

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 31/12/2011

STATO PATRIMONIALE (In Euro)

ATTIVO	AI 31/12/2011		AI 31/12/2010	
	Parziali	Totali		
<hr/>				
B IMMOBILIZZAZIONI				
B.I IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI				
B.I.1 Costi di impianto e di ampliamento	50.867	41.423		
B.I.4 Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	20.442	1.215		
B.I.5 Avviamento	2.777.442	3.124.362		
B.I.6 Immobilizzazioni in corso e acconti	143.770	-		
B.I.7 Altre immobilizzazioni immateriali	3.236.019	1.628.120		
Totali IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI	6.228.540	4.795.120		
B.II IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI				
B.II.1 Terreni e fabbricati	1.483.067	1.479.973		
B.II.2 Impianti e macchinario	24.068.379	22.349.350		
B.II.3 Attrezzature industriali e commerciali	78.634	97.532		
B.II.4 Altri beni materiali	222.487	131.673		
B.II.5 Immobilizzazioni in corso e acconti	76.177	219.017		
Totali IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	25.928.744	24.277.545		
B.III IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE				
B.III.1 Partecipazioni	-	18.014.500		
B.III.1.a Partecipazioni in imprese controllate	-	18.014.500		
Totali IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE	-	18.014.500		
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI	32.157.284	47.087.165		

C ATTIVO CIRCOLANTE
C.I RIMANENZE

C.I.1	Materie prime, sussidiarie e di consumo	350.400	416.381
Totale	RIMANENZE	350.400	416.381

C.II CREDITI CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

C.II.1	Crediti verso clienti	4.523.219	1.864.508
	esigibili entro l'esercizio successivo	3.766.783	1.864.508
	esigibili oltre l'esercizio successivo	756.436	-
C.II.2	Crediti verso imprese controllate	-	3.637.269
	esigibili entro l'esercizio successivo	-	3.637.269
C.II.4	Crediti verso imprese controllanti	-	20.708
	esigibili entro l'esercizio successivo	-	20.708
C.II.4-bis	Crediti tributari	621.127	269.244
	esigibili entro l'esercizio successivo	621.127	269.244
C.II.4-ter	Imposte anticipate	420.400	231.900
	esigibili entro l'esercizio successivo	-	7.642
	esigibili oltre l'esercizio successivo	420.400	224.258
C.II.5	Crediti verso altri	3.030.607	1.869.716
	esigibili entro l'esercizio successivo	3.030.607	1.869.716

Totale	CREDITI CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI	8.595.353	7.893.345
---------------	---	------------------	------------------

C.III ATTIVITA' FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

C.III.6	Altri titoli	76.731	-
Totale	ATTIVITA' FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI	76.731	-

C.IV DISPONIBILITA' LIQUIDE

C.IV.1	Depositi bancari e postali	14.196.799	23.483
C.IV.3	Denaro e valori in cassa	787	4.022
Totale	DISPONIBILITA' LIQUIDE	14.197.586	27.505

TOTALE ATTIVO CIRCOLANTE	23.220.070	8.337.231
---------------------------------	-------------------	------------------

D RATEI E RISCONTI ATTIVI

D.II	Altri ratei e risconti attivi	50.421	48.061
------	-------------------------------	--------	--------

TOTALE RATEI E RISCONTI ATTIVI	50.421	48.061
---------------------------------------	---------------	---------------

TOTALE ATTIVO		55.427.775	55.472.457
PASSIVO		AI 31/12/2011	AI 31/12/2010
		Parziali	Totali
A	PATRIMONIO NETTO		
A.I	<i>Capitale</i>	3.700.000	1.992.438
A.II	<i>Riserva da sovrapprezzo delle azioni</i>	23.632.479	8.146.117
A.III	<i>Riserve di rivalutazione</i>	34.739	34.739
A.IV	<i>Riserva legale</i>	372.053	278.777
A.V	<i>Riserve statutarie</i>	2.200	2.200
A.VII	<i>Altre riserve</i>	5.576.011	8.674.875
A.VIII	<i>Utili (perdite) portati a nuovo</i>	-	88.911
A.IX	<i>Utile (perdita) dell'esercizio</i>	6.686.917	1.862.246
TOTALE PATRIMONIO NETTO		40.004.399	21.080.303
A.VII	<i>Altre riserve: distinta indicazione</i>	5.576.011	8.674.875
66.21	<i>Riserva straordinaria</i>	-	2.938.851,76-
66.34	<i>Riserve da Scissione</i>	-	116.239,11-
66.35	<i>Riserva da Trasformazione art. 115 TUEL</i>	5.500.000,00-	5.500.000,00-
66.48	<i>Avanzi di fusione</i>	-	43.771,89-
66.62	<i>Riserva contributi regionale ex art. 55 TUIR</i>	76.013,00-	76.013,00-
C	TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO	358.180	284.487
D	DEBITI		
D.4	Debiti verso banche	7.711.625	22.511.404
D.4.1	Banche c/c passivo	-	13.199.514
	esigibili entro l'esercizio successivo	-	13.199.514
D.4.3	Mutui passivi bancari	2.486.506	3.178.837
	esigibili entro l'esercizio successivo	517.533	697.510
	esigibili oltre l'esercizio successivo	1.968.973	2.481.327
D.4.4	Altri debiti verso banche	5.225.119	6.133.053
	esigibili entro l'esercizio successivo	1.385.726	1.337.304
	esigibili oltre l'esercizio successivo	3.839.393	4.795.749
D.7	Debiti verso fornitori	4.710.372	4.522.686
	esigibili entro l'esercizio successivo	4.710.372	4.522.686
D.9	Debiti verso imprese controllate	-	36.796

	esigibili entro l'esercizio successivo	-	36.796
D.12	Debiti tributari	235.472	344.415
	esigibili entro l'esercizio successivo	235.472	344.415
D.13	Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	228.318	213.864
	esigibili entro l'esercizio successivo	228.318	213.864
D.14	Altri debiti	2.155.297	6.469.347
	esigibili entro l'esercizio successivo	2.155.297	6.469.347

TOTALE DEBITI	15.041.084	34.098.512
----------------------	-------------------	-------------------

E RATEI E RISCONTI PASSIVI

E.II	<i>Altri ratei e risconti passivi</i>	24.112	9.155
------	---------------------------------------	--------	-------

TOTALE RATEI E RISCONTI PASSIVI	24.112	9.155
--	---------------	--------------

TOTALE PASSIVO	55.427.775	55.472.457
-----------------------	-------------------	-------------------

CONTI D'ORDINE

K.1.1.d	Fideiussioni ad altre imprese	238.659-	193.409-
K.1.3.d	Altre garanzie ad altre imprese	-	2.250.000-
TOTALE CONTI D'ORDINE		238.659-	2.443.409-

CONTO ECONOMICO

CONTO ECONOMICO		AI 31/12/2011		AI 31/12/2010
		Parziali	Totali	
A VALORE DELLA PRODUZIONE				
A.1	<i>Ricavi delle vendite e delle prestazioni</i>		11.487.286	11.865.639
A.4	<i>Incrementi di immobilizzazioni per lavori</i>		340.093	320.960
A.5	<i>Altri ricavi e proventi</i>		1.523.647	1.250.703
A.5.b	Ricavi e proventi diversi	1.523.647		1.250.703
TOTALE VALORE DELLA PRODUZIONE			13.351.026	13.437.302
B COSTI DELLA PRODUZIONE				
B.6	<i>Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci</i>		417.018	447.683
B.7	<i>Costi per servizi</i>		2.750.590	3.145.553
B.8	<i>Costi per godimento di beni di terzi</i>		2.997.175	3.124.970
B.9	<i>Costi per il personale</i>		1.448.316	1.295.665
B.9.a	Salari e stipendi	1.025.146		922.960
B.9.b	Oneri sociali	347.871		309.195
B.9.c	Trattamento di fine rapporto	75.299		63.510
B.10	<i>Ammortamenti e svalutazioni</i>		1.980.547	1.441.697
B.10.a	Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	511.884		510.321
B.10.b	Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	1.013.444		931.376
B.10.d	Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	455.219		-
B.11	<i>Variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci</i>		65.981	96.687-
B.14	<i>Oneri diversi di gestione</i>	1.889.292		999.238
TOTALE COSTI DELLA PRODUZIONE			11.548.919	10.358.119
Differenza tra valore e costi della produzione				
			1.802.107	3.079.183
C PROVENTI E ONERI FINANZIARI				
C.16	<i>Altri proventi finanziari</i>		316.759	1.300
C.16.d	Proventi diversi dai precedenti	316.759		1.300
C.16.d.3	Proventi diversi dai precedenti da imprese controllanti	421		708
C.16.d.4	Proventi diversi dai precedenti da altre imprese	316.338		592
C.17	<i>Interessi ed altri oneri finanziari</i>		193.309-	251.701-
C.17.d	Interessi e altri oneri finanziari verso altri	193.309-		251.701-

TOTALE PROVENTI E ONERI FINANZIARI	123.450	250.401-
---	----------------	-----------------

E PROVENTI E ONERI STRAORDINARI

E.20	<i>Proventi straordinari</i>	5.773.949	5
E.20.a	Plusvalenze da alienazione	5.773.949	-
E.20.b	Altri proventi straordinari	-	5
E.21	<i>Oneri straordinari</i>	3-	-
E.21.c	Altri oneri straordinari	3-	-

TOTALE PROVENTI E ONERI STRAORDINARI	5.773.946	5
---	------------------	----------

Risultato prima delle imposte	7.699.503	2.828.787
--------------------------------------	------------------	------------------

22	<i>Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate</i>	1.012.586-	966.541-
22.a	Imposte correnti sul reddito dell'esercizio	1.201.086-	1.040.070-
22.c	Imposte anticipate sul reddito dell'esercizio	188.500	73.529

23 Utile (perdite) dell'esercizio	6.686.917	1.862.246
--	------------------	------------------

UNIGAS DISTRIBUZIONE GAS S.R.L.

