizi Distribuzione S.r.l., Parre Servizi S.r.l., Sinergia MMP S.r.l. e Villa d'Ogna Servizi S.r.l.

Per effetto di questa seconda fusione ai Comuni gestiti al 31/12/2005 si sono aggiunti i Comuni di **Calusco d'Adda, Misano di Gera d'Adda, Mozzanica, Pagazzano, Parre, Sotto il Monte, Suisio, Valbrembo, Villa d'Adda e Villa d'Ogna**.

Anno 2008

Nell'anno 2008 la società si è aggiudicata la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas metano nel territorio comunale di **Carvico** e, pertanto, con decorrenza 1° maggio 2008 è concessoria del servizio per un periodo pari a 12 anni.

Anno 2009

Nell'anno 2009 la società con atto notarile del 05.06.2009 ha acquisito il 100% della Società Blue Meta S.p.a. tramite atto di liberazione quote e conferimento da parte dei soci delle loro quote di partecipazione in tale società con l'incremento del capitale sociale di Unigas di Euro 853.898,19

Con atto notarile del 30.10.2009 i Comuni soci della società insieme alle società Cogeide S.p.a. e Linea Servizi S.r.l. e al socio Provincia di Bergamo hanno costituito tramite il conferimento delle partecipazioni in UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. la società ANITA S.r.l. Pertanto il capitale sociale della società UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L. risulta così suddiviso: ANITA S.R.L. quota di Euro 1.892.004,15, CART GAS S.R.L. quota di Euro 83.103,00, CART PARTECIPAZIONI S.R.L. quota di Euro 1.913,15 e GENERALE SERVIZI S.R.L. quota di Euro 15.417,89

Con atto notarile del 30.12.2009 tramite acquisto di ramo d'azienda dalla società Monte Secco Servizi s.r.l. uni personale, la società ha acquisito la Convenzione per la gestione del servizio gas metano in essere con il Comune di Ardesio e regolante la gestione del servizio stesso nel territorio comunale e, pertanto, con decorrenza 1° gennaio 2010 è concessoria del servizio.

Anno 2010

Con atto notarile del 26/01/2010, stipulato presso il notaio Santus di Bergamo, Unigas Distribuzione ha acquisito il ramo d'azienda di distribuzione del gas metano della società Ponte Servizi S.r.l., con subentro alla stessa nella gestione del servizio dal 1° febbraio 2010.

Sempre nel corso dell'anno 2010 si è conclusa la gara per la selezione del partner industriale strategico di Unigas Distribuzione S.r.l., mediante la sottoscrizione dell'aumento di capitale riservato con acquisizione da parte dello stesso di una quota pari al 48,8648% del valore nominale. Infatti nella seduta del 26 ottobre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Unigas ha approvato la graduatoria finale stilata dalla Commissione di gara ed ha provveduto a deliberare l'aggiudicazione definitiva al partner industriale strategico Ascopiave S.p.A. di Pieve di Soligo (TV). Lo stesso Consiglio di Amministrazione ha provveduto, dopo l'esperimento, con esito positivo, della verifica dei requisiti dichiarati da Ascopiave S.p.A. in sede di gara e del via libera all'operazione da parte dell'Autorità Garante per la Concorrenza e

del Mercato (nota prot. n. C10821/dsa, del 13.12.2010), a dichiarare la sopravvenuta efficacia dell'aggiudicazione definitiva nella seduta del 20 dicembre 2010.

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L.
Sede Legale Via Lombardia 27 – NEMBRO (BG)
Iscritta al Registro Imprese di Bergamo – C.F. e n. di iscrizione 03083850168
Iscritta al R.E.A. di Bergamo al n. 348149
Capitale Sociale 3.700.000,00 interamente versato
P.IVA n. 03083850168

Sommario

Unigas Distribuzione S.r.l. – Relazione sulla gestione

Organi Sociali	5
Profilo dell'anno	6
Principali dati operativi e finanziari	7
Le reti e gli impianti di distribuzione	9
Quadro normativo	11
Situazione patrimoniale e economica	15
Personale ed organizzazione	19
Governance e responsabilità d'impresa	20
Gestione rischi d'impresa	21
Altre informazioni	25
Conto Economico previsionale di Budget 2011	27
Glossario	29

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione *

Presidente

Rag. Antonio Pezzotta

Consiglieri e poteri

Ing. Giovanni Favaro – Amministratore Delegato

P.I. Livio Mazzola

Rag. Claudio Gandelli

Dott. Matteo Testa

Collegio Sindacale**

Presidente

Dott. Giorgio Dall'Olio

Sindaci

Dott. Renzo Capra (effettivo)

Dott. Armando Sech (effettivo)

Dott. Massimo Zanardi (supplente)

Dott.ssa Cinzia Cravagna (supplente)

Società di revisione***

TickMark S.p.A. già Marcolivio & Partners S.p.A.

* Nominato dall'Assemblea dei Soci del 13 gennaio 2011 - in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2013.

** Nominato dall'Assemblea dei Soci in data 13 gennaio 2011, in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2013.

*** Incarico conferito dall'Assemblea dei Soci del 29 aprile 2008 fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010.

Profilo dell'anno

Risultati

Unigas Distribuzione, nel 2010, ha conseguito un utile netto di **1.862.246** euro con un incremento pari ad euro 547.925 rispetto al 2009.

Gli investimenti effettuati nel 2010 ammontano ad euro **6.282.144**.

Il gas immesso nella rete di distribuzione nel periodo 1° gennaio – 31 dicembre 2010 è pari a mc. **176.327.609**

Principali eventi

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Per quanto riguarda la regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura l'Autorità, con Delibera ARG/elt 159/08 del 6 novembre 2008, ha approvato il Testo Unico (TUDG) per il periodo di regolazione 2009-2012.

Per il terzo periodo di regolazione tariffario l'Autorità ha previsto un nuovo sistema di calcolo per la remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti, basato non più su dati parametrici ma sugli investimenti effettivamente sostenuti.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera ARG/let 159/08, ha approvato per il terzo periodo di regolazione tariffaria un nuovo metodo.

Infatti il nuovo metodo prevede, sulla base dei dati trasmessi dai distributori stessi, la predisposizione annua da parte dell'Autorità delle "TARIFFE OBBLIGATORIE" e delle "TARIFFE DI RIFERIMENTO". Le prime sono tariffe (fisse e variabili per scaglioni di consumi, rispettivamente espresse in euro/utente anno e eurocent/mc) applicate per Ambiti Tariffari (cinque in tutta Italia), le seconde, espresse in euro/utente anno, sono tariffe diverse per ogni soggetto distributore che, moltiplicate per il numero degli utenti attivi, determina il vincolo dei ricavi annuo.

La stessa Autorità prevede un sistema di perequazione con degli acconti bimestrali che, attraverso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico, verranno versati dal distributore qualora l'applicazione delle tariffe obbligatorie produca un ricavo annuo superiore al vincolo sui ricavi dello stesso; viceversa saranno riscossi dal distributore qualora l'applicazione delle tariffe obbligatorie produca un ricavo annuo inferiore. Quindi, contrariamente agli anni precedenti, per l'anno 2009 la previsione dei ricavi da vettoriamento costituisce un dato certo.

Anno 2010

Le tariffe di riferimento, relative all'anno 2010, approvate dall'Autorità per UNIGAS DISTRIBUZIONE con delibera ARG/gas 115/10 del 28 luglio 2010, confermano un valore complessivo del VRT (sulla base dei PdR medi attivi anno 2010) pari ad **euro 10.987.767**.

Variazioni degli organi sociali

Nella riunione dell'Assemblea ordinaria del 13 gennaio 2011, è stato nominato fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2013 un nuovo organo amministrativo e un nuovo collegio sindacale.

Le principali realizzazioni di infrastrutture e del sistema di distribuzione

Nel corso dell'anno sono stati fatti investimenti per circa 6,3 milioni di euro. Come per gli anni precedenti i lavori hanno riguardato soprattutto il rinnovo ed il potenziamento delle reti di distribuzione in media e bassa pressione e conseguentemente delle relative derivazioni d'utenza.

In particolare, con tali investimenti, si è potuto migliorare il rapporto, numero di dispersioni per ogni km di rete ispezionata, nel 2009 pari a 0,27, ottenendo per l'anno 2010 un valore pari a 0,18. Il valore ottimale definito dall'Autorità per reti "ermetiche" è uguale a 0,1 dispersioni per km di rete ispezionata.

E' proseguito l'attività di normalizzazione, rinnovo e potenziamento degli impianti principali e secondari con particolare riferimento alla realizzazione di nuovi impianti di protezione catodica (alimentatori e dispersori). Per quanto riguarda il rinnovo dei misuratori, nel rispetto della delibera 155/08 dell'Autorità, si è provveduto all'installazione dei correttori di volumi e del modulo di tele lettura sui contatori con classe superiore a G40.

Principali dati operativi e finanziari

Principali dati operativi

	2009	2010	Variaz. Ass.	Variaz. %
Gas naturale immesso (Cabine REMI)	147,98	176,33	+28,35	+19,1
Reti di distribuzione (km in esercizio)	884,1	951,9	67,8	+7,7

Gli incrementi tengono conto dell'acquisizione del servizio del Comune di **Carvico, Ardesio e Ponte San Pietro**.

Principali dati economici e finanziari

Conto Economico Riclassificato	31/12/2010	31/12/2009	Variazione	% Var.
Ricavi delle Vendite	13.437.302	11.082.429	2.354.873	21%
Costi Operativi	4.508.512	3.323.809	1.184.703	36%
Valore corrispettivo convenzioni	3.112.245	2.917.824	194.421	7%
Valore Aggiunto	5.816.545	4.840.796	975.749	20%
Costo del Lavoro	1.295.665	1.270.474	25.191	2%
EBITDA	4.520.880	3.570.322	950.558	27%
% EBITDA Margine	33,6%	32,2%	1,4%	4%
Ammortamenti Accantonamenti e Svalutazioni	1.441.697	1.232.913	208.784	17%
EBIT	3.079.183	2.337.409	741.774	32%
% EBIT Margine	22,9%	21,1%	1,8%	9%
Proventi Finanziari netti	1.300	1.259	41	3%
Oneri Finanziari netti	-251.701	-302.139	50.438	-17%
Proventi Starordinari	5	2	3	100%
Oneri Starordinari	0	0	0	-100%
Margine Netto di Gestione	2.828.787	2.036.531	792.256	39%
Imposte	-1.040.070	-772.853	-267.217	35%
tax rate %	36,8%	37,9%	-1,2%	-3%
Imposte anticipate/differite	73.529	50.643	22.886	45%
Risultato di esercizio	1.862.246	1.314.321	547.925	42%

Dall'analisi dei dati di bilancio risultano i seguenti indici:

COMPOSIZIONE IMPIEGHI	Al 31/12/2010	Al 31/12/2009
1. IMMOBILIZZAZIONI SU TOTALE IMPIEGHI	84,88	83,75
2. IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI SU TOT. IMPIEGHI	8,64	8,41
3. IMMOBILIZZ. IMMATERIALI SU TOT. IMMOBILIZZAZIONI	10,18	10,04
4. IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI SU TOT. IMPIEGHI:	43,77	39,63
5. IMMOBILIZZ. MATERIALI SU TOT. IMMOBILIZZAZIONI:	51,56	47,32

6. IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE SU TOT. IMPIEGHI:	32,47	35,71
7. IMMOBILIZZ. FINANZIARIE SU TOT. IMMOBILIZZAZIONI:	38,26	42,64
8. CAPITALE CIRCOLANTE LORDO:	8.161.034	8.046.622
9. CAPITALE CIRCOLANTE LORDO SU TOTALE IMPIEGHI	14,71	15,95
10. LIQUIDITA' DIFFERITE:	7.717.148	7.690.221
11. LIQUIDITA' DIFFERITE SU TOTALE IMPIEGHI:	13,91	15,24
12. LIQUIDITA' DIFFERITE SU CAPITALE CIRCOLANTE LORDO:	94,56	95,57
13. LIQUIDITA' IMMEDIATE SU TOTALE IMPIEGHI:	0,05	0,07
14. LIQUIDITA' IMMEDIATE SU CAPITALE CIRCOLANTE LORDO:	0,34	0,46
15. MAGAZZINO SU TOTALE IMPIEGHI:	0,75	0,63
16. MAGAZZINO SU CAPITALE CIRCOLANTE LORDO:	5,10	3,97

COMPOSIZIONE FONTI	AI 31/12/2010	AI 31/12/2009
17. CAPITALE PROPRIO SU TOTALE FONTI	38,00	38,3
18. PASSIVITA' CONSOLIDATE	7.561.563	8.328.628
19. PASSIVITA' CONSOLIDATE SU TOTALE FONTI	13,63	16,51
20. PASSIVITA' CONSOLIDATE SU TOTALE DEBITI:	21,99	26,76
21. PASSIVITA' CORRENTI:	26.830.591	22.798.512
22. PASSIVITA' CORRENTI SU TOTALE FONTI	48,37	45,19
23. PASSIVITA' CORRENTI SU TOTALE DEBITI:	78,01	73,24
24. INDICE DI INDEBITAMENTO	163,00	161

MARGINI ED INDICI DI STRUTTURA	AI 31/12/2010	AI 31/12/2009
25. CAPITALE CIRCOLANTE NETTO	18.669.557-	14.751.890-
26. MARGINE DI STRUTTURA PRIMARIO:	26.006.862-	22.929.865-
27. INDICE DI COPERTURA PRIMARIO	44,77	45,73
28. MARGINE DI STRUTTURA SECONDARIO:	18.445.299-	14.601.237-
29. INDICE DI COPERTURA SECONDARIO:	60,83	65,44

MARGINI ED INDICI DI TESORERIA	AI 31/12/2010	AI 31/12/2009
30. MARGINE DI TESORERIA PRIMARIO:	19.085.938-	15.071.584-
31. INDICE DI DISPONIBILITA':	30,42	35,29
32. MARGINE DI TESORERIA SECONDARIO:	26.803.086-	22.761.805-
33. INDICE DI LIQUIDITA'	0,10	0,16

INDICI DI ROTAZIONE	AI 31/12/2010	AI 31/12/2009
34. ROTAZIONE CAPITALE INVESTITO:	0,21	0,2
35. ROTAZIONE DEI CREDITI COMMERCIALI:	5,67	3,72

ANALISI DEL RISULTATO D'ESERCIZIO	AI 31/12/2010	AI 31/12/2009
36. R.O.E. (Return on Equity)	9,22	9,15
37. REDDITIVITA' DELLA PRODUZIONE:	8,81	7,94
38. ONEROSITA' MEDIA DEI FINANZIAMENTI:	0,77	1,27

ANALISI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE	AI 31/12/2010	AI 31/12/2009
39. COPERTURA IMMOBILIZZAZIONI:	44,77	45,73
40. BANCHE SU CIRCOLANTE:	270,01	173,94
41. RAPPORTO DI INDEBITAMENTO:	62,00	61,7
42. ONERI FINANZIARI SU FATTURATO:	2,12-	2,98-
43. RAPPORTO CORRENTE:	30,42	35,29
44. INDICE DI LIQUIDITA' IMMEDIATA:	28,87	33,89

ANALISI DELLA SITUAZIONE ECONOMICA	AI 31/12/2010	AI 31/12/2009
45. R.O.S.:	25,95	23,05
46. R.O.A.:	5,55	4,63

Le Reti e gli Impianti di distribuzione

Le reti di trasporto principale e distribuzione cittadina

La seguente tabella riporta i dati relativi alla lunghezza della rete di distribuzione (media e bassa pressione) in esercizio al 31/12/2010.

(km di rete)

COMUNE	RETE 2010	RETE 2009
Albino	102,6	101,9
Alzano Lombardo	62,1	61,9
Ardesio (*)	20,8	-
Calusco d'Adda	44,3	44,2
Carvico	23,6	23,6
Caravaggio	73,6	69,9
Cazzano S.Andrea	13,9	13,4
Cene	17,2	17,1
Clusone	59,5	58,2
Fiorano al Serio	12,0	12,0
Gandino	37,6	37,4
Gazzaniga	24,3	24,3
Misano di Gera d'Adda	14,0	14,0
Mozzanica	27,8	27,8
Nembro	53,1	52,7
Pagazzano	15,2	14,3
Parre	20,9	20,7
Piario	5,4	5,4
Pognano	10,9	10,9
Ponte Noss	12,9	12,9
Ponte San Pietro (**)	33,9	-
Pradalunga	18,0	18,0
Premolo	7,5	7,5
Sotto il Monte	25,8	25,6
Suisio	16,7	16,7
Spirano	28,8	28,8

COMUNE	RETE 2010	RETE 2009
Treviglio	110,0	105,9
Valbrembo	21,1	20,8
Villa d'Adda	25,4	25,4
Villa d'Ogna	13,1	13,1
TOTALE	951,9	884,1

Le condotte sono per la maggior parte in acciaio con rivestimento del tipo bituminoso pesante e in polietilene, i diametri sono compresi tra i 2 (DN 50) e i 18 (DN 400) pollici. Il gas viene trasportato in IV, e VII specie.

Le cabine di prima riduzione e misura del gas (REMI)

Sono gli impianti di prima ricezione del gas metano dai punti di consegna di Snam Rete Gas. La cabina di decompressione è un complesso costituito da un manufatto esterno, anche prefabbricato, all'interno del quale si trovano gli organi di riduzione della pressione, di misura – anche fiscale – del gas erogato ed il gruppo di odorizzazione. Le principali apparecchiature che si trovano in una tipica cabina REMI sono il gruppo di filtrazione, il gruppo di decompressione, il gruppo di misura, il gruppo di preriscaldamento ed il gruppo di odorizzazione. **Le cabine in esercizio al 31/12/2010 sono complessivamente 38.**

I gruppi di riduzione finale della pressione (GRF)

Sono manufatti costituiti generalmente da un armadio metallico all'interno del quale si trovano gli organi di riduzione della pressione. Il gas naturale proviene dalla cabina REMI attraverso la rete principale di media pressione al GRF dove si ha la riduzione della pressione generalmente ad un valore di 22-25 mbar (230-250 mmH₂O). Dal GRF il gas viene erogato alla rete di distribuzione in bassa pressione e quindi ai vari utenti.

I gruppi di riduzione in esercizio al 31/12/2010 sono complessivamente 222.

Impianti di protezione catodica

Le tubazioni interrate metalliche possono essere soggette, nel tempo, a deterioramento per effetto dell'azione corrosiva del terreno e per la presenza di correnti vaganti sia nel terreno sia in corpi metallici che potrebbero entrare in contatto con la tubazione.

Quest'ultima condizione viene eliminata curando che durante la posa della tubazione, questa non entri in contatto con alcun corpo estraneo o altra tubazione metallica interrata. Dall'azione corrosiva del terreno, di natura elettrochimica, la tubazione metallica viene protetta ricorrendo alla protezione passiva tramite un rivestimento esterno isolante che riduce gli scambi di corrente elettrica tra tubazione e terreno. Per proteggere invece la tubazione metallica dalla presenza di correnti vaganti o da terreni particolarmente aggressivi si ricorre alla protezione catodica. Essa ha lo scopo di portare la tubazione in condizioni di immunità dando alla superficie da proteggere un potenziale elettrico sotto la soglia di immunità.

Gli impianti in esercizio al 31/12/2010 sono 65.

Gestione, manutenzione ed ispezione delle infrastrutture di distribuzione

La misurazione del gas

Apparecchiature e particolari strumentazioni collegate ad un sistema di telerilevamento installato presso le cabine REMI di tutti gli impianti gestiti, permettono la misura del volume di gas in ingresso alla rete di distribuzione. La misurazione del gas riconsegnato ai clienti avviene attraverso la lettura dei misuratori installati generalmente in prossimità del limite della proprietà del Cliente finale.

L'Autorità con il Testo Unico della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas ha previsto per il terzo periodo di regolazione dei coefficienti di conversione dei volumi di gas misurati per ciascun punto di riconsegna non provvisto di apparecchiatura di correzione dei volumi. In sostanza i consumi rilevati dal totalizzatore dei PdR di cui sopra verranno corretti in funzione della pressione di consegna, tenuto conto dell'altitudine sul livello del mare, e della temperatura di riferimento, tenuto conto dei gradi giorno e del numero di giorni di riscaldamento di ciascun Comune.

La corretta misurazione del gas distribuito verrà comunque sempre più garantita per effetto dell'entrata in vigore della delibera n. 155/08 dell'Autorità, che prevede nell'arco temporale di alcuni anni, la sostituzione programmata di tutti i misuratori, indipendentemente dalla classe, con dei misuratori dotati di correzione elettronica dei volumi e tele lettura.

Gestione del Servizio, manutenzione ed ispezione delle reti e delle infrastrutture

La conduzione, gestione e manutenzione delle infrastrutture del sistema di distribuzione gestito da

UNIGAS è proseguita nel corso del 2010 attraverso Aree Operative Territoriali (AOT), l'AOT1 (Valle Seriana), l'AOT2 (zona dell'isola) e l'AOT3 (bassa pianura). La prima gestita direttamente dal personale UNIGAS, le altre due attraverso specifico contratto di gestione per conto stipulato con le multiutility LINEA SERVIZI e COGEIDE.

Il servizio di trasporto

L'accesso al servizio

L'accesso al servizio di distribuzione è consentito, a parità di condizioni, a tutti i soggetti che sono in possesso dell'autorizzazione del Ministero delle Attività Produttive per l'esercizio delle attività di vendita del gas naturale, ed in generale a tutti i soggetti aventi le caratteristiche previste dall'Art. 17 del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164.

L'accesso è regolato dal "Codice di Rete Tipo" emanato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas al quale UNIGAS ha aderito in data 3 ottobre 2006.

Altre informazioni

Certificazione sistema di qualità aziendale

In data 24 e 25 novembre 2010 è stata effettuata l'ispezione da parte dell'Ente certificatore CERSA, per il rinnovo triennale della certificazione del sistema di qualità aziendale secondo la UNI EN ISO 9001:2008. La visita è stata superata positivamente senza riscontro di non conformità, pertanto la certificazione è stata confermata anche per il prossimo triennio 2011/2013.

Quadro normativo

Deliberazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas Attività di distribuzione

Deliberazione 8/06 - "Approvazione di proposte tariffarie per l'anno termico 2004-2005 relative alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale di cui alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004 n. 170/04 come successivamente modificata ed integrata."

Deliberazione 9/06 - "Avvio di procedimento per la determinazione delle tariffe relative alle attività di distribuzione del gas naturale per l'anno termico 2004-2005."

Deliberazione 41/06 - "Approvazione del programma di verifiche ispettive per l'anno 2006 relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale ed alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali."

Deliberazione 47/06 - "Prolungamento dei periodi concessi per l'invio della documentazione da sottoporre ad accertamento previsti dalle norme transitorie per impianti di utenza nuovi di cui all'articolo 18 della deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04."

Deliberazione 57/06 - "Approvazione di proposte tariffarie per l'anno termico 2004-2005 relative alle attività di distribuzione del gas naturale di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004 n. 170/04 come successivamente modificata e integrata."

Deliberazione 70/06 - "Avvio di procedimento per la definizione dei profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas, di cui all'articolo 7 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/04."

Deliberazione 87/06 - "Modifiche ed integrazioni al regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza gas di cui alla deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04 per gli impianti di utenza nuovi."

Deliberazione 97/06 - "Approvazione del programma di verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas relative ai dati di qualità del servizio gas ed agli accertamenti della sicurezza post contatore."

Deliberazione 108/06 - "Modifiche ed integrazioni alle deliberazioni 29 luglio 2004, n. 138/04 e 29 settembre 2004, n. 168/04 e approvazione del codice di rete tipo del servizio di distribuzione gas."

Deliberazione 109/06 - "Avvio di procedimento per l'esecuzione delle decisioni del Consiglio di Stato rese in materia di aggiornamento del vincolo sui ricavi di cui alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04 e 30 settembre 2004, n. 173/04, nonché per la modifica delle medesime deliberazioni."