ALLEGATO N. 1 al Bilancio chiuso al 31.12.2011

PROSPETTO IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI

IMMOBILIZZAZIONI	COSTO STORICO					AMMORTAMENTI ACCUMULATI				NETTO Immobilizzaz. nette 31/12/11 (i=d-h)
	Saldo al 31/12/2010 (a)	Incrementi dell'esercizio (b)	Decrementi dell'esercizio (c)	Svalutazione (l)	Saldo al 31/12/2011 (d=a+b-c-l)	Saldo 31/12/2010 (e)	Ammortamenti esercizio (f)	Variazione fondo (g)	Saldo 31/12/2011 (h=e+f-g)	
Spese di costituzione e impianto	85.927	25.953	0	0	111.880	44.504	16.508	0	61.012	50.868
Licenze software	41.285	24.819	0	0	66.104	40.070	5.592	0	45.662	20.442
Spese di avviamento immobilizz.	5.900.000	0	0	0	5.900.000	2.775.638	346.920	0	3.122.558	2.777.442
Concessione Comune Ponte San Pietro	984.734	0	0	0	984.734	49.237	84.098	0	133.335	851.399
Concessione Servizi Gas	374.431	0	0	0	374.431	228.370	18.273	0	246.643	127.788
Costi pluriennali Beni di terzi	64.816	0	0	0	64.816	18.690	4.566	0	23.256	41.560
Immobilizzazioni immateriali in corso	0	143.770	0	0	143.770	0	0	0	0	143.770
Beni in concessione Comune Solza	0	219.017	0	0	219.017	0	5.476	0	5.476	213.541
Beni in concessione Comune Pontirolo Nuovo	0	1.442.460	0	0	1.442.460	0	5.293	0	5.293	1.437.167
Beni in concessione CABINE (op. murarie)	0	4.043	0	0	4.043	0	101	0	101	3.942
Beni in concessione RETI	0	20.245	0	0	20.245	0	506	0	506	19.739
Beni in concessione ALLACCI	0	7.492	0	0	7.492	0	188	0	188	7.304
Beni in concessione GRUPPI DI RIDUZIONE	0	58	0	0	58	0	3	0	3	55
Beni in concessione MISURATORI	0	12.462	0	0	12.462	0	634	0	634	11.828
Altre spese ed oneri pluriennali	940.761	45.000	0	0	985.761	440.325	23.741	0	464.066	521.695
TOTALE	8.391.954	1.945.319	0	0	10.337.273	3.596.834	511.899	0	4.108.733	6.228.540

Il legale rappresentante

PROSPETTO IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

IMMOBILIZZAZIONI	COSTO STORICO					AMMORTAMENTI ACCUMULATI				NETTI	
	Saldo al 31/12/2010 (a)	Incrementi dell'esercizio (b)	Decrementi dell'esercizio (c)	Rettifiche dell'esercizio (l)	Saldo al 31/12/2011 (d=a+b-c-l)	Saldo al 31/12/2010 (e)	Ammortam. esercizio (f)	Variazione fondo (g)	Saldo 31/12/2011 (h=e+f-g)	Immobilizzaz. nette 31/12/2011 (i=d-h)	
Terreni e fabbricati:											
- Fabbricati industriali	1.345.489	37.673	0	0	1.383.162	175.173	34.579	0	209.752	1.173.410	
- Terreni	315.733	0	0	0	315.733	6.076	0	0	6.076	309.657	
	1.661.222	37.673	0	0	1.698.895	181.249	34.579	0	215.828	1.483.067	
Impianti e macchinari											
- impianti	8.494.532	1.381.070	169.764	0	9.705.838	998.127	328.113	17.329	1.308.911	8.396.927	
- misuratori	1.677.345	470.289	27.384	0	2.120.250	362.260	105.231	2.641	464.850	1.655.400	
- condutture	13.699.800	1.024.574	159.871	0	14.564.503	1.518.001	379.883	13.939	1.883.945	12.680.558	
- stazioni di decompressione	1.409.348	77.373	11.245	0	1.475.476	384.312	76.612	2.824	458.100	1.017.376	
- beni gratuitamente devolvibili	336.440	0	0	0	336.440	164.748	17.170	0	181.918	154.522	
- beni inferiori 516	348.460	0	0	0	348.460	189.126	7.506	0	196.632	151.828	
	25.965.925	2.953.306	368.264	0	28.550.967	3.616.574	914.515	36.733	4.494.356	24.056.611	
Attrezzature industriali e com.											
- attrezzatura	191.965	0	0	0	191.965	108.111	14.508	0	122.619	69.346	
- attrezzatura varia e minuta	96.511	0	0	0	96.511	82.998	4.226	0	87.224	9.287	
- attrezzatura < 516	3.429	0	0	0	3.429	3.265	164	0	3.429	0	
	291.905	0	0	0	291.905	194.374	18.898	0	213.272	78.634	
Altri beni:											
- automezzi	195.525	43.872	0	0	239.397	170.382	6.471	0	176.853	62.544	
- autovetture	130.548	28.955	0	0	159.503	110.185	12.039	0	122.224	37.279	
- impianti telefonici	10.044	11.370	0	0	21.414	7.720	1.926	0	9.646	11.768	
- macchine uff. elettroniche	86.939	57.995	0	0	144.934	71.304	8.344	0	79.648	65.286	
- mobili e arredi	156.913	5.240	0	0	162.153	89.423	16.357	0	105.780	56.373	
- telefoni cellulari	1.853	602	0	0	2.455	1.136	314	0	1.450	1.005	
	581.822	148.034	0	0	729.856	450.150	45.451	0	495.601	234.255	
Imm.zioni in corso e acconti											
- Acconti Immobilizzazioni	219.017	0	219.017	0	0	0	0	0	0	0	
- Immobilizzazioni in corso	0	76.177	0	0	76.177	0	0	0	0	76.177	
	219.017	76.177	219.017	0	76.177	0	0	0	0	76.177	
TOTALE	28.719.891	3.215.190	587.281	0	31.347.800	4.442.347	1.013.443	36.733	5.419.057	25.928.744	

FONDO IMPOSTE ANTICIPATE

<u>IRES + IRAP</u>	Anno Formaz.	<i>totale costo</i>	<i>Quota deducibile</i>	2011	Esercizi succ.	TOTALE
Spese di rappresentanza						
	2007	8.040,00	2.680,00	536,00		536,00
totale		8.040,00	2.680,00	536,00	0,00	536,00
Compenso amministratori						
		<i>Non pagato esercizio</i>	<i>Utilizzi esercizio</i>			
	2010	27.000,00	27.000	27.000,00		27.000,00
	2011	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale		27.000,00		27.000,00	0,00	27.000,00
Ammortamenti Avviamento						
		<i>Acc.ti esercizio</i>	<i>Utilizzi esercizio</i>			
	2007	58.360,00	222	222,00	58.138,00	58.360,00
	2008	19.720,00		0,00	19.720,00	19.720,00
	2009	19.720,00		0,00	19.720,00	19.720,00
	2010	19.142,00		0,00	19.142,00	19.142,00
	2011	19.142,00		0,00	19.142,00	19.142,00
totale		136.084,00		222,00	135.862,00	136.084,00
Ammortamenti settore GAS						
		<i>Acc.ti esercizio</i>	<i>Utilizzi esercizio</i>			
Ante 2007	2007	121.552,00	5.840,00	5.840,00	115.712,00	121.552,00
Post 2007	2010	543.343,00		0,00	543.343,00	543.343,00
	2011	267.806,00		0,00	267.806,00	267.806,00
totale		932.701,00		5.840,00	926.861,00	932.701,00
F.do Svalutazione crediti						
		<i>Acc.ti esercizio</i>	<i>Utilizzi esercizio</i>			
	2011	430.327,00			430.327,00	430.327,00
totale		430.327,00		0,00	430.327,00	430.327,00
IMPONIBILE IMPOSTE ANTICIPATE IRES ESERCIZIO						
				0,00	-717.275,00	-717.275,00
IMPONIBILE IMPOSTE ANTICIPATE IRAP ESERCIZIO						
				0,00	-19.142,00	-19.142,00
IMPONIBILE IMPOSTE ANTICIPATE IRES PRECEDENTI						
				-33.598,00	-775.775,00	-809.373,00
IMPONIBILE IMPOSTE ANTICIPATE IRAP PRECEDENTI						
				-6.598,00	-232.432,00	-239.030,00
				2011	Esercizi succ.	TOTALE
Imposte da accantonare nell'esercizio	IRES			27,5%	27,5%	Totale Acc.to
		<i>Differite</i>		0,00	0,00	0,00
		<i>Anticipate</i>		0,00	-197.251,00	-197.251,00
Imposte da utilizzare nell'esercizio	IRAP			3,90%	3,90%	
		<i>Differite</i>		0,00	0,00	0,00
		<i>Anticipate</i>		0,00	-747,00	-747,00
IMPOSTE DIFFERITE						
				0,00	0,00	0,00
IMPOSTE ANTICIPATE						
				0,00	-197.998,00	-197.998,00
IMPOSTE ANTICIPATE/DIFFERITE DA ACCANTONARE						
				0,00	-197.998,00	-197.998,00
Imposte da utilizzare nell'esercizio	IRES			27,5%	27,5%	Saldo Fondo
		<i>Differite</i>		0,00	0,00	0,00
		<i>Anticipate</i>		-9.239,00	-410.589,00	-410.589,00
Imposte da utilizzare nell'esercizio	IRAP			3,90%	3,90%	
		<i>Differite</i>		0,00	0,00	0,00
		<i>Anticipate</i>		-257,00	-9.811,00	-9.811,00
IMPOSTE DIFFERITE						
				0,00	0,00	0,00
IMPOSTE ANTICIPATE						
				-9.496,00	-420.400,00	-420.400,00
IMPOSTE ANTICIPATE/DIFFERITE DA UTILIZZARE						
				-9.496,00	-420.400,00	-420.400,00

RENDICONTO FINANZIARIO DELLE VARIAZIONI DI LIQUIDITA'

FONTI DI FINANZIAMENTO	31.12.2011	%	31.12.2010	%
A) LIQUIDITA' GENERATA DALLA GESTIONE REDDITUALE				
Utile (perdita) dell'esercizio	6.686.917	21,48%	1.861.375	15,04%
Ammortamenti dell'esercizio	1.525.328	4,90%	1.441.697	11,65%
Riduzione di crediti:				
- a breve termine	173.839	0,56%	0	0,00%
Aumento di crediti:				
- a breve termine	173.839	0,56%	0	0,00%
- a medio-lungo termine	(952.578)	-3,06%	(111.272)	-0,90%
Aumento rimanenze	0	0,00%	(96.687)	-0,78%
Riduzione rimanenze	65.981	0,21%	0	0,00%
Aumento ratei e risconti attivi	(2.360)	-0,01%	(1.666)	-0,01%
Aumento debiti commerciali:	187.686	0,60%	0	0,00%
- entro 12 mesi	187.686	0,60%	0	0,00%
Riduzione debiti commerciali:	0	0,00%	(664.869)	-5,37%
- entro 12 mesi	0	0,00%	(664.869)	-5,37%
Riduzione debiti tributari	(108.943)	-0,35%	(57.249)	-0,46%
Indennita' di anzianita':				
Accantonamento	73.693	0,24%	35.066	0,28%
Pagamenti	185.644	0,60%	60.674	0,49%
Riduzione debiti verso banche	(13.331.069)	-42,82%	0	0,00%
Aumenti debiti verso banche	0	0,00%	9.135.833	73,84%
Aumento ratei e risconti passivi	14.957	0,05%	3.554	0,03%
LIQUIDITA' GENERATA DALLA GESTIONE REDDITUALE	(5.666.549)	-18,20%	11.545.782	93,32%
Aumento di Capitale Netto	18.237.098	58,57%	825.665	6,67%
Riduzioni di attivo immobilizzato:				
Riduzioni immobilizzazioni immateriali	18.565.048	59,63%	1.203	0,01%
Riduzioni immobilizzazioni materiali	0	0,00%	1.203	0,01%
Riduzioni immobilizzazioni finanziarie	550.548	1,77%	0	0,00%
	18.014.500	57,86%	0	0,00%
TOTALE FONTI DI FINANZIAMENTO	31.135.597	100,00%	12.372.650	100,00%
IMPIEGHI DI LIQUIDITA'				
Aumenti di attivo immobilizzato:				
Aumenti di immobilizzazioni immateriali	5.160.494	16,57%	6.282.144	50,77%
Aumenti di immobilizzazioni materiali	1.945.304	6,25%	1.062.332	8,59%
Riduzione di debiti:				
- a breve termine	3.215.190	10,33%	5.219.812	42,19%
- a medio-lungo termine	5.805.102	18,64%	5.999.708	48,49%
Pagamento dividendi	4.336.392	13,93%	5.197.577	42,01%
	1.468.710	4,72%	802.131	6,48%
	5.999.920	19,27%	100.000	0,81%
TOTALE IMPIEGHI DI LIQUIDITA'	16.965.516	54,49%	12.381.852	100,07%
AUMENTO (DIMINUZIONE) DI LIQUIDITA'	14.170.081	45,51%	(9.202)	-0,07%
DISPONIBILITA' LIQUIDE ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	27.505		36.707	
DISPONIBILITA' LIQUIDE ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	14.197.586		27.505	

UNIGAS DISTRIBUZIONE

S.r.l.

Bilancio di esercizio al 31/12/2011

Relazione sulla gestione

ai sensi dell'art. 2428 c.c.

Bilancio al 31/12/2011 RELAZIONE SULLA GESTIONE

Misone

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l è *principale operatore per la distribuzione del gas naturale nella provincia di Bergamo.*

Obiettivo di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l è la creazione di valore in grado di soddisfare le attese dei soci, 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 DISTRIBUZIONE S.r.l 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, 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 Nossa, 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 concessionaria del servizio per un periodo pari a 12 anni.*

Anno 2009

Nell'anno 2009 la società con atto notarile del 05 giugno 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 DISTRIBUZIONE S.r.l di Euro 853.899.

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, Cart Gas S.r.l. quota di Euro 83.103, Cart Partecipazioni S.r.l. quota di Euro 1.913 e Generale Servizi S.r.l. quota di Euro 15.417

Con atto notarile del 30 dicembre 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 concessionaria del servizio.

Anno 2010

Con atto notarile del 26 gennaio 2010, stipulato presso il notaio Santus di Bergamo, UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l 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 DISTRIBUZIONE S.r.l 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.

A seguito di aggiudicazione della gara ad evidenza pubblica, con decorrenza 26 novembre 2010, UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. gestisce il servizio di distribuzione del gas metano nel territorio comunale di **Solza**.

Anno 2011

Con atto del notaio Santus di Bergamo in data 13 gennaio 2011, a seguito dell'ingresso del nuovo socio Ascopiave S.p.A., 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 e risulta così suddiviso: Anita S.r.l. quota di Euro 1.892.004 (51,1352%), Ascopiave S.p.A. quota di Euro 1.807.996 (48,8648%).

A seguito di aggiudicazione della gara ad evidenza pubblica, con decorrenza 1 dicembre 2011, UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. gestisce il servizio di distribuzione del gas metano nel territorio comunale di **Pontirolo Nuovo**.

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
La qualità del servizio	11
Quadro normativo	14
Situazione patrimoniale e economica	18
Personale ed organizzazione	22
Governance e responsabilità d'impresa	25
Gestione rischi d'impresa	26
Altre informazioni	29
Evoluzione prevedibile della gestione 2012	30
Considerazioni finali	31
Glossario	32

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 effettivi

Dott. Renzo Capra

Dott. Armando Sech

Sindaci supplenti

Dott. Massimo Zanardi

Dott.ssa Cinzia Cravagna

Società di revisione***

Reconta Ernst & Young 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 19 Aprile 2011 fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2013.

Profilo dell'anno

Risultati

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l., nel 2011, ha conseguito un utile netto di Euro **6.686.917** con un incremento pari ad Euro 4.824.671 rispetto al 2010.

Gli investimenti effettuati nel 2011 ammontano ad Euro **5.160.498**.

Gli utenti attivi serviti al 31/12/2011 sono **92.599**

Il gas immesso nella rete di distribuzione nel periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2011 è pari a mc. **151.907.502**.