Deliberazione 120/06 - "Determinazione delle tariffe relative all'attività di distribuzione del gas naturale per l'anno termico 2004-2005."

Deliberazione 164/06 - "Controlli tecnici della qualità del gas per il periodo 1 ottobre 2006 - 30 settembre 2007."

Deliberazione 172/06 "Riapertura dei termini relativi ai procedimenti per l'approvazione delle tariffe di distribuzione di gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale, per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007."

Deliberazione 195/06 "Avvio di procedimenti per la determinazione delle opzioni tariffarie base, relative ai servizi di fornitura e distribuzione del gas naturale e di gas diversi da gas naturale, per gli anni termici 2001-2002, 2002-2003, 2003-2004 e 2004-2005."

Deliberazione 197/06 "Approvazione di rettifica di tariffe per l'anno termico 2004-2005 relative al servizio di distribuzione del gas, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004 n. 170/04."

Deliberazione 218/06 "Integrazioni e modifiche della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 173/04, in esecuzione delle decisioni del Consiglio di Stato rese in materia di aggiornamento del vincolo sui ricavi di distribuzione del gas naturale."

Deliberazione 240/06 "Avvio di procedimenti per la determinazione delle tariffe relative alle attività di distribuzione del gas naturale per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007."

Deliberazione 258/06 "Approvazione di proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 relative alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale di cui alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04 e 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificate ed integrate."

Deliberazione 294/06 "Disposizioni in materia di standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g), ed h) della legge 14 novembre 1995, n. 481."

Deliberazione 295/06 "Approvazione di proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 relative alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale di cui alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04, e 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificate ed integrate."

Deliberazione 218/07 "Approvazione di proposte tariffarie per l'anno termico 2007-2008 relative alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale di cui alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04, e 30 settembre 2004, n. 173/04, come successivamente modificate e integrate."

Delibera 344/07 "Disposizioni per la determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria 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 del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007".

Delibera 345/07 "Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e di obblighi di registrazione dei contratti e delle transazioni bilaterali di cui ai medesimi decreti".

Delibera EEN 01/08 "Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2008 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";

Delibera ARG/gas 155/08 “Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, caratterizzati da requisiti funzionali minimi e con funzioni di telelettura e telegestione, per i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale”

Delibera ARG/elt 159/08 “Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG): approvazione della Parte II “Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)”.

Delibera ARG/gas 42/09 “Proroga dei termini di cui al comma 8.3 della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/gas 155/08 in tema di messa in servizio dei gruppi di misura gas, caratterizzati da requisiti funzionali minimi e con funzioni di tele lettura e tele gestione”;

Delibera ARG/gas 79/09 “Approvazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l’anno 2009 e avvio di una indagine conoscitiva finalizzata alla verifica dei dati trasmessi dalle imprese per la determinazione delle tariffe di riferimento”;

Delibera ARG/gas 109/09 “Approvazione di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per l’anno 2009”;

Delibera ARG/gas 139/09 “Aggiornamento dei profili di prelievo standard associati a categorie d’uso del gas naturale per l’anno termico 2009-2010, ai sensi della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 2 febbraio 2007 n. 17/07”;

Delibera ARG/gas 197/09 “Approvazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l’anno 2009. Modificazioni della parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012”;

Delibera ARG/gas 114/10 “Approvazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l’anno 2009”.

Delibera ARG/gas 115/10 “Aggiornamento delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l’anno 2010”.

Documenti di consultazione

Documento di consultazione del 1/3/06 – Modifiche ed integrazioni al regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas nuovi (deliberazione 18 marzo 2004, n. 40/04)

Documento di consultazione del 16/3/06 – Obblighi di separazione funzionale e di separazione contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e il gas.

Documento di consultazione del 19/5/06 – Criteri per la definizione dei profili di prelievo standard e delle categorie d’uso del gas ai sensi dell’art. 7 della deliberazione 29 luglio 2004 n. 138/04.

Documento di consultazione del 30/5/06 – Standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di gas naturale.

Documento di consultazione del 25/7/06 – Integrazioni e modifiche della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/04 e della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 30 settembre 2004, n. 173/04.

Documento di consultazione del 26/9/06 – Standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di gas naturale – Seconda consultazione proposte finali.

Documento di consultazione del 24/10/06 – Verifica dei dati di qualità commerciale e di sicurezza (modifiche ai testi integrati della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas e dell’energia elettrica).

Documento di consultazione del 29/03/2007 - Modifiche ed integrazioni alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 11 dicembre 2001, n. 229/01, 22 luglio 2004, n. 126/04 e 29 settembre 2004, n. 168/04.

Documento di consultazione del 02/07/2007 - Individuazione di obblighi di registrazione e di comunicazione relativi all'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, per sostituzione nella fornitura ai punti di riconsegna di cui agli articoli 14 e 15 della deliberazione 29 luglio 2004, n.138/04 e sue successive modifiche ed integrazioni.

Documento di consultazione del 09/07/2007 - Telemisura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale.

Documento di consultazione del 30/11/2007 - Aggiornamento del valore del contributo tariffario connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

Documento di consultazione del 03/06/2008 DCO 16/08 - Telelettura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale e telegestione dei misuratori del gas.

Documento di consultazione del 03/06/2008 DCO 15/08 - Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione di bacini ottimali d'utenza.

Documento di consultazione del 22/09/2008 DCO30/08 - Testo integrato della regolazione delle tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione.

Documento di consultazione del 25/02/2010 DCO1/10 - Rinnovo delle disposizioni in materia di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e reti di trasporto

Documento di consultazione del 07/06/2010 DCO18/10 – Revisione di alcune disposizioni della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo 2009-2012 (RQDG). Introduzione di uno standard specifico per mancata lettura di misuratori accessibili e del flusso informativo sulle cause di mancata raccolta.

Efficienza Energetica

Dall'esercizio 2008 la società rientra tra i soggetti tenuti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriali 21 dicembre 2007, che prevedono il raggiungimento di obiettivi specifici di risparmio di energia primaria da parte dei distributori di gas naturale che alla data del 31.12.2006 avevano almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione.

Ai fini del conseguimento di tali obiettivi, i distributori devono sviluppare progetti di risparmio energetico nel rispetto delle disposizioni della legge n. 239/04 (c.d. Legge Marzano), e dei relativi dispositivi di attuazione, in particolare in materia di attività post-contatore.

In data 21 dicembre 2007 il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto di revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004. In particolare, il decreto rivede al rialzo gli obiettivi nazionali di risparmio energetico precedentemente determinati nel 2004 per i settori elettrico e gas per gli anni 2008 e 2009 e fissa i nuovi obiettivi di riferimento per il triennio 2010-2012.

Con delibera EEN 25/09, integrata e modificata dalla delibera EEN 01/10, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha determinato in 9.352 tonnellate equivalenti di petrolio (tep), l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2010 a carico di Unigas Distribuzione S.r.l..

Contributo tariffario

A fronte dell'obbligo di raggiungimento di obiettivi specifici di risparmio di energia primaria da parte dei distributori di gas, la società, per ogni titolo TEE annullato ai fini del conseguimento degli obiettivi specifici di risparmio dell'anno 2010, come da delibera EEN 21/09 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, riceverà un contributo tariffario unitario per l'anno 2010 pari a 92,22 €/tonnellata equivalente di petroli.

Norme fiscali e tributi

Nuovi criteri fiscali degli ammortamenti delle imprese operanti nel trasporto e nella distribuzione del gas naturale.

I criteri per la determinazione della quota annua di ammortamento delle immobilizzazioni materiali deducibili ai fini delle imposte sul reddito, sono stati modificati per l'esercizio 2005 e per gli esercizi successivi rispettivamente dal decreto legge 30 settembre 2005, n. 203 convertito nella legge 2 dicembre 2005, n. 248 e dalla legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge finanziaria 2006). Per effetto di tali modifiche, la quota annua di ammortamento di queste immobilizzazioni, prima calcolata sulla base dei coefficienti previsti dal decreto del Ministro delle finanze del 31 dicembre 1988, si determina

dividendo il costo al lordo del fondo di ammortamento per gli anni di vita utile così come definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Inoltre per l'anno 2010 (? Siamo nel 2010), ai sensi del comma 2 dell'Art. 102 bis del TUIR, il risultato così come sopra determinato dovrà essere ulteriormente ridotto nella misura pari al 20% .

Le modifiche citate trovano ambito di applicazione nelle imprese operanti nel trasporto e distribuzione del gas e nelle imprese operanti nella distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica.

Situazione patrimoniale e economica

Lo stato patrimoniale risulta, in termini finanziari, così riassumibile:

ATTIVITA'	31/12/2010	31/12/2009	Variaz. Ass.	Variaz. %
Immobilizzazioni	47.087.165	42.247.921	4.839.244	11,45%
Attivo Circolante	8.337.231	8.150.880	186.351	2,29%
Ratei e risconti attivi	48.061	46.395	1.666	3,59%
TOTALE ATTIVITA'	55.472.457	50.445.196	5.027.261	9,97%

PASSIVITA'	31/12/2010	31/12/2009	Variaz. Ass.	Variaz. %
Patrimonio netto	21.080.303	19.318.056	1.762.247	9,12%
Trattamento fine rapporto	284.487	249.421	35.066	14,06%
Debiti	34.098.512	30.872.118	3.226.394	10,45%
Ratei e risconti passivi	9.155	5.601	3.554	63,45%
TOTALE PASSIVITA'	55.472.457	50.445.196	5.027.261	9,97%

La situazione reddituale viene riassunta in sintesi nella seguente tabella:

Conto Economico	31/12/2010	31/12/2009	Variaz. Ass.	Variaz. %
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	11.865.639	10.141.832	1.723.807	17,00%
A) Valore della Produzione	13.437.302	11.082.429	2.354.873	21,25%
B) Costi della Produzione	10.358.119	8.745.020	1.613.099	18,45%
Differenza (A – B)	3.079.183	2.337.409	741.774	31,73%
Risultato ante imposte	2.828.787	2.036.531	792.256	38,90%
Imposte sul reddito	-966.541	-722.210	-244.331	33,83%
RISULTATO NETTO	1.862.246	1.314.321	547.925	41,69%

Di seguito vengono dettagliati i ricavi caratteristici della società, da cui si evince come il *core business* sia il trasporto del gas.

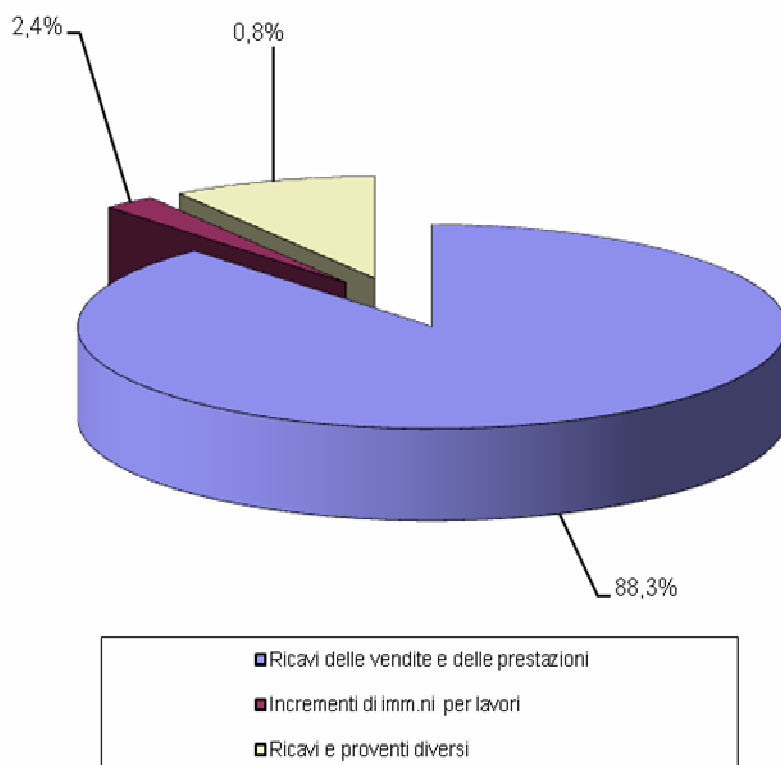
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2010	2009	Diff.	Var. %
Attività ai PDR	128.270	109.751	18.519	17%
Addebito lettura misuratori	76.514	2.200	74.314	100%
Posa Contatore	48.038	44.925	3.113	7%
Allacciamenti	566.970	571.381	-4.411	-1%
Trasporto Gas (Q. Fissa)	0	1.247.905	-1.247.905	-100%
Trasporto Gas su rete loc.	0	3.161.380	-3.161.380	-100%
Tariffa fissa DIS	3.425.482	1.493.217	1.932.265	100%
Tariffa fissa MIS	987.792	467.881	519.911	100%

Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2010	2009	Diff.	Var. %
Tariffa fissa COT	70.418	32.827	37.591	100%
Tariffa variabile	7.613.831	2.789.789	4.824.042	100%
Competenza tariffaria 157/2007	0	14.778	-14.778	100%
Conguagli tariffari	-1.109.756	146.058	-1.255.814	100%
Accertamento Delibera 40	58.080	59.740	-1.660	-3%
Totale	11.865.639	10.141.832	1.723.807	520%

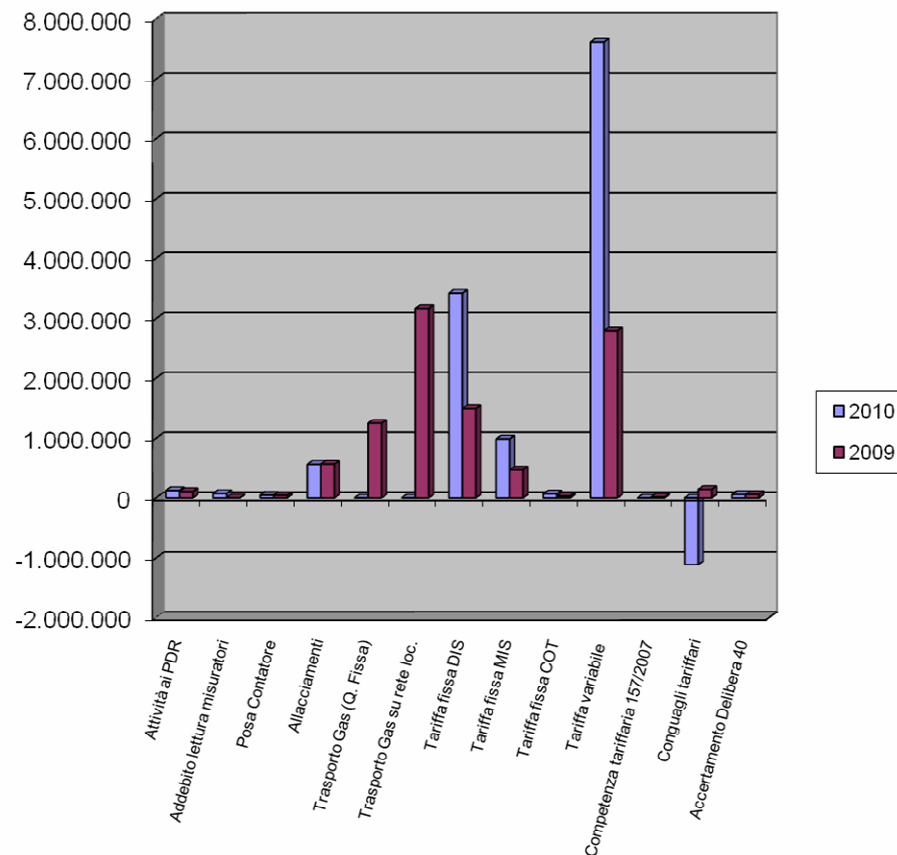
Gli incrementi delle immobilizzazioni per lavori interni dell'esercizio ammontano a € 320.960, con un decremento di circa 15 mila euro rispetto all'esercizio 2009.

Tra gli altri ricavi si evidenzia che a fronte del conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico, la società, come da delibera EEN 21/09 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, riceverà un contributo tariffario unitario per l'anno 2010 pari a 92,22 €/tonnellata equivalente di petroli per un totale di € 862.441. L'aumento dei ricavi per contributi AEEG è principalmente spiegato dai maggiori obiettivi per il risparmio energetico fissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2010 rispetto all'esercizio 2009.

Valore della produzione



Ricavi delle vendite e delle prestazioni



Relativamente all'analisi dei costi della produzione, si evidenzia come le maggiori spese siano imputabili ai servizi, ai canoni di concessione da corrispondere ai Comuni e al costo del personale.

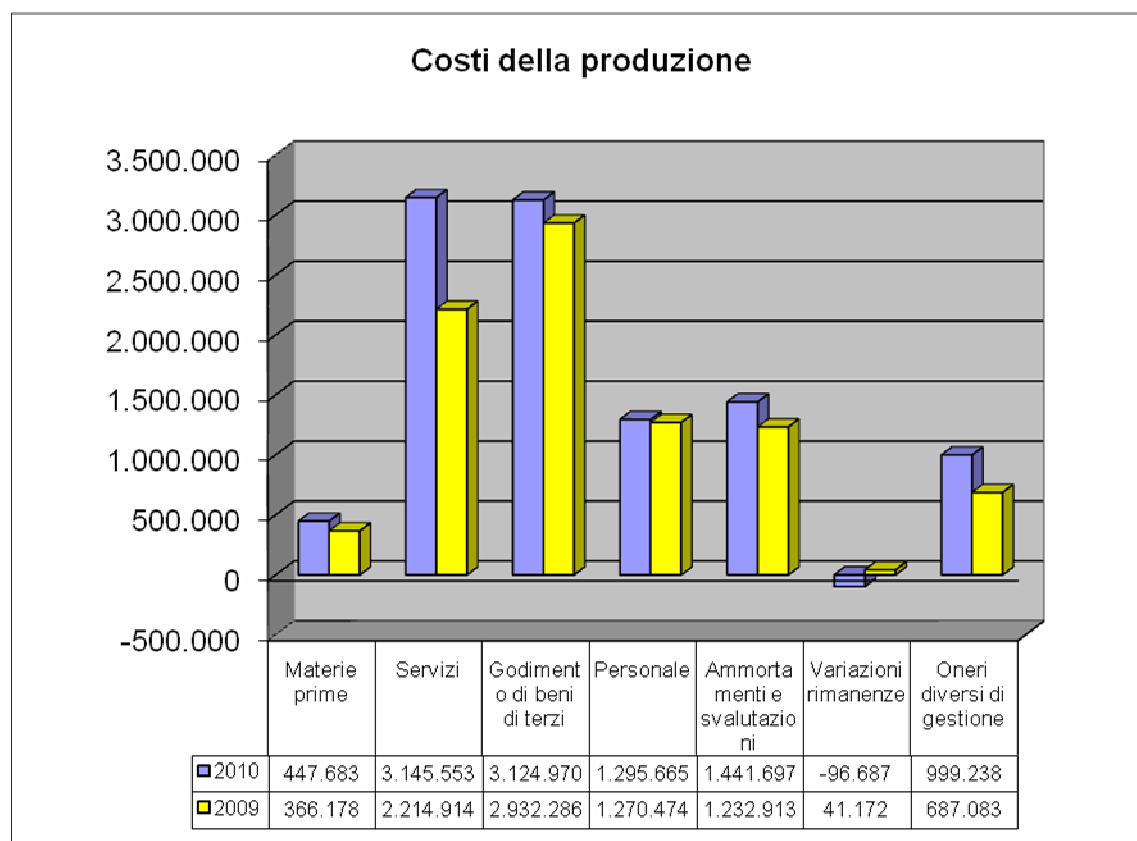
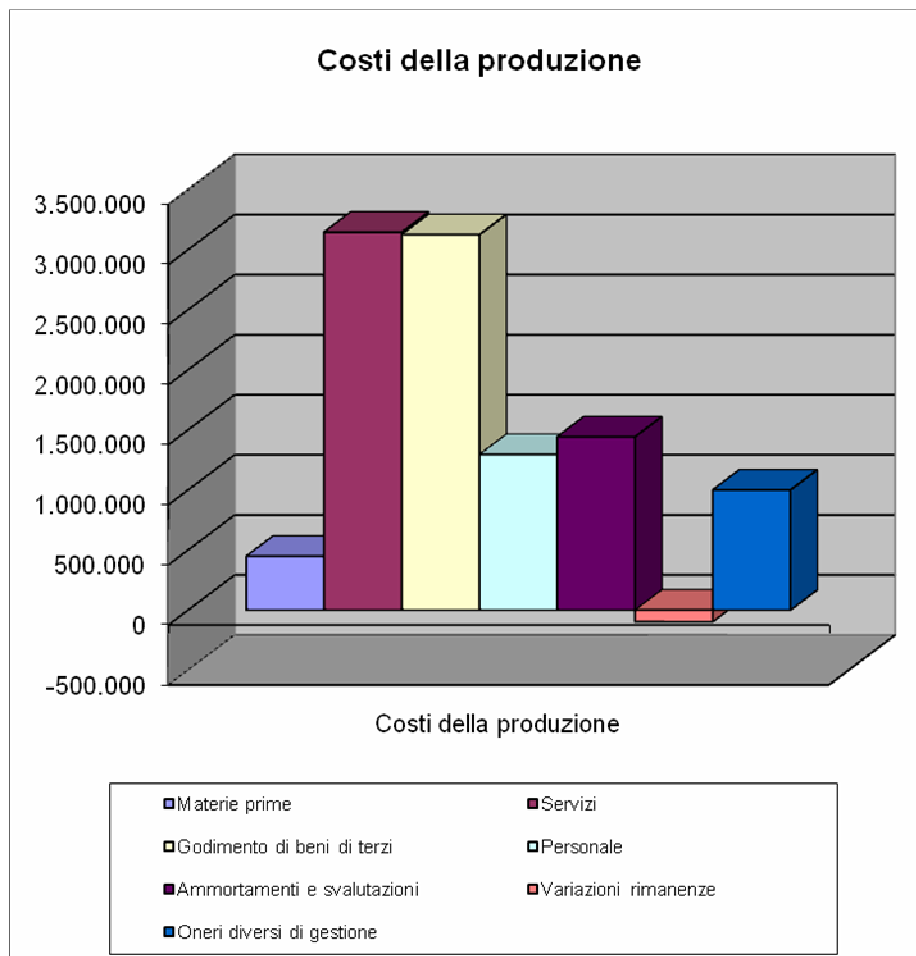
In particolare l'incidenza sui costi caratteristici dei canoni per concessioni, che al 31.12.2010 ammontano a € 3.112.245, è di circa il 7%.

I costi per servizi ammontano a € 3.145.553 e sono caratterizzati principalmente dai costi per la gestione per conto (€ 924.708) dai servizi appaltati a terzi (€ 379.682), dai costi per le letture contatori (€ 205.849), dai compensi all'organo amministrativo (€ 116.271), dalle manutenzioni ordinarie delle immobilizzazioni materiali della società (€ 327.745) e dalle spese di consulenza sostenute per la gara (€ 398.750). Si evidenzia che le spese sostenute per la gara sono state riaddebitate per € 350.000 così come previsto nel bando. I costi per godimento beni di terzi ammontano a € 3.124.970 e sono composti dai canoni di concessione (€ 3.112.245), da noleggi e affitti (€ 12.725).

Tra i costi per ammortamenti si evidenzia la quota dell'esercizio relativa all'avviamento che ammonta ad € 346.920.

Gli oneri diversi di gestione ammontano ad € 999.238 in aumento di circa 312 mila euro rispetto al 2009. Tale incremento è determinato dai maggiori obiettivi per il risparmio energetico fissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2010 rispetto all'esercizio 2009.