Principali eventi

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Anno 2008

Con delibera EEN 01/08 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha determinato in 5.152 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2008 a carico della società UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l..

Con successiva deliberazione n. EEN 8/08 l'obiettivo specifico di risparmio a carico di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. è stato rideterminato e risultato pari a 5.128 tep contro gli originali 5.152.

Il contributo tariffario unitario previsto dall'art. 3, comma 1, della Delibera AEEG n. 219/04 pari a 100 Euro/tep, è stato riconfermato, con riferimento al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008, con delibera del 28 dicembre 2007 n. 345/07.

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, sono state approvate dall'Autorità per UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l con delibera ARG/gas 115/10 del 28 luglio 2010.

Anno 2011

Con la Delibera 191/11 del 22 dicembre 2011, l'Autorità ha corretto le tariffe di riferimento già approvate per l'anno 2010.

Si evidenzia che ad oggi non risultano essere ancora state approvate le tariffe di riferimento per l'anno 2011.

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.

Distribuzione dividendi straordinari

In data 19 aprile 2011 l'Assemblea dei soci con l'approvazione del bilancio chiuso al 31.12.2010 ha deliberato la distribuzione di dividendi straordinari per un ammontare complessivo di circa 6 milioni di Euro. A riguardo l'organo amministrativo evidenzia che a seguito della cessione delle azioni di Blue Meta S.p.A. avvenuta a gennaio 2011, la società UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l.. si trova in una

situazione finanziaria ottimale e la plusvalenza realizzata a seguito di tale cessione ha permesso la ripatrimonializzazione della società attraverso la costituzione di nuove riserve che andranno a rimpiazzare quelle distribuite ai soci.

Le principali realizzazioni di infrastrutture e del sistema di distribuzione

Nel corso dell'anno sono stati fatti investimenti per circa **2,6** 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 e il numero di dispersioni per ogni km di rete ispezionata, confermando anche per l'anno 2011 (valore pari a 0,19), il valore ottenuto nell'anno 2010. Il valore ottimale definito dall'Autorità per reti "ermetiche" è uguale a 0,1 dispersioni per km di rete ispezionata. E' proseguita 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 l'attività di misura, nel rispetto della delibera 155/08 dell'Autorità, nel corso dell'anno 2011 è stata completata l'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

	2011	2010	Variaz. Ass.	Variaz. %	(milioni di mc.)
Gas naturale immesso (Cabine REMI)	147,98	176,33	24,43	-13,85	
Reti di distribuzione (km in esercizio)	978,2	951,9	26,30	+2,76	

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	31/12/2011	31/12/2010	Variazione	% Var.
Ricavi delle Vendite	13.351.026	13.437.302	-86.276	-0,6%
Costi Operativi	5.139.693	4.508.512	631.181	14,0%
Valore corrispettivo convenzioni	2.980.363	3.112.245	-131.882	-4,2%
Valore Aggiunto	5.230.970	5.816.545	-585.575	-10,1%
Costo del Lavoro	1.448.316	1.295.665	152.651	11,8%
EBITDA	3.782.654	4.520.880	-738.226	-16,3%
% EBITDA Margine	28,30%	33,60%	0	-15,8%
Ammortamenti Accantomanenti e Svalutazioni	1.980.547	1.441.697	538.850	37,4%
EBIT	1.802.107	3.079.183	-1.277.076	-41,5%
% EBIT Margine	13,50%	22,90%	-9,40%	-41,0%
Proventi Finanziari netti	316.759	1.300	315.459	> 100%
Oneri Finanziari netti	-193.309	-251.701	58.392	-23,2%
Proventi Starordinari	5.773.949	5	5.773.944	> 100%
Oneri Starordinari	-3	0	-3	-100,0%
Margine Netto di Gestione	7.699.503	2.828.787	4.870.716	172,2%

Conto Economico Riclassificato	31/12/2011	31/12/2010	Variazione	% Var.
Imposte	-1.201.086	-1.040.070	-161.016	15,5%
tax rate %	15,60%	36,80%	0	-57,6%
Imposte anticipate/differite	188.500	73.529	114.971	156,4%
Risultato di esercizio	6.686.917	1.862.246	4.824.671	259,1%

Per il commento alle principali variazioni dell'esercizio si rimanda al paragrafo sulla "Situazione patrimoniale e economica".

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

COMPOSIZIONE IMPIEGHI	AI 31/12/2011	AI 31/12/2010
IMMOBILIZZAZIONI SU TOTALE IMPIEGHI	58,02	84,88
IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI SU TOT. IMPIEGHI	11,24	8,64
IMMOBILIZZ. IMMATERIALI SU TOT. IMMOBILIZZAZIONI	19,37	10,18
IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI SU TOT. IMPIEGHI:	46,78	43,77
IMMOBILIZZ. MATERIALI SU TOT. IMMOBILIZZAZIONI:	80,63	51,56
IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE SU TOT. IMPIEGHI:	0	32,47
IMMOBILIZZ. FINANZIARIE SU TOT. IMMOBILIZZAZIONI:	0	38,26
CAPITALE CIRCOLANTE LORDO:	22.093.655	8.161.034
CAPITALE CIRCOLANTE LORDO SU TOTALE IMPIEGHI	39,86	14,71
LIQUIDITA' DIFFERITE:	7.545.669	7.717.148
LIQUIDITA' DIFFERITE SU TOTALE IMPIEGHI:	13,61	13,91
LIQUIDITA' DIFFERITE SU CAPITALE CIRCOLANTE LORDO:	34,15	94,56
LIQUIDITA' IMMEDIATE SU TOTALE IMPIEGHI:	25,61	0,05
LIQUIDITA' IMMEDIATE SU CAPITALE CIRCOLANTE LORDO:	64,26	0,34
MAGAZZINO SU TOTALE IMPIEGHI:	0,63	0,75
MAGAZZINO SU CAPITALE CIRCOLANTE LORDO:	1,59	5,1

COMPOSIZIONE FONTI	AI 31/12/2011	AI 31/12/2010
CAPITALE PROPRIO SU TOTALE FONTI	72,17	38
PASSIVITA' CONSOLIDATE	6.166.546	7.561.563
PASSIVITA' CONSOLIDATE SU TOTALE FONTI	11,13	13,63
PASSIVITA' CONSOLIDATE SU TOTALE DEBITI:	39,98	21,99
PASSIVITA' CORRENTI:	9.256.830	26.830.591
PASSIVITA' CORRENTI SU TOTALE FONTI	16,7	48,37
PASSIVITA' CORRENTI SU TOTALE DEBITI:	60,02	78,01
INDICE DI INDEBITAMENTO	39	163

MARGINI ED INDICI DI STRUTTURA	AI 31/12/2011	AI 31/12/2010
CAPITALE CIRCOLANTE NETTO	12.836.825	-18.669.557
MARGINE DI STRUTTURA PRIMARIO:	7.847.115	-26.006.862
INDICE DI COPERTURA PRIMARIO	124,4	44,77
MARGINE DI STRUTTURA SECONDARIO:	14.013.661	-18.445.299
INDICE DI COPERTURA SECONDARIO:	143,58	60,83

MARGINI ED INDICI DI TESORERIA		AI 31/12/2011	AI 31/12/2010
MARGINE DI TESORERIA PRIMARIO:		12.486.425	-19.085.938
INDICE DI DISPONIBILITA':		238,67	30,42
MARGINE DI TESORERIA SECONDARIO:		4.940.756	-26.803.086
INDICE DI LIQUIDITA'		153,37	0,1

INDICI DI ROTAZIONE		AI 31/12/2011	AI 31/12/2010
ROTAZIONE CAPITALE INVESTITO:		0,21	0,21
ROTAZIONE GIACENZA MEDIA MAGAZZINO:		29,96	32,24
ROTAZIONE DEI CREDITI COMMERCIALI:		3,6	5,67

ANALISI DEL RISULTATO D'ESERCIZIO		AI 31/12/2011	AI 31/12/2010
R.O.E. (Return on Equity)		21,89	9,22
REDITIVITA' DELLA PRODUZIONE:		3,88	8,81
ONEROSITA' MEDIA DEI FINANZIAMENTI:		0,79	0,77

ANALISI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE		AI 31/12/2011	AI 31/12/2010
COPERTURA IMMOBILIZZAZIONI:		124,4	44,77
BANCHE SU CIRCOLANTE:		33,21	270,01
RAPPORTO DI INDEBITAMENTO:		27,83	62
ONERI FINANZIARI SU FATTURATO:		-1,68	-2,12
RAPPORTO CORRENTE:		238,67	30,42
INDICE DI TESORERIA PRIMARIO:		234,89	28,87

ANALISI DELLA SITUAZIONE ECONOMICA		AI 31/12/2011	AI 31/12/2010
R.O.S.:		15,69	25,95
R.O.A.:		3,25	5,55
M.O.L. (MARGINE OPERATIVO LORDO):		4.148.299	4.269.415

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 31/12/2011.