Con delibera EEN 25/09 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha determinato in 9.325 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2010 a carico della società UNIGAS. A fronte di tale obbligo la società, non essendo ad oggi in grado di ridurre i consumi attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica che consentono l'emissione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), ha dovuto acquistare tali titoli (TEE). Alla luce di quanto indicato sopra, per raggiungere l'obiettivo fissato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, nel corso dell'esercizio sono stati annullati gli 888 titoli di efficienza energetica detenuti dalla società, rilevando il relativo costo per € 75.658, mentre per quanto concerne le restanti 8.464 tonnellate equivalenti di petrolio indicate come obiettivo specifico di risparmio energetico per il 2010, in data 21.03.2011 la società ha provveduto all'acquisto di 6.500 titoli TEE di tipo 1 e di 1.964 titoli TEE di tipo 2. I titoli sono stati acquistati al prezzo unitario di € 97,40 per un costo totale di euro 824.393,60.



Personale ed organizzazione

La valorizzazione delle persone, lo sviluppo delle loro capacità e competenze, il riconoscimento dei meriti, la definizione delle responsabilità costituiscono i principali obiettivi del modello di gestione e sviluppo di UNIGAS.

La formazione, la comunicazione interna, il sistema di indirizzo e valutazione della performance, la valutazione del potenziale e delle capacità individuali sono gli strumenti utilizzati per attuare tale modello, finalizzati a favorire la crescita delle persone, rendendole partecipi e sempre più consapevoli e responsabilizzate rispetto agli obiettivi ed alle strategie aziendali.

Nel corso del 2010, l'impegno della Società si è concentrato nella valorizzazione e fidelizzazione dei collaboratori, ma anche nel potenziare quelle aree professionali per le quali un presidio altamente qualificato è condizione imprescindibile per garantire la sostenibilità dei processi di crescita di UNIGAS delineati per i prossimi esercizi in sede di pianificazione industriale.

Sulla base di questa consapevolezza, la politica di gestione delle risorse umane perseguita nel corso dell'esercizio 2010, coerentemente con l'esigenza di rispondere al fabbisogno di personale qualificato si è articolata lungo due direttrici d'azione principali, vale a dire:

1. perseverare nell'impegno etico e strategico, da sempre perseguito dalla società, nella custodia del patrimonio di competenze e know-how di cui dispone, favorendo la corretta ed equa gestione della mobilità interna e promuovendo lo sviluppo per linee interne attraverso percorsi di carriera progettati in funzione delle potenzialità, delle attitudini e delle performance individuali;
2. potenziare l'organico con profili professionali qualificati e di comprovata esperienza, al fine di rispondere, nell'immediato alle esigenze della società. E' importante, infatti, evidenziare che vengono costantemente monitorate le effettive esigenze, in termini quantitativi e qualitativi dell'organico, che devono essere sempre in linea con le esigenze di sviluppo previste dal piano industriale.

Occupazione

Al 31 dicembre 2010 il personale in servizio risulta così ripartito:

- Quadri	1
- Impiegati Amministrativi	9
- Impiegati Tecnici	8
- Operai	11

Interventi sull'organizzazione

La composizione eterogenea delle società di provenienza componenti l'attuale UNIGAS, la presenza di una Autorità nel settore gas che punta essenzialmente ad una riduzione delle tariffe e ad un aumento della qualità del servizio, in sintesi ad una riduzione dei margini aziendali che devono essere ripristinati attraverso l'aggregazione dimensionale organizzata e sinergica, e le normative e delibere attuative sempre più coercitive che obbligano a significativi investimenti ed all'attuazione di specifiche procedure tecnico-gestionali ed amministrative; obbligano al perseguimento di un urgente processo di revisione dell'organizzazione aziendale.

La necessità è quella di garantire efficienza e autonomia locale, variabile in funzione della specificità delle aree, in connubio con vincoli organizzativi di controllo, di uniformità e di qualità, per altro, come già rimarcato, imposti da norme tariffarie ed amministrative che lasciano pochi spazi a strutture disaggregate.

Pertanto UNIGAS ha proseguito nel 2010 un processo avviato nel 2006 di riorganizzazione con l'obiettivo di:

1. Creare, in una prima fase transitoria, una struttura molto flessibile all'interno della quale vengano individuate precise figure di riferimento, responsabili di territori e/o di funzioni e/o di sub – progetti organizzativi nell'ambito del più globale e complesso processo di strutturazione dell'intera Società.
2. Unificare il più possibile, compatibilmente con i vincoli imposti dalla presenza operativa di divisioni e di società terze operanti per conto, le funzioni, le responsabilità territoriali attraverso l'individuazione di specifiche figure, nonché le procedure operative manutentivo/gestionali all'interno di tutta la Società per facilitare lo scambio di informazioni e conformarsi alle richieste della certificazione di qualità ISO 9000: 2008, in vista anche delle future gare per l'acquisizione del servizio;
3. Disegnare la mappatura delle responsabilità territoriali e quella delle funzioni, prestando la dovuta attenzione all'individuazione delle funzioni e delle attività capisaldi del servizio di distribuzione gas (per esempio lo sportello non è attività principale della distribuzione e, soprattutto, non può essere svolta dalla distribuzione per conto della vendita). Attività principali sono invece: "Il Pronto Intervento", la messa a norma degli impianti e delle reti, la manutenzione programmata degli stessi,

ivi compresa la rintracciabilità di ogni evento manutentivo al fine di predisporre i report per l'Autorità, la gestione del codice di rete che regolamenta l'accesso delle società di vendita agli impianti gestiti dalla Società, la gestione cartografica informatizzata ed il suo continuo aggiornamento, la predisposizione dei progetti e dei piani d'investimento in funzione delle necessità di normalizzare gli impianti e di garantire il vettoriamento di gas a nuovi insediamenti, la corretta gestione e rintracciabilità degli eventi riguardanti l'esecuzione lavori in quanto direttamente connessi alla predisposizione delle schede di revisione tariffaria da presentare all'Autorità ed all'Unbundling (Delibera 11/07 da predisporre sempre per l'Autorità);

4. Stabilire dialoghi più diretti con tutti gli utenti del servizio, sia interni che esterni, attraverso lo sviluppo di adeguati strumenti informatici e di comunicazione, in modo da garantire un rapido ed uniforme controllo, un supporto tecnico – amministrativo ed un interscambio con le periferie e le società terze operanti per nostro conto o con le quali più frequentemente ci interfacciamo;
5. Sviluppare, in un quadro di uniforme gestione delle risorse umane, un programma di qualificazione professionale di tecnici ed operai che consenta di preparare adeguatamente la nuova generazione alle rispettive responsabilità e consenta una maggiore autonomia operativa "responsabile" delle unità locali;

Il personale di sede, cui sono state delegate funzioni specifiche, è stato trasferito dal mese di gennaio 2009 presso la struttura operativa di Nembro.

Tale soluzione ha permesso, oltre ad una riduzione dei costi di struttura (affitto, riscaldamento, energia elettrica, ecc...), la realizzazione di ulteriori sinergie del personale operativo. Infatti il raggruppamento in un'unica sede di tutto il personale dipendente consente una migliore distribuzione delle attività, nel corso dell'anno 2010 è proseguito il completamento di tale soluzione organizzativa, che è terminata con la comunicazione all'AEEG dell'apertura della sede operativa ed amministrativa di Nembro e con la variazione, nell'Assemblea Ordinaria del 10 gennaio 2011, della sede legale, che da Orio al Serio è stata spostata a Nembro presso la sede operativa ed amministrativa.

Le aree già individuate nel 2006 e consolidate nel corso del triennio 2007/2009 non sono state modificate, pertanto le tre aree operative sono:

- La **AOT 1**, con responsabile di area l'ing. Stefano Giudici, che gestisce operativamente i comuni di Clusone, Piario, Premolo, Ponte Nossola, Parre, Villa d'Ogna, Gandino, Gazzaniga, Albino, Pradalunga, Cene, Fiorano e Cazzano S. Andrea, Alzano Lombardo e Nembro. A questi comuni si è aggiunto il Comune di **Ardesio**, con decorrenza 1° gennaio 2010, per effetto dell'acquisizione del ramo d'azienda di distribuzione del gas metano della società Monte Secco Servizi S.r.l.. Il personale è composto da dipendenti UNIGAS.
- La **AOT 2**, gestita attraverso un appalto di "gestione per conto" dalla Linea Servizi, con specifica procura al Dott. Testa che risponde direttamente a UNIGAS nella persona del Direttore, geom. G. Manenti. I comuni interessati sono quelli di Calusco d'Adda, Villa d'Adda, Valbrembo, Suisio e Sotto il Monte, a questi dal 1° maggio 2008 si è aggiunto il Comune di **Carvico** in conseguenza all'aggiudicazione della gara per l'affidamento del servizio di distribuzione. Inoltre, con decorrenza 1° febbraio 2010 e 25 novembre 2010, si sono aggiunti rispettivamente gli impianti dei Comuni di **Ponte San Pietro** (per effetto dell'acquisizione del ramo d'azienda di distribuzione del gas metano della società Ponte Servizi S.r.l.) e del Comune di **Solza** (per effetto dell'aggiudicazione della gara ad evidenza pubblica). Il servizio di pronto intervento viene effettuato direttamente dalla Linea Servizi secondo la procedura standard e l'utilizzo del numero verde proprio di UNIGAS.
- La **AOT 3**, gestita attraverso apposito appalto di "gestione per conto" dalla Cogeide S.p.A., con specifica procura all'Ing. Stefano Sebastio, che gestisce i comuni di Caravaggio, Spirano, Pognano, Mozzanica, Pagazzano Misano e Treviglio.

Governance e responsabilità d'impresa

Organizzazione della società

In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società, l'organizzazione di UNIGAS si caratterizza per la presenza:

- di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere alla gestione aziendale;
- di un Collegio Sindacale chiamato a:
 - (i) vigilare sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo, nonché sul rispetto dei principi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali
 - (ii) controllare altresì l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno

- e del sistema amministrativo-contabile della Società;
- dell'Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l'altro, in sede ordinaria o straordinaria, in merito:
 - (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e i relativi compensi e responsabilità,
 - (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili,
 - (iii) all'acquisto e all'alienazione delle azioni proprie,
 - (iv) alle modificazioni dello statuto sociale,

L'attività di revisione contabile risulta affidata a una società specializzata, appositamente nominata dall'Assemblea dei soci.

Assetti proprietari e azionariato

Il capitale sociale di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. al 31 dicembre 2010 ammonta a 1.992.438,00 euro, interamente versato, rappresentato da n. 1.992.438 azioni ordinarie del valore nominale di 1,00 euro. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni possono esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima.

Socio	quote	%
ANITA S.R.L.	1.892.004,15	94,959239
CART GAS S.R.L.	83.103,00	4,170920
CART PARTECIPAZIONI S.R.L.	1.913,15	0,096021
GENERALE SERVIZI S.R.L.	15.417,89	0,773820
	1.992.438,19	100,00

Con atto del notaio Santus di Bergamo in data 13 gennaio 2011, ha seguito dell'ingresso del nuovo socio ASCOPIAVE Spa, sono state liberate le quote relative all'aumento del capitale sociale della società. Alla data del 13 gennaio 2011 il nuovo capitale sociale di **UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. ammonta ad euro 3.700.000,00** e risulta così suddiviso: **ANITA S.r.l. quota di euro 1.892.004,15 (51,1352%)**, **ASCOPIAVE S.p.A. quota di euro 1.807.995,85 (48,8648%)**.

Gestione dei rischi d'impresa

Ad integrazione ed ulteriore precisazione delle informazioni contenute nella presente relazione, si riporta di seguito una sintetica descrizione dei principali rischi e incertezze cui la Società è esposta.

Il processo articolato di gestione del rischio costituisce per la Società un elemento di importanza strategica al fine di conseguire i propri obiettivi in termini di massimizzazione e tutela del valore per i propri soci.

La diversificazione delle attività operative della Società, sia nel settore core sia in quelli secondari, pone il management di fronte a problematiche di natura diversa fra loro. A seconda delle diverse fattispecie operative e delle diverse conseguenti tipologie di rischio che si possono configurare, sono elaborate specifiche strategie di gestione e monitoraggio su base continuativa, al fine di limitare al massimo la variabilità dei flussi economico-finanziari dipendenti dall'evolversi delle situazioni di volta in volta riscontrate.

A tale proposito all'interno dell'analisi dell'andamento della gestione, si sono descritte le aree di rischio esistenti alla data attuale.

L'analisi avverrà attraverso un percorso che, partendo dal contesto ambientale in cui opera la Società, identifichi i rischi conseguenti e li valuti, per individuare infine le azioni di mitigazione.