(km di rete)

COMUNE	RETE 2011	RETE 2010
Albino	102,6	102,6
Alzano Lombardo	62,1	62,1
Ardesio	21,2	20,8
Calusco d'Adda	44,3	44,3
Carvico	23,6	23,6
Caravaggio	76,0	73,6
Cazzano S.Andrea	13,9	13,9
Cene	18,2	17,2
Clusone	59,7	59,5
Fiorano al Serio	12,0	12,0
Gandino	37,6	37,6

COMUNE	RETE 2011	RETE 2010
Gazzaniga	24,3	24,3
Misano di Gera d'Adda	14,0	14,0
Mozzanica	27,8	27,8
Nembro	53,1	53,1
Pagazzano	15,2	15,2
Parre	21,7	20,9
Piario	5,4	5,4
Pognano	11,1	10,9
Ponte Nossa	12,9	12,9
Ponte San Pietro	39,6	39,3
Pontirolo Nuovo ^(*)	31,9	31,9
Pradalunga	18,4	18,0
Premolo	8,0	7,5
Solza ^(**)	7,5	7,5
Suisio	16,7	16,7
Spirano	28,8	28,8
Treviglio	110,3	110,0
Valbrembo	21,2	21,1
Villa d'Adda	25,7	25,4
Villa d' Ogna	13,4	13,1
TOTALE	978,2	971,0

(*) gestione del servizio dal 26 novembre 2010

(**) gestione del servizio dal 1° dicembre 2011

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 preriscaldo ed il gruppo di odorizzazione. **Le cabine in esercizio al 31/12/2011 sono complessivamente 39.**

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 finale della pressione in esercizio al 31/12/2011 sono complessivamente 225.**

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 31/12/2011 sono 66.**

Ampliamento e manutenzione della rete distributiva

Le attività di sviluppo della rete vengono pianificate e coordinate dalla sede centrale di Nembro. Le attività di progettazione, preventivazione e di direzione lavori per la realizzazione di nuove porzioni di impianti distributivi vengono svolte centralmente su richiesta di clienti privati oppure delle pubbliche amministrazioni. UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. utilizza un sistema cartografico e di calcolo, che, attraverso la creazione di un modello fluidodinamico dei parametri di funzionamento della rete calibrato sull'andamento stagionale dei consumi, consente di prevedere in tempo reale gli effetti prodotti sulla rete da sbalzi termici, da anomalie o dall'inserimento di nuovi punti di riconsegna.

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

Nel corso dell'anno sono stati posati circa 12 chilometri di rete distributiva, interventi relativi a potenziamenti, rinnovi e nuove estensioni.

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

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

Allo scopo di accettare il corretto funzionamento, ridurre la probabilità di guasto o malfunzionamento degli impianti, viene svolta l'attività di manutenzione ordinaria relativa alle operazioni di manutenzione preventiva programmata (MPP) consistenti nello smontaggio parziale o totale degli apparati, pulizia, controllo delle parti componenti e sostituzione dei particolari soggetti ad usura e degrado e di verifica funzionale (VF).

Nel 2011 sono state eseguite sugli impianti Re.Mi. n. 40 VF e 40 VI, le Re.Mi sono state controllate dal personale interno settimanalmente per un totale di circa 2.000 controlli. Per i GRF sono state eseguite circa 200 VF e 200 VI.

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

La Qualità del Servizio

Sicurezza e continuità

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

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

TIPOLOGIA	Nr.
Dispersione di gas da rete di distribuzione, da impianti di derivazione d'utenza e da gruppi di misura	239
Interruzione della fornitura di gas	309
Irregolarità della fornitura di gas	50
Danneggiamento della rete di distribuzione	304
Dispersione di gas dopo il contatore e su impianto interno non gestito dal distributore	69
Falso intervento	191
Chiamata parassita (no pronto intervento)	501
Chiamata parassita per autolettura	154
Chiamata parassita – info bolletta	703
Chiamata parassita interruzione comunicazione	73
Chiamata parassita Comune non gestito	3
TOTALE	2.596

Nel corso del 2011 si è provveduto ad ispezionare oltre il 50% della rete distributiva, allo scopo di ridurre i rischi derivanti da fuoruscite incontrollate di gas determinate da deterioramenti o danneggiamenti degli impianti. Il programma di ispezione realizzato è superiore agli standard minimi richiesti dall'AEEG per

impianto di distribuzione e corrisponde alla particolare attenzione prestata da UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. al tema della sicurezza del servizio.

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

CLASSIFICAZIONE DISPERSIONE				TOTALE
A1	A2	B	C	
1	1	16	80	98

Il rapporto TOT Dispersioni / KM di Rete ispezionata è pari a 0,19.

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

Qualità Commerciale

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

Preventivi e allacciamenti su Nuove Estensioni Rete

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

Rispetto ai preventivi accettati da parte dei richiedenti l'offerta, UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. ha realizzato circa 100 nuove derivazioni d'utenza. Sia il processo di preventivazione, che di esecuzione di questa tipologia di lavori, non è assoggettato al monitoraggio da parte dell'AEEG, essendo il ciclo realizzativo degli stessi strettamente correlato ai tempi di realizzazione della rete distributiva.

Preventivi e allacciamenti su Aree metanizzate

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

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

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

Attività ai Punti di Riconsegna (PdR)

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

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

Appuntamenti Posticipati:

Nel 2011 sono stati erogati 17 "appuntamenti posticipati" con il richiedente/cliente, da intendersi come appuntamenti successivi concordati resisi necessari per la mancata accettazione della prima data proposta dall'agenda UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l.. Dall'analisi dei dati si può evidenziare che il totale delle prestazioni e lo standard specifico del servizio (rispetto del 100%), sono in linea con l'esercizio 2010.

Appuntamenti Normali:

Nel 2011 sono stati erogati 5.800 "appuntamenti normali" con il richiedente/cliente, ossia quelli per i quali il cliente (di norma attraverso la vendita di riferimento) aveva accettato la prima data proposta dall'agenda UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l.. Nel totale degli appuntamenti erogati si rileva che i dati sono in linea con l'esercizio 2010.

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

Attività ai Misuratori

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

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

Nuove attivazioni:

Il totale delle prestazioni sono state pari a circa 600, in linea con l'anno 2010 per un incremento annuo di circa lo 0,7%.

Disattivazioni della fornitura:

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

Riattivazioni da sospensione: ex causa Cliente finale e Morosità:

Nel 2011 si è evidenziato una leggera diminuzione relativamente a queste prestazioni, i parametri qualitativi sono in linea con l'esercizio precedente.

Di seguito si riporta tabella riepilogativa delle attività ai PdR:

Prestazione	2010		2011		Var. gg. 2011/2010
	NR	Media gg	NR	Media gg	
Attivazioni (compreso subentri differiti)	2.951	3,7	2.860	3,9	-3,1
Disattivazioni	1.865	1,7	1.804	2,1	-3,3
Riattivazioni per Allegato E	98	0,3	92	0,8	-6,1
Riattivazioni per morosità	726	0,9	689	0,9	-5,1

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.

Nell'anno 2011 è stato completato il piano di adeguamento alla Delibera 155/08 dei contatori con calibro superiore a G40 mediante l'installazione di apparecchiature e sistemi di tele lettura con modem dedicato a alimentazione a batteria.

Il Servizio di vettoriamento

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 DISTRIBUZIONE S.r.l. ha aderito in data 3 ottobre 2006.

Altre informazioni

Certificazione sistema di qualità aziendale

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. opera nel campo della "Distribuzione di gas naturale" nella Provincia di Bergamo, in particolare nella Valle Seriana, Bassa Bergamasca e Zona dell'Isola.

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

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

Nello scorso mese di dicembre tutti i processi aziendali sono stati oggetto di "verifica periodica annuale di parte terza", che ha confermato la validità della certificazione.

Nel 2011 tutti i processi aziendali sono stati sottoposti al ciclo annuale di audit interni da parte del Responsabile Interno della Qualità.

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

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".

Delibera ARG/gas 157/11 "Determinazione dei livelli di partenza e dei livelli tendenziali per i recuperi di sicurezza, per ogni ambito territoriale e per ogni anno del periodo di regolazione 2010-2012, per un quarto gruppo di 7 imprese di distribuzione di gas naturale che partecipano, dal 2010, al sistema incentivante i recuperi di sicurezza, ai sensi della Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas, approvata con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08".

Delibera EEN 13/11 "Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2012, in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale, soggetti agli obblighi obblighi di cui ai decreti ministeriali del 20 luglio 2004, come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

Delibera ARG/gas 191/11 "Rideterminazione delle tariffe di riferimento e delle opzioni tariffarie per il gas naturale e i gas diversi dal gas naturale 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 ministeriale 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. Per ottemperare agli obblighi di risparmio energetico previsti per l'anno 2011, UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l., non disponendo di progetti per la produzione di certificati bianchi, ha dovuto ricorrere all'acquisto della quantità di titoli di efficienza energetica attraverso transazioni bilaterali.

Con delibera EEN 18/10, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha determinato in 11.199 tonnellate equivalenti di petrolio (tep), l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2011 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 2011, come da delibera EEN 16/10, così come modificata dalla EEN 17/10, dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, riceverà un contributo tariffario unitario per l'anno 2011 pari a 93,68 Euro/TEP (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, 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.

Addizionale Ires per i settori petrolifero ed energetico e incremento aliquota Irap

Il DL 138/2011 convertito ha modificato la disciplina dell'addizionale Ires (di cui all'art.81 co. 16 del DL 112/2008, conv. L. 133/2008) estendendo anche ai settori della distribuzione del gas naturale (prima esclusi) l'applicazione di un'addizionale Ires del 10,5%.

Il DL 98/2011 convertito con modificazioni, dalla L. 111/2011, ha previsto per le società che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori, un'aliquota Irap maggiorata al 4,2%.

Situazione patrimoniale e economica

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

ATTIVITA'	31/12/2011	31/12/2010	Variaz. Ass.	Variaz. %
Immobilizzazioni	32.157.284	47.087.165	-14.929.881	-31,71%
Attivo Circolante	23.220.070	8.337.231	14.882.839	178,51%
Ratei e risconti attivi	50.421	48.061	2.360	4,91%
TOTALE ATTIVITA'	55.427.775	55.472.457	-44.682	-0,08%
PASSIVITA'	31/12/2011	31/12/2010	Variaz. Ass.	Variaz. %
Patrimonio netto	40.004.399	21.080.303	18.924.096	89,77%
Trattamento fine rapporto	358.180	284.487	73.693	25,90%
Debiti	15.041.084	34.098.512	-19.057.428	-55,89%
Ratei e risconti passivi	24.112	9.155	14.957	163,38%
TOTALE PASSIVITA'	55.427.775	55.472.457	-44.682	-0,08%

La situazione reddituale viene riassunta in sintesi nella seguente tabella:

Conto Economico	31/12/2011	31/12/2010	Variaz. Ass.	Variaz. %
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	11.487.286	11.865.639	-378.353	-3,19%
A) Valore della Produzione	13.351.026	13.437.302	-86.276	-0,64%
B) Costi della Produzione	11.548.919	10.358.119	1.190.800	11,50%
Differenza (A – B)	1.802.107	3.079.183	-1.277.076	-41,47%
Risultato ante imposte	7.699.503	2.828.787	4.870.716	172,18%
Imposte sul reddito	-1.012.586	-966.541	-46.045	4,76%
RISULTATO NETTO	6.686.917	1.862.246	4.824.671	259,08%

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

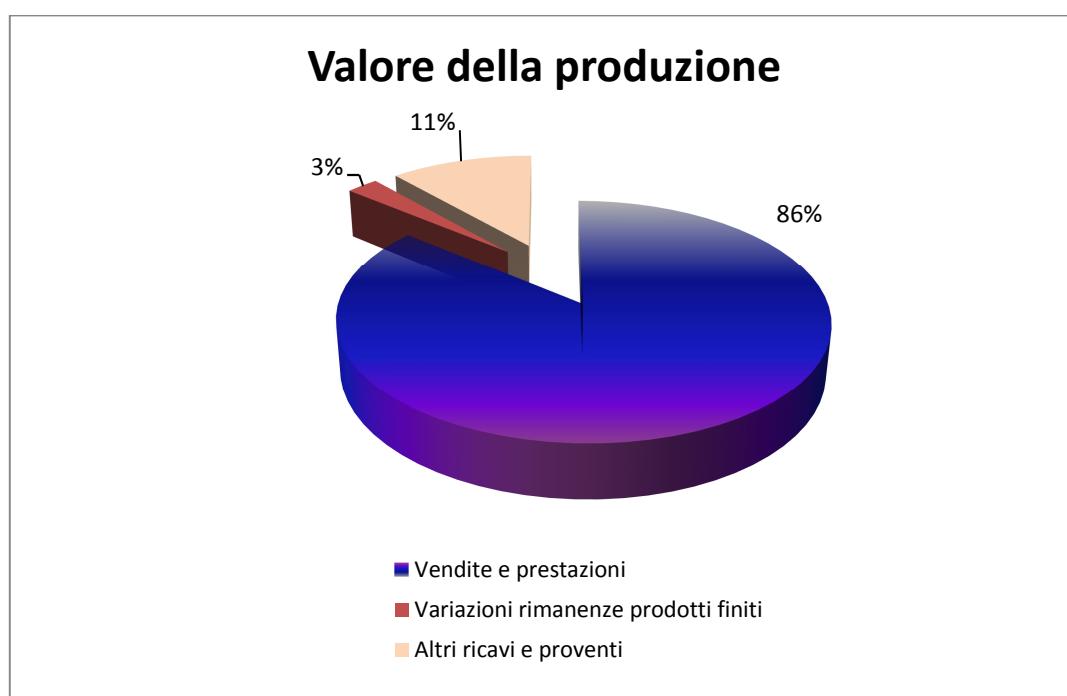
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2011	2010	Diff.	Var. %
---	-------------	-------------	--------------	---------------

Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2011	2010	Diff.	Var. %
Attività ai PDR	130.495	128.270	2.225	2%
Addebito lettura misuratori	91.999	76.514	15.485	20%
Posa Contatore	41.244	48.038	-6.794	-14%
Allacciamenti	416.425	566.970	-150.545	-27%
Tariffa fissa DIS	3.658.704	3.425.482	233.222	7%
Tariffa fissa MIS	1.136.572	987.792	148.780	15%
Tariffa fissa COT	69.321	70.418	-1.097	-2%
Tariffa variabile	7.080.108	7.613.831	-533.723	-7%
Contributo da UT per Prest. Distrib. Gas (Misur. Rete, GRF)	87132	0	87.132	100%
Conguagli tariffari	-1.272.175	-1.109.756	-162.419	15%
Accertamento Delibera 40	47.460	58.080	-10.620	-18%
Totale	11.487.285	11.865.639	-378.354	-3%

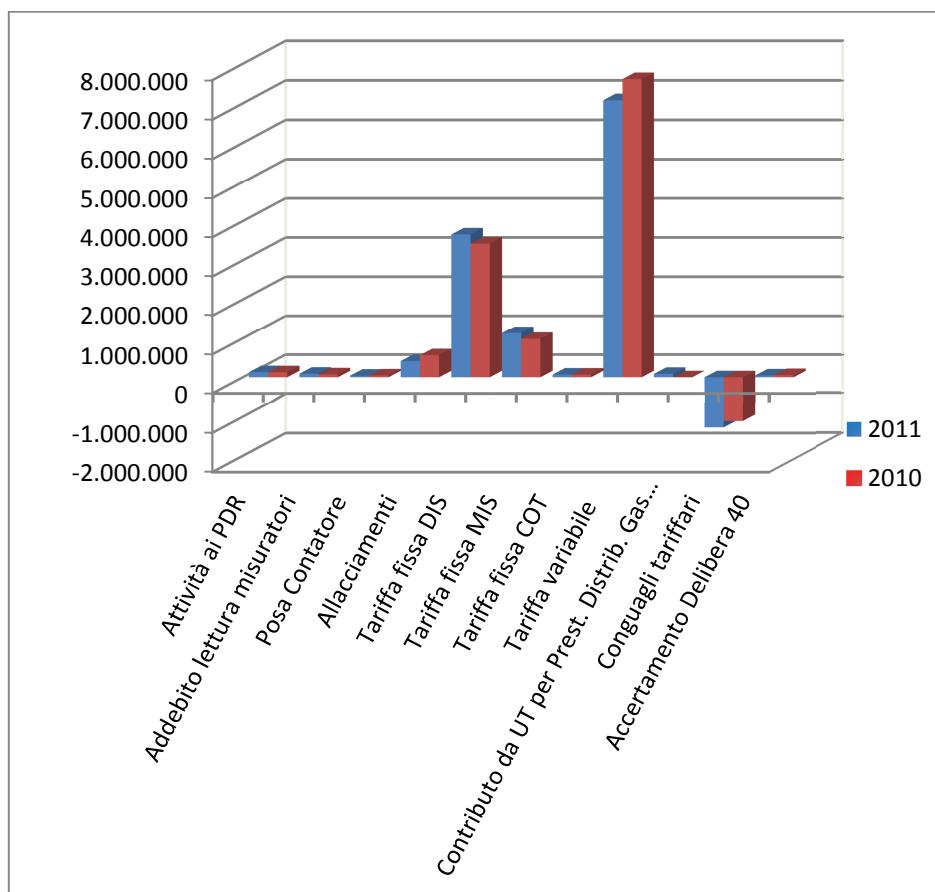
Alla data di redazione del bilancio l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas non ha ancora determinato le tariffe di riferimento per l'anno 2011, sulla base delle quali la società calcola i propri ricavi che derivano da distribuzione e misura; la società ha pertanto provveduto ad effettuare la migliore stima possibile dei relativi ricavi di competenza, attraverso la proiezione delle tariffe approvate dell'anno 2010, incrementate per la remunerazione del capitale investito netto relativo agli investimenti 2009/2010 e tenuto conto dei ricavi relativi alle nuove acquisizioni.