Detta elencazione di rischi specifici è di seguito integrata da ulteriori considerazioni sul livello generale di "rischiosità" che in modo fisiologico si associa alle attività svolte dalla società.

Rischi connessi alle condizioni generali dell'economia

Nel corso del 2010 i mercati finanziari sono stati contraddistinti da una volatilità particolarmente marcata con pesanti ripercussioni su diverse istituzioni finanziarie e, più in generale, sull'intero andamento dell'economia.

Nel breve periodo, la situazione economica, patrimoniale e finanziaria della società non dovrebbe essere significativamente influenzata da tale crisi in quanto le principali voci di ricavo si originano in un mercato nazionale regolato dall'AEEG, dove i rischi di mercato, di prezzo e di cambio risultano molto bassi. Tuttavia, ove la situazione di marcata debolezza ed incertezza dovesse prolungarsi, l'attività, le strategie e le prospettive della Società potrebbero essere negativamente condizionate.

Rischi connessi al settore di attività

La società opera nell'attività di trasporto del gas naturale in Provincia di Bergamo.

Nell'ambito dei rischi d'impresa i principali rischi e, per quanto di seguito specificato, quelli gestiti da UNIGAS, sono i seguenti:

- I. il rischio mercato, derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse;
- II. il rischio di credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte;
- III. il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve;
- IV. il rischio *operation* derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone e all'ambiente e con riflessi sui risultati economico-finanziari;
- V. i rischi legati alla regolamentazione del settore di attività in cui opera la società;
- VI. rischi legati all'esito di controversie in corso.

I) Rischio Di Mercato

Rischio di variazione dei tassi di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. Parte dei finanziamenti di UNIGAS prevedono tassi di interesse indicizzati sui tassi di riferimento del mercato, in particolare lo *Europe Interbank Offered Rate*, "Euribor".

L'obiettivo della Società è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti in coerenza con gli obiettivi di *business*.

II) Rischio Di Credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione della società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti.

UNIGAS presta i propri servizi di *business* ad un numero limitato di operatori del settore del gas, dei quali il più significativo per volume di affari è BLUEMETA SPA. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti da uno o più di tali operatori potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sull'equilibrio finanziario di UNIGAS.

Le regole per l'accesso degli Utenti al servizio di trasporto del gas sono stabilite dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e sono previste nel Codice di Rete, ovvero i documenti che stabiliscono le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione dei servizi, e dettano clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte degli Utenti.

Considerata la tipologia della clientela (società di vendita in possesso di autorizzazione ministeriale) non si evidenziano situazioni di particolari rischi di credito.

Occorre rilevare che, seppur la quasi totalità dei crediti della Società sono esigibili verso un numero ristretto di clienti, non si ravvisano rischi di concentrazione del credito per la primaria affidabilità di questi clienti.

III) Rischio Liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale.

L'obiettivo della Società è quello di porre in essere una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti (in termini di livello percentuale di *leverage* e di livelli percentuali del rapporto tra indebitamento a medio lungo termine e di quello tra indebitamento a tasso fisso e a tasso variabile su indebitamento totale), garantisca un livello di liquidità adeguato per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Allo stato attuale, la Società ritiene che i flussi derivanti dalla gestione dell'impresa e l'attuale struttura finanziaria e patrimoniale possano ragionevolmente consentire l'accesso, a normali condizioni di mercato, ad un ampio spettro di forme di finanziamento attraverso il mercato dei capitali e le istituzioni creditizie.

Si precisa inoltre che poiché la società opera in un mercato nazionale regolato dall'AEEG, non sussistono rischi di mercato, di prezzo e di cambio.

Comunque la politica di gestione adottata dagli amministratori, anche attraverso budget periodici finanziari, consente di monitorare il livello di rischio nel tempo e pone in condizioni l'Amministratore di mettere in atto interventi immediati per contrastarne gli effetti, qualora negativi.

IV) Rischio Operation

UNIGAS è soggetta a numerose leggi e regolamenti per tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza a livello nazionale, regionale, locale e comunitario. La normativa ambientale pone anche limiti alle emissioni nell'atmosfera da parte di impianti utilizzati da UNIGAS per lo svolgimento delle proprie

attività. Le normative in materia ambientale, di salute e di sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di UNIGAS e non può essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti.

A questo proposito UNIGAS si è dotata di una politica di Salute Sicurezza Ambiente, consolidata ormai da diversi anni in azienda. Il sistema di gestione della salute, della sicurezza e dell'ambiente della Società è basato su disposizioni organizzative e ordini di servizio interni, che stabiliscono le responsabilità e le procedure da adottare nelle fasi di progettazione, realizzazione, esercizio e dismissione per tutte le attività della società, in modo da assicurare il rispetto delle leggi e delle normative interne in materia di salute sicurezza e ambiente. La struttura organizzativa prevede che i responsabili di unità abbiano, per le attività di loro competenza, la responsabilità anche in materia di salute, sicurezza e ambiente. Inoltre lo sviluppo e il mantenimento di sistemi di gestione per l'ambiente e per la salute e sicurezza dei lavoratori, sviluppati in conformità alla *best practice* internazionale, basati su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione di nuovi obiettivi è orientato alla prevenzione dei rischi in un ciclo di miglioramento continuo.

Rischi derivanti da eventuali malfunzionamenti degli impianti

La gestione di un sistema di gasdotti complesso implica una serie di rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione di servizio non dipendenti dalla volontà di UNIGAS, quali quelli determinati da incidenti, guasti o malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ed eventi straordinari quali esplosioni, incendi, terremoti, frane o altri eventi simili che sfuggono al controllo della Società. Tali eventi potrebbero inoltre causare danni rilevanti a persone, cose o all'ambiente.

Le eventuali interruzioni di servizio e gli obblighi di risarcimento causati da tali eventi potrebbero determinare riduzioni dei ricavi e/o incrementi dei costi. Benché UNIGAS abbia stipulato specifici contratti di assicurazione a copertura di alcuni tra tali rischi, le relative coperture assicurative potrebbero risultare insufficienti per far fronte a tutte le perdite subite, agli obblighi di risarcimento o agli incrementi di spesa.

Tuttavia, la presenza e il monitoraggio continuo di adeguati sistemi di prevenzione e protezione all'interno delle singole aree operative, che agiscono rispettivamente sulla frequenza e sulla gravità degli eventi, l'adozione di piani di manutenzione, la disponibilità di ricambi strategici e l'adozione di strumenti di trasferimento dei rischi al mercato assicurativo consentono di mitigare le conseguenze economiche di eventi avversi.

Rischi derivanti dalla stagionalità del business

L'attività svolta da UNIGAS non presenta fenomeni di stagionalità in grado di influenzare significativamente i risultati economico-finanziari semestrali e annuali.

V) Rischi legati alla regolamentazione del settore di attività in cui opera la Società'

UNIGAS opera in un contesto normativo al momento alquanto confuso, in regime di forte concorrenza per aggiudicarsi eventualmente una concessione di gestione del servizio di distribuzione gas in un determinato territorio comunale che svolge poi in regime di esclusiva per un periodo massimo, che attualmente è anche quello standard previsto dalle gare, di dodici anni.

Sebbene la volontà del Legislatore (Ministeri competenti) e del Regolatore (AEEG) sia quella di dare al settore un contesto normativo e regolatorio stabile attraverso l'emanazione di regole aventi validità di medio /lungo periodo, con particolare riferimento alle tariffe del servizio, ai contenuti dei contratti di servizio, ai criteri di indizione della gara e di affidamento della stessa, alla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas, in realtà il concretizzarsi di tale volontà è tutta da vedersi nel corso dell'anno 2009, anno che dovrebbe segnare appunto l'emanazione di quelle regole e norme tanto auspiccate.

In ogni caso il legislatore sembra orientarsi verso regole che premiano la dimensione aziendale (gare per bacini d'utenza piuttosto ampi), l'efficienza (sistemi tariffari che si baseranno sul riconoscimento di costi standard, sia in fase d'investimento che di gestione) e la qualità, sicurezza e continuità del servizio (incentivi ma anche controlli sempre più severi - ed eventualmente sanzionatori - da parte dell'AEEG).

Identificazione dei rischi

Partendo dal contesto ambientale sopra descritto, è possibile individuare i rischi distinti in:

rischi esterni, quali:

- 1) l'elevato grado di competizione nelle gare per l'acquisizione delle concessioni;
- 2) il contesto normativo e regolamentare non sempre chiaro e comunque al momento penalizzante per il settore anche per la forte esposizione a sanzioni da parte dell'AEEG;
- 3) la pericolosità intrinseca della materia distribuita (gas naturale) che può provocare incidenti;

e

rischi interni, quali:

- 1) politiche di consolidamento della presenza sul territorio che potrebbero spingere fino ad effettuare offerte antieconomiche o instaurare collusioni con gli Enti affidatari;

- 2) strategie di mantenimento di elevati margini che portino al contrario alla perdita delle concessioni fino anche alla fuoriuscita dal mercato;
- 3) incapacità nel rendere economico il modello organizzativo e gestionale in rapporto alle crescenti esigenze di contenimento dei costi;
- 4) modello organizzativo e gestionale eccessivamente votato al contenimento dei costi a scapito della sicurezza e qualità nella gestione del servizio e dell'ambiente in cui operano i dipendenti.

Valutazione dei rischi

Con riferimento ai rischi esterni di cui al paragrafo precedente:

- 1) *competitività del mercato*: **alto**, il rischio è infatti sempre più elevato con l'approssimarsi delle scadenze previste dalle norme di legge e, qualora dovessero essere definiti ampi bacini d'utenza come risulta dai primi documenti emessi, diviene sempre più difficile la competizione sia per le referenze proprie della vostra società che per l'impatto economico che ne potrebbe derivare;
- 2) *contesto normativo e regolamentare*: **alto**, il continuo proliferare di normative e la loro complessità, nonché le difficoltà interpretative che ne conseguono, espongono l'operatore ad un alto rischio di inadempienza e quindi di sanzione da parte dell'organismo di regolazione e controllo (AEEG);
- 3) *pericolo di incidenti*: **medio/basso**, sebbene il rischio incidenti da gas sia sempre in agguato, il settore non segnala una particolare incidenza degli stessi in considerazione dell'estensione degli impianti.

Con riferimento ai rischi interni di cui al paragrafo precedente:

- 1) *politiche di offerte particolarmente ardite*: **alto**, la competizione spinta e senza particolari regole, focalizzata spesso solo sull'aspetto economico, porta inevitabilmente a correre seri rischi nell'ambito delle offerte effettuate che rischiano di mettere in crisi gli equilibri economico finanziari della società a fronte dello sviluppo o dello stesso mantenimento dell'attuale presenza;
- 2) *politiche di offerte eccessivamente prudentiali*: **medio/alto**, al contrario del caso precedente, politiche troppo prudentiali sotto il profilo economico porterebbero la vostra società ad essere scarsamente competitiva e quindi alla perdita graduale delle proprie posizioni, fino anche ad essere esclusa dal mercato;
- 3) *modello organizzativo e gestionale antieconomico*: **medio**, il mancato adeguamento del modello organizzativo e gestionale alle nuove esigenze di efficienza ed economicità imposte dal mercato rischiano di porre, nel giro di un breve periodo, la vostra società fuori mercato in quanto non sarebbe in grado di mantenere comunque un risultato positivo della gestione;
- 4) *modello organizzativo e gestionale rischioso per qualità e sicurezza*: **medio/alto**, per contro, rispetto al precedente punto 3), il voler mantenere stessi livelli di marginalità in un mercato così competitivo o, addirittura, incrementarli, rischia di esporre la vostra stessa società a pericolose inefficienze sul piano qualitativo e di sicurezza del servizio ma anche degli stessi operatori.

Individuazione delle azioni di mitigazione

Al fine di rendere le informazioni maggiormente complete ed esaustive, aumentando nel contempo la loro trasparenza e qualità e reputazione aziendale, si elencano di seguito le principali azioni di mitigazione che UNIGAS ha adottato in rapporto ai rischi esposti.