Gli incrementi delle immobilizzazioni per lavori interni dell'esercizio ammontano a Euro 340.093, con un aumento di circa 19 mila Euro rispetto all'esercizio 2010.

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 2011 pari a 93,68 Euro/tonnellata equivalente di petroli per un totale di Euro 1.049.122. 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 2011 rispetto all'esercizio 2010.



DETTAGLIO 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 31.12.2011 ammontano a **Euro 2.980.363**, è di circa il 6%.

I costi per servizi ammontano a **Euro 2.750.590** e sono caratterizzati principalmente dai costi per la gestione per conto (Euro 940.157) dai servizi appaltati a terzi (Euro 270.942), dai costi per le letture contatori (Euro 220.684), dai compensi all'organo amministrativo (Euro 146.639), dalle manutenzioni ordinarie delle immobilizzazioni materiali della società (Euro 330.699), dai costi relativi alla progettazione gare (Euro 87.492) e dai costi delle utenze (Euro 148.940). I costi per godimento beni di terzi ammontano a **Euro 2.997.175** e sono composti dai canoni di concessione (Euro 2.980.363), da noleggi e affitti (Euro 16.812).

Tra i costi per ammortamenti e svalutazioni di **Euro 1.980.547** si evidenzia la quota dell'esercizio relativa all'avviamento che ammonta ad Euro 346.920 e l'accantonamento al fondo svalutazione crediti di Euro 455.219.

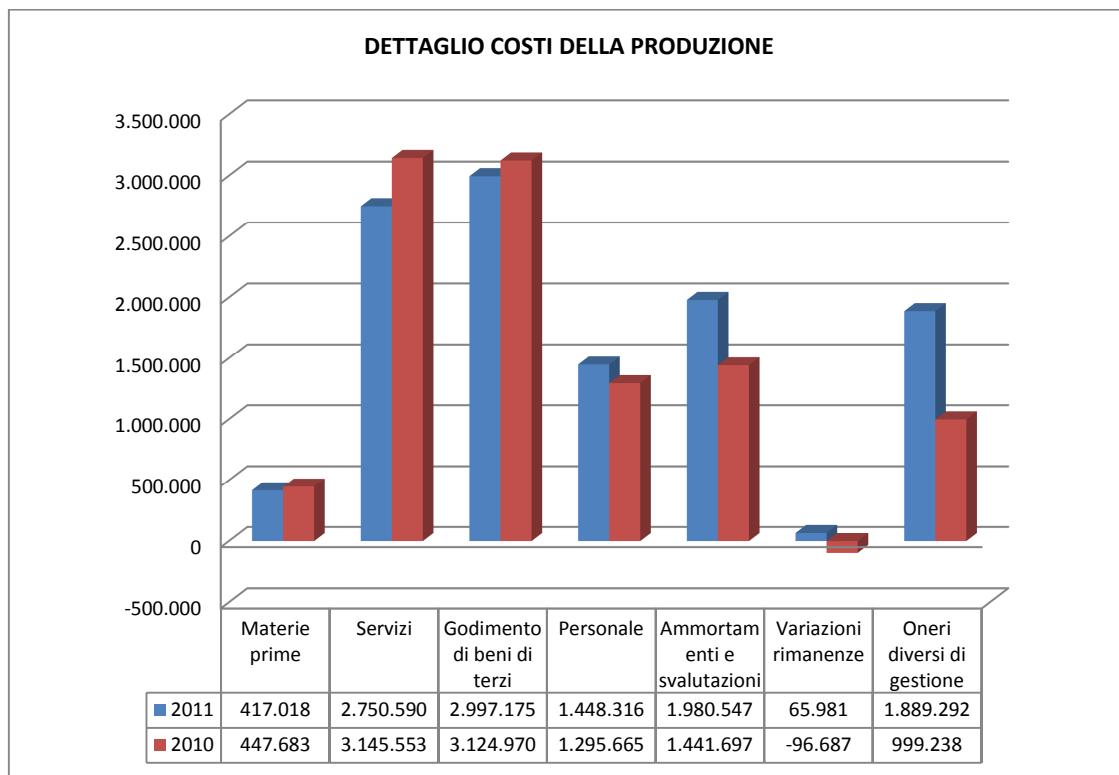
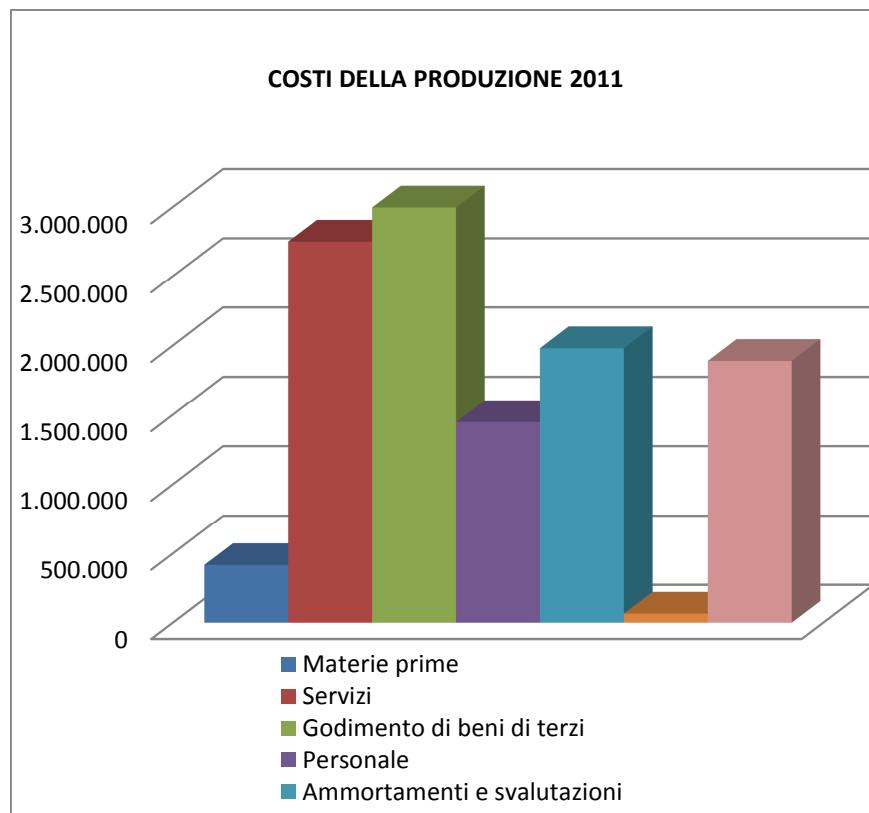
Gli oneri diversi di gestione ammontano ad Euro 1.889.292 in aumento di circa 890 mila Euro rispetto al 2010. Tale incremento è determinato dai maggiori obiettivi per il risparmio energetico fissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2011 rispetto all'esercizio 2010 (Euro 280.035) e dalle sopravvenienze passive ordinarie di Euro 552.959. Tale sopravvenienza è stata determinata da errori materiali nelle procedure di calcolo impiegate per la quantificazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2009 e 2010 compiuti da parte dell' Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, a seguito di tali errori, ha provveduto con la Delibera 191/11 del 22 dicembre 2011 alla rideterminazione delle tariffe di riferimento già approvate per l'anno 2010.

Con delibera EEN 25/09 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha determinato in 11.199 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria per l'anno 2011 a carico della società UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. . 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). I titoli sono stati acquistati al prezzo unitario di Euro 105,40 per un costo totale di Euro 1.253.311,40. Per ottemperare agli obiettivi prefissati, la società ha provveduto ad annullare 11.199 titoli rilevando negli oneri diversi di gestione il relativo costo.

I proventi e gli oneri finanziari evidenziano un saldo attivo di Euro 123.450. Tale dato è caratterizzato da

proventi finanziari per Euro 316.338 e interessi passivi per Euro 193.309. I proventi sono caratterizzati da interessi attivi su conti corrente (Euro 207.788), da un'operazione di pronti/termine (Euro 81.755) e da altri interessi su ritardati pagamenti (Euro 26.795).

I proventi straordinari ammontano a Euro 5.773.949 e sono determinati dalla plusvalenza realizzata a seguito della cessione delle partecipazioni detenute nella società Blue Meta S.p.A..