Al fine di meglio approfondire e chiarire il contesto normativo per una sempre aggiornata e corretta interpretazione delle norme, esponenti della società partecipano assiduamente a convegni, Gruppi di Lavoro e Commissioni appositamente istituite. Attraverso l'avvio delle procedure di certificazione e l'acquisizione ed implementazione di programmi specifici, la società intende dotarsi di un sistema integrato di gestione della sicurezza, cui affianca sempre più efficienti sistemi di controllo degli impianti. Per quanto riguarda le offerte le stesse vengono attentamente valutate con riferimento alle particolari situazioni territoriali ed attraverso l'utilizzo di specifici programmi che ne consentono una congrua valutazione; la società sta infine operando per dotarsi di apposito codice etico.

VI) Rischi legati all'esito delle controversie in corso

La Società, con l'assistenza dei propri legali, gestisce e monitora costantemente tutte le controversie in corso e, sulla base del prevedibile esito delle stesse, procede, qualora necessario, allo stanziamento di appositi fondi rischi. Si segnala che ad oggi non risultano controversie in corso.

Altre informazioni

Revisione del bilancio

Il bilancio d'esercizio di UNIGAS è stato sottoposto a revisione contabile da parte della società TickMark SpA sulla base dell'incarico conferito dall'assemblea dei soci per gli esercizi dal 2008 al 2010.

Partecipazioni detenute in altre società

Al 31.12.2010 la società detiene il 100% delle azioni della Società BlueMETA S.p.A. Si rimanda al paragrafo relativo della Nota Integrativa.

Informazioni ex art 2428 C.C.

In bilancio non sono stati iscritti all'attivo patrimoniale costi di ricerca e sviluppo.

Informazioni obbligatorie sul personale

La Società non ha avuto morti sul lavoro del personale iscritto a libro matricola.

La Società non ha avuto infortuni gravi sul lavoro che hanno comportato lesioni gravi o gravissime del personale iscritto a libro matricola.

La Società non ha avuto addebiti in ordine a malattie professionali su dipendenti o ex dipendenti e cause di mobbing.

Informazioni obbligatorie sull'ambiente

La Società non ha causato danni all'ambiente.

Alla Società non sono state inflitte sanzioni o pene per reati o danni ambientali.

Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti

L'effettuazione di operazioni con società correlate risponde all'interesse di UNIGAS DISTRIBUZIONE SRL a concretizzare le sinergie esistenti in termini di integrazione produttiva e commerciale, impiego efficiente delle competenze esistenti, razionalizzazione dell'utilizzo delle strutture centrali e risorse finanziarie.

Vengono considerate tipiche o usuali quelle operazioni che, per l'oggetto o la natura, rientrano nel normale corso degli affari della Società e quelle che non contengono particolari elementi di criticità in relazione alle caratteristiche o ai rischi inerenti alla natura della controparte al tempo del loro compimento. Tali rapporti sono regolati da appositi contratti le cui condizioni sono in linea con quelle di mercato.

Per un dettaglio dei più significativi rapporti con le parti correlate, così come definite ai sensi dei principi contabili e identificate in base alla procedura della Società, intervenuti nel corso dell'esercizio 2010 si rimanda alla trattazione in Nota Integrativa dei rapporti con le parti correlate.

Gara per la selezione del partner industriale strategico di Unigas Distribuzione S.r.l.

Nel corso dell'anno si è conclusa la procedura di gara, avviata con la pubblicazione del disciplinare di gara il 2 febbraio 2010, relativa alla selezione del partner industriale strategico di Unigas Distribuzione S.r.l. Il progetto, deliberato dai rispettivi Consigli Comunali degli Enti locali e delle società partecipate, prima della costituzione della holding Anita, si poneva i seguenti obiettivi:

- il rafforzamento della società mediante l'ingresso nella compagine sociale di un partner industriale strategico, in grado di consentire sinergie industriali nel territorio di normale operatività di UNIGAS, sfruttabili con l'alleanza con UNIGAS stessa e, conseguentemente, assicurarle le potenzialità per competere, con successo, nell'assegnazione della gestione dei futuri ambiti minimi territoriali, di cui all'art. 46bis, legge 222/2007;
- il mantenimento della maggioranza del capitale sociale in capo agli Enti locali, al fine di consentire loro di influire, con maggiore rapidità ed efficacia, sull'attività di manutenzione e sviluppo territoriale delle infrastrutture della distribuzione del gas naturale, viepiù allorquando interconnesse, nonché di garantire la sicurezza e la qualità del servizio reso alla cittadinanza;
- il conseguimento, da parte di UNIGAS, delle risorse finanziarie e delle competenze tecniche indispensabili per portare a compimento gli investimenti nelle gestioni in corso, nonché affrontare gli impegni legati al conseguimento di nuovi affidamenti ad esito delle gare di prossima indizione.

La procedura di gara prevedeva la selezione del partner industriale strategico previa sottoscrizione di un aumento di capitale riservato, in forza del quale lo stesso partner assumerà una quota pari al 48,8648% del capitale sociale di Unigas Distribuzione, e la designazione di un'impresa autorizzata alla vendita del

gas naturale, per l'integrazione di Blue Meta secondo una delle tre alternative (fusione, conferimento o acquisto).

La procedura di gara ha previsto una prima fase relativa alla manifestazione d'interesse da parte dei soggetti candidati, concretatasi nella seduta pubblica del seggio di gara appositamente nominato del 19 aprile 2010, e che ha visto l'ammissione alla presentazione delle offerte di cinque soggetti: Edison DG S.p.A., Enel Rete Gas S.p.A., Ascopiave S.p.A., Italcogim S.p.A. e l'ATI composta dalle società Sime S.p.A., Condotte Nord S.p.A. e Gritti Gas Rete S.r.l..

Una seconda fase si è realizzata con l'espletamento della due diligence obbligatoria e quindi l'accesso alla "data room" da parte dei soggetti invitati alla presentazione delle offerte. In questa seconda fase la società Italcogim S.p.a. ha comunicato formale rinuncia al proseguo nella procedura di gara.

La terza fase si è concretizzata il 1° ottobre 2010 con la presentazione delle offerte, entro tale termine è pervenuta una sola offerta da parte della società Ascopiave S.p.A. di Pieve di Soligo in provincia di Treviso.

In data 4 ottobre 2010, la Commissione di gara, appositamente dal Consiglio di Amministrazione di Unigas Distribuzione S.r.l., ha iniziato i lavori in seduta pubblica, che poi sono proseguiti nelle sedute riservate del 7.10.2010 e 12.10.2010, fino alla seduta pubblica del 14.10.2010 dove la stessa Commissione ha assegnato i punteggi relativi all'offerta tecnica e quelli relativi all'offerta economica, dichiarando l'aggiudicazione provvisoria della gara ad Ascopiave S.p.A..

La procedura di gara si è quindi conclusa con la sopravvenuta efficacia dell'aggiudicazione definitiva, deliberata dal Consiglio di Amministrazione di Unigas in data 20 dicembre 2010 a favore di Ascopiave S.p.A., a seguito dell'esito positivo della verifica dei requisiti dichiarati e della comunicazione dell'operazione di concentrazione all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato

A seguito della sopravvenuta efficacia della gara indetta, in data 10 gennaio 2011 l'assemblea dei soci della società UNIGAS DISTRIBUZIONE S.R.L. ha deliberato di aumentare a pagamento il capitale sociale per Euro 1.707.561,81, con un sovrapprezzo di Euro 16.429.104,79, con esclusione del diritto di sottoscrizione ai sensi dell'art.2481 bis cod.civ. e dell'art.5.3 dello statuto sociale vigente. Tale aumento da offrirsi in sottoscrizione alla società ASCOPIAVE S.P.A. quale aggiudicataria della gara per la selezione del partner industriale strategico indetta da UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. come da verbale di aggiudicazione in data 21 ottobre 2010, si è perfezionato in data 13 gennaio 2011 con atto di conferimento in denaro ad integrale sottoscrizione e liberazione dell'aumento di capitale di Euro 1.707.561,81 e del relativo sovrapprezzo di Euro 16.529.538,83.

Nello stesso giorno è stato sottoscritto il contratto di acquisto delle azioni di Blue Meta da parte della società candidata Ascotrade S.p.A.

A seguito degli atti di cui sopra il nuovo capitale sociale di **UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. risulta pari ad euro 3.700.000,00**, ed è così suddiviso: **ANITA S.r.l. quota di euro 1.892.004,15 (51,1352%), ASCOPIAVE S.p.A. quota di euro 1.807.995,85 (48,8648%).**

Evoluzione prevedibile della gestione 2011

Previsione dell'incremento dell'utenza servita e dei volumi di gas distribuito.

Gli utenti serviti al 31/12/2010 sono 91.400, compreso il Comune di Solza, la cui gestione ha avuto decorrenza il 25 novembre 2010. Per effetto dell'incremento medio annuo dell'utenza servita, si prevede di superare, al 31/12/2011 i 92.000 utenti serviti. La previsione di gas distribuito viene stimata pari a circa **180 milioni di mc/anno**.

Investimenti

UNIGAS perseguirà nel 2011 le iniziative necessarie a supportare la crescita della richiesta del servizio e a garantire una maggiore qualità e sicurezza dello stesso, attraverso progetti di investimento al rinnovo, all'ammodernamento tecnologico ed al potenziamento delle reti e degli impianti.

La spesa per investimenti prevista nel 2011 è pari a circa 4 milioni di euro.

Efficienza

Proseguirà anche per l'anno 2011 l'attenzione da parte della società al tema dell'efficienza in particolare verso l'ottimizzazione dei costi operativi attraverso principalmente la riorganizzazione delle attività operative distribuite sul territorio con una ulteriore riduzione dei costi attraverso recuperi di produttività ed economie di scala.

Conto Economico Previsionale di Budget 2011

Come noto l'Autorità con la Delibera ARG/gas 159/08 ha modificato il metodo di calcolo del VRT per la predisposizione delle tariffe di vettoriamento del terzo periodo regolatorio. In sostanza ha definito la remunerazione dei costi operativi un valore parametrico (euro/punto di riconsegna) sulla base della densità della clientela gestita.

Viceversa, per quanto riguarda la copertura dei costi del capitale investito, ha previsto la determinazione delle immobilizzazioni nette (ai fini della remunerazione degli investimenti e degli ammortamenti), sulla base dei dati patrimoniali contenuti nei libri contabili dell'impresa.

Per effetto degli investimenti relativi all'anno 2009 e dell'incremento dell'utenza gestita per effetto dell'acquisizione degli utenti di Solza, per il Budget 2011 si stima un valore dei ricavi appena superiore a 12 milioni di euro.

Per quanto riguarda i costi di gestione, dopo l'ottimizzazione realizzata nel biennio 2006/2007 ed il lieve incremento registrato nel triennio 2008/2010, è previsto, anche per l'anno 2011, un contenuto incremento degli stessi, infatti il piano di riorganizzazione dei processi gestionali e delle strutture operative, che verrà avviato nel corso del 2011 a seguito della partnership con Ascopiave, produrrà una riduzione dei costi solo a partire dall'anno 2012.

Gli ammortamenti, verranno incrementati sulla base degli investimenti previsti per circa 4 ML di euro.

Il costo degli interessi passivi e degli oneri finanziari sarà solo quello relativo ai soli mutui e finanziamenti a medio termine in essere in quanto, a seguito dell'avvenuta aggiudicazione della gara, Unigas non ha più debiti finanziari di cassa.

Saranno invece calcolati gli interessi attivi in base a quanto riconosciuto dagli istituti di credito.

Proposta destinazione utile

Il Consiglio di Amministrazione informa che è di prossima sottoscrizione un accordo tra la società Anita Srl e la società Ascopiave Spa per la cessione del 10% delle azioni detenute da Ascopiave S.p.a. nella società Blue Meta Spa ad Anita Srl. Tale importante scelta strategica ha portato la società Anita S.r.l. ad avere la necessità di reperire i fondi necessari al perfezionamento dell'operazione di cui sopra. Da qui la richiesta da parte dei soci di prevedere la distribuzione da parte di Unigas di dividendi straordinari per un ammontare complessivo di circa 6 milioni di euro. Si evidenzia che ha seguito della cessione delle azioni di Blu Meta avvenuta a gennaio 2011, la società Unigas si trova in una situazione finanziaria ottimale e la plusvalenza realizzata a seguito di tale cessione porterà a chiudere il bilancio 2011 con un utile d'esercizio che permetterà la ripatrimonializzazione della società attraverso la costituzione di nuove riserve che andranno a rimpiazzare quelle eventualmente distribuite ai soci. Alla luce di quanto sopra il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea dei soci di destinare l'utile di esercizio e di distribuire riserve nel modo seguente:

- a riserva legale: euro 93.275,82 pari al 5% dell'utile di esercizio;
- dividendo: euro 0,4781 per quota, pari a complessivi euro 1.768.970,00 dell'utile di esercizio sulla base della tabella di seguito riportata;

PROSPETTO RIPARTIZIONE DIVIDENDO	QUOTA CAPITALE AL 22.03.2011	QUOTA PARTECIPAZIONE DIVIDENDO	UTILE PER QUOTA	DIVIDENDO
ANITA S.r.l.	1.892.004,15	51,14%	0,4781	904.567,18
ASCOPIAVE S.p.A.	1.807.995,85	48,86%	0,4781	864.402,82
TOTALE	3.700.000,00	100,00%	0,47810	1.768.970,00

dividendo straordinario mediante distribuzione di riserve: euro 1,1435 per quota, pari a complessivi euro 4.230.950,00 sulla base della tabella riepilogativa seguente:

PROSPETTO RIPARTIZIONE DIVIDENDO	QUOTA CAPITALE AL 22.03.2011	QUOTA PARTECIPAZIONE DIVIDENDO	DIVIDENDO PER QUOTA	DIVIDENDO
ANITA S.r.l.	1.892.004,15	51,14%	1,1435	2.163.506,75
ASCOPIAVE S.p.A.	1.807.995,85	48,86%	1,1435	2.067.443,25
TOTALE	3.700.000,00	100,00%	1,14350	4.230.950,00

Il Presidente del
Consiglio di Amministrazione
Rag. Antonio Pezzotta

Glossario

Termini economici e finanziari

Ammortamento

L'ammortamento è il processo mediante il quale il costo delle immobilizzazioni viene ripartito in funzione del periodo in cui l'impresa ne trae beneficio, che normalmente corrisponde con l'intera durata di utilizzazione.

Capitale investito netto

Investimenti netti di natura operativa, rappresentati dalla somma del capitale circolante netto e delle immobilizzazioni.

Cash flow

Disponibilità finanziaria che si genera in un'impresa in un determinato periodo di tempo. Più precisamente, costituisce la differenza tra le entrate correnti (principalmente ricavi d'esercizio monetari) e le uscite monetarie correnti (costi di competenza del periodo di riferimento, che hanno generato un'uscita di cassa).

Corporate governance

Insieme di regole che presiedono e indirizzano la gestione e il controllo delle società. Il sistema di corporate governance definisce la ripartizione dei ruoli e dei diritti tra i partecipanti alla vita di una società, attraverso l'attribuzione dei compiti, delle responsabilità e dei poteri decisionali.

Costi operativi

Costi sostenuti per svolgere l'attività caratteristica dell'impresa. Fra i principali costi operativi vi sono gli acquisti, i servizi, l'energia, i materiali di consumo, e il costo del lavoro, la manutenzione.

Derivati

Uno strumento finanziario viene definito derivato quando il suo profilo di costo/rendimento deriva dai parametri di costo/rendimento di altri strumenti principali, chiamati "sottostanti", che possono essere materie prime, valute, tassi di interesse, titoli, indici azionari.

Dividendo

Remunerazione deliberata dall'Assemblea degli azionisti su proposta del Consiglio di Amministrazione, corrisposta agli azionisti.

Immobilizzazioni

Voce dell'attivo di stato patrimoniale, che accoglie, al netto dei relativi ammortamenti e svalutazioni, gli elementi destinati a perdurare nel tempo. Sono suddivise nelle seguenti tre categorie principali: "Immobilizzazioni immateriali", "Immobilizzazioni materiali", "Immobilizzazioni finanziarie".

Indebitamento finanziario netto

Indicatore del grado di indebitamento di una società. E' calcolato come differenza tra l'ammontare dei debiti (al netto dei crediti della stessa natura) derivanti da rapporti di natura finanziaria e quello delle disponibilità liquide ed equivalenti.

Investimenti

Costi riferiti a beni ad utilizzo pluriennale che non esauriscono la loro utilità nel corso di un periodo amministrativo.

Oneri finanziari netti

Costo netto sostenuto per l'utilizzo di capitale di terzi. Comprende inoltre gli altri oneri netti correlati alla gestione finanziaria.

Patrimonio netto

Insieme delle risorse apportate dagli azionisti aumentato degli utili non distribuiti e diminuito delle perdite.

Ricavi della gestione caratteristica

Proventi relativi alla cessione di beni e/o alla prestazione di servizi inerenti alla gestione caratteristica, cui sono riferibili tutti quei valori economici che sono collegati al campo di attività tipica dell'impresa e che sono ricorrenti nello svolgimento delle operazioni aziendali.

Utile operativo

Differenza fra le vendite ed il costo del prodotto venduto in un determinato periodo. È quindi il risultato della gestione operativa ed è al lordo dei costi e dei ricavi della gestione finanziaria e delle imposte.

Utile netto

Risultato che si ottiene sottraendo dal risultato operativo, il risultato della gestione finanziaria e le imposte sul reddito.

Termini commerciali

Anno termico

Periodo temporale di riferimento in cui viene suddiviso il periodo di regolazione, la cui durata va dal 1° ottobre al 30 settembre dell'anno successivo.

Codice di rete

Documento che stabilisce le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione del servizio di distribuzione.

Distribuzione

Servizio di trasporto di gas naturale attraverso reti di metanodotti locali, in genere a bassa pressione ed in contesti urbani, per la consegna ai consumatori finali.

Giorno Gas

Periodo di 24 ore consecutive con inizio alle ore 06.00 di ogni giorno e termina alla stessa ora del giorno successivo.

Punto di Consegna

E' il punto fisico della rete o aggregato locale di punti fisici nei quali il Trasportatore riconsegna il gas trasportato all'Utente e nel quale avviene la sua misurazione (REMI).

Tariffe di distribuzione

Prezzi unitari applicati al servizio di distribuzione.

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

I Titoli di Efficienza Energetica, denominati anche certificati bianchi, sono istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/07/2004, elettricità 20/07/2004 gas) successivamente modificati ed integrati con il D.M. 21/12/2007 determinante gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica. I TEE sono emessi dal GME (Gestore del Mercato Elettrico) a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. I TEE hanno un valore pari ad un tep e si distinguono in tre tipologie.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica sia attraverso la realizzazione di progetti di efficienza energetica e la conseguente emissione dei TEE sia acquistando TEE da altri soggetti.

Gestore del Mercato Elettrico

Il GME organizza e gestisce la sede per la contrattazione dei TEE ed ha predisposto, d'intesa con l'AEEG (del. AEEG n. 67 del 14/04/2005), le regole di funzionamento del mercato dei TEE.

Termini tecnici**Gas naturale**

Miscela di idrocarburi, composta principalmente da metano e in misura minore da etano, propano ed idrocarburi superiori. Il gas naturale immesso nelle reti dei metanodotti deve rispettare una specifica di qualità unica per garantire l'intercambiabilità del gas transitante.

Gas naturale liquefatto (GNL)

Gas naturale, costituito prevalentemente da metano liquefatto per raffreddamento a -161°C, a pressione atmosferica, allo scopo di renderlo idoneo al trasporto mediante apposite navi cisterna (metaniere) oppure allo stoccaggio in serbatoi. Per essere immesso nella rete di trasporto, il prodotto liquido deve essere riconvertito allo stato gassoso in impianti di rigassificazione e portato alla pressione di esercizio dei gasdotti.

Metanodotto o Gasdotto

Condotta utilizzata per il trasporto di gas naturale realizzata ed esercita secondo le normative tecniche nazionali ed internazionali.

Protezione catodica

Tecnica di protezione dalla corrosione di gasdotti, serbatoi, impianti, moli ecc. che consiste nel proteggere una struttura metallica rendendola "catodica", ossia elettricamente negativa, mediante il collegamento ad una serie di anodi opportunamente collocati.

Il Presidente del
Consiglio di Amministrazione
Rag. Antonio Pezzotta

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l.

Sede in Nembro (Bg), Via Lombardia n. 27

Capitale sociale € 3.700.000,00 i.v.

Registro delle imprese di Bergamo e codice fiscale n. 03083850168

R.E.A. di Bergamo n. 348149

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

AL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2010

Signori Soci,

per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 il Collegio Sindacale è responsabile della funzione di vigilanza, mentre la funzione di controllo contabile è stata affidata alla società di revisione Tickmark S.p.A.

Questo Collegio Sindacale è stato nominato in data 13.01.2011 e quindi non ha potuto svolgere nel corso del 2010 alcuna funzione tra quelle richieste al Collegio Sindacale.

Con la presente relazione Vi rendiamo conto del nostro operato.

Dalla data della nomina il Collegio:

- ha espletato una prima verifica di insediamento nella quale ha preso atto dell'organizzazione aziendale, dei vari rapporti giuridici, finanziari ed economici in essere. Il Collegio ha inoltre esaminato tutte le delibere del Consiglio di Amministrazione e dell'Assemblea dei soci assunte nel corso del 2010.

- ha esaminato dettagliatamente il libro del collegio sindacale e sentito i componenti del precedente collegio. I precedenti sindaci hanno confermato di aver vigilato nel corso dell'esercizio sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione utilizzando, nell'espletamento dell'incarico, i



suggerimenti indicati nelle “Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio nazionale dei dottori commercialisti e degli esperti contabili”.

Durante l'esercizio i sindaci precedenti hanno partecipato alle Assemblee e alle riunioni del Consiglio di Amministrazione, svoltesi nel rispetto delle norme statutarie e legislative che ne disciplinano il funzionamento, e per le quali è possibile ragionevolmente assicurare che le azioni deliberate sono state conformi alla legge e allo statuto e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in conflitto d'interessi o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

Il precedente collegio ci ha informato di aver ottenuto dagli amministratori, con periodicità trimestrale informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla società ed è possibile ragionevolmente assicurare che le azioni deliberate e poste in essere sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o in contrasto con le delibere assunte dall'assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

- Questo collegio sindacale ha incontrato il partner della società di revisione incaricata del controllo contabile che ha informato i sindaci delle analisi e delle verifiche da loro svolte per l'esame delle procedure amministrativo-contabili adottate dalla società. Sulla base dei colloqui con la società di revisione e del lavoro fatto dalla data della nomina abbiamo potuto acquisire una accettabile consapevolezza sull'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione.

Non risultano pervenute denunce ex articolo 2408 del Codice Civile.

Per quanto di nostra conoscenza, gli Amministratori, nella redazione del bilancio, non

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized, cursive name followed by a large, circular flourish.

hanno derogato alle disposizioni di cui all'articolo 2423, quarto comma, del Codice Civile.

Per quanto concerne il bilancio, ora sottoposto al Vostro esame ed alla Vostra approvazione, Vi segnaliamo che i criteri di valutazione delle poste dello Stato Patrimoniale, previamente sottoposte dagli Amministratori al nostro giudizio, sono pienamente coerenti con il disposto dell'art. 2426 C.C.

A giudizio del Collegio Sindacale non sussistono motivi ostativi all'approvazione del bilancio, né vi sono obiezioni da formulare in merito alla destinazione dell'utile dell'esercizio come proposto dall'organo amministrativo.

Nembro, 28 marzo 2011

Dott. Giorgio Dall'Olio

Ing. Renzo Capra

Dott. Armando Sech

IL COLLEGIO SINDACALE

Presidente

Sindaco Effettivo

Sindaco Effettivo

The image shows three handwritten signatures in black ink. The first signature is at the top, corresponding to the President. The second signature is below it, corresponding to the first effective director. The third signature is at the bottom, corresponding to the second effective director. The signatures are written in a cursive, somewhat stylized hand.