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 DISTRIBUZIONE S.r.l..

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 2011, 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 DISTRIBUZIONE S.r.l. 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 2011, coerentemente con l'esigenza di rispondere al fabbisogno di personale qualificato si è articolata lungo due direttive 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 2011 il personale in servizio risulta così ripartito:

Dettaglio dipendenti	31/12/2011	31/12/2010	Var.
Dirigenti	1	0	+ 1
Quadri	1	1	-
Impiegati Amministrativi	9	9	-
Impiegati Tecnici	10	8	+ 2
Operai	13	11	+ 2
Totale	34	29	+ 5

Interventi sull'organizzazione

Il Consiglio di Amministrazione nella seduta del 31 gennaio 2011 ha approvato le linee guida del processo di riorganizzazione delle funzioni e dei processi gestionali e della struttura operativa che prevede sostanzialmente:

- l'adeguamento del personale di sede;
- la riorganizzazione del modello operativo dell'area tecnica;
- la riorganizzazione della struttura operativa territoriale.

L'adeguamento del personale di sede prevede l'inserimento entro l'anno 2011 delle seguenti figure professionali:

DGI (Direzione Gestione Impianti), figura professionale con esperienza e conoscenza specifica degli impianti di prima riduzione e misura (REMI), degli impianti di riduzione finale del gas (GRF), degli impianti di protezione catodica ed in generale della rete di distribuzione;

UGI (Ufficio Gestione Impianti), figura responsabile della pianificazione e della gestione delle fasi di progettazione, dell'emissione e del controllo dell'attuazione dei piani e dei programmi di manutenzione e del coordinamento delle attività tecniche gestionali;

ACQ (Ufficio Approvvigionamento, Acquisti e Appalti), figura responsabile della gestione dei fornitori, dei contratti e degli appalti.

La riorganizzazione della struttura operativa territoriale prevede la trasformazione delle "gestioni per conto" delle AOT2 e AOT3 in gestione diretta, ed ha come obiettivi:

- la predisposizione di un sistema operativo diretto per l'espletamento delle attività di conduzione del servizio e gestione delle reti e degli impianti, per poter affrontare al meglio le gare di bacino (il bando tipo prevederà l'assegnazione di punteggi in funzione della qualità commerciale e tecnica posseduta dal distributore);

- la padronanza e conoscenza diretta degli impianti per la predisposizione dei budget relativi agli investimenti, anche in funzione dell'offerta tecnica da predisporre in sede di gara di bacino;
- l'acquisizione del personale attualmente dedicato al servizio presso le multi utility, con eventuale integrazione di nuovo personale, e conseguente formazione specifica nell'ottica dell'ottenimento del massimo grado di qualità del servizio;
- la riorganizzazione del sistema di comunicazione venditore/distributore, con concentramento del flusso, sulla base del protocollo di comunicazione dell'Autorità, presso la sede di Nembro;
- la riduzione dei costi attualmente sostenuti per effetto dei contratti di gestione per conto.

Situazione al 31/12/2011

Adeguamento del personale di sede

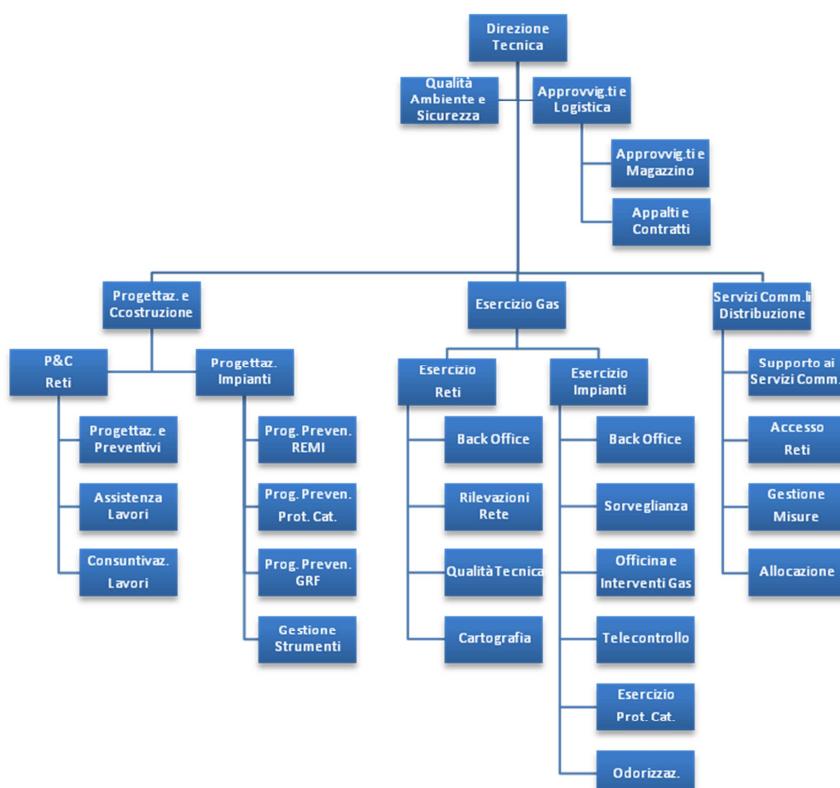
In data 2 maggio 2011 è stato assunto a tempo indeterminato e con periodo di prova di sei mesi, il P.I. Belotti Gianluigi con livello retributivo di quadro ed incarico di vicedirettore tecnico, responsabile reti ed impianti. Il P.I. Belotti è figura professionale di alto livello e con notevole esperienza maturata nel settore impiantistico delle reti di distribuzione del gas metano, presso importanti aziende quali Enel Rete Gas, e pertanto oggi occupa nell'organigramma aziendale di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. le figure del DGI e UGI. Per quanto riguarda la figura ACQ, relativa all'ufficio approvvigionamenti, contratti ed appalti, questo ruolo verrà ricoperto dal geom. Gabriele Sonzogni, già dipendente UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. con esperienze precedentemente svolte presso i comuni di bandi e gare pubbliche. A questo proposito in data 2 e 5 maggio lo stesso Sonzogni ha partecipato a due giornate di lavoro organizzate da Ascopiave a Pieve di Soligo, relative al rispetto del D.Lgs. 163/2000 Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture, ed alla Legge 136/2010 sulla tracciabilità dei flussi finanziari.

Nel mese di dicembre 2011 sono stati assunti con contratto a tempo determinato di sei mesi due impiegati uno addetto alle funzioni di cartografia, simulazione computerizzata delle reti e progettazione, l'altro addetto alla funzione accesso reti.

Riorganizzazione del modello operativo dell'area tecnica e riorganizzazione della struttura operativa territoriale

La riorganizzazione del modello operativo dell'area tecnica è strettamente connessa alla riorganizzazione della struttura operativa territoriale. Il controllo di tutti i processi gestionali e l'espletamento delle relative attività è svolto presso la sede amministrativa e operativa di Nembro.

Presso la sede di Nembro operano quindi i coordinatori dei vari processi ed i tecnici di supporto agli stessi, che per quanto riguarda l'area tecnica risponderà al seguente organigramma:



I coordinatori ed i tecnici di supporto relativi ai vari processi, sono figure professionali già quasi

totalmente presenti in UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l..

Il personale operativo dedicato alle attività ai PdR ed alla conduzione ordinaria degli impianti e del servizio, opera presso la sede di Nembro relativamente alle attività della zona Valle Seriana, mentre per le zone dell'Isola e della Bassa Pianura, si prevede di organizzare due piccole strutture di riferimento (ufficio e piccolo magazzino), dove opererà il personale UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. dedicato alle attività ai PdR e alla conduzione ordinaria degli impianti e del servizio.

Un forte coordinamento centrale ed una leggera struttura operativa sul territorio, permetterà di consolidare la qualità tecnica e commerciale dell'attuale gestione, la riduzione dei costi per effetto delle sinergie ottenibili.

Adeguamento strumenti informatici gestionali

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. gestisce l'anagrafica dei clienti finali, il calcolo del vettoriamento, la misura e le allocazioni dei volumi attraverso un contratto in outsourcing con la società OMNIA Servizi S.r.l. di Crema, e prevede l'utilizzo del programma OMNIDIS su sistema operativo AS400 con conservazione dei dati.

L'applicativo essendo originariamente stato creato per le attività di vendita, è oggetto di continue richieste di modifiche da parte di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l., e che rendono sempre più articolato e complesso il lavoro degli operatori.

E' pertanto indispensabile, viste le dimensioni aziendali raggiunte, dotarsi di uno strumento informatico appositamente realizzato per le attività gestionali del distributore, già presente sul mercato ed utilizzato da diversi distributori grandi e piccoli e pertanto già collaudato.

La soluzione adottata è RETIGAS.

Questo applicativo copre tutti i processi che riguardano la misura, la gestione del vettoriamento, la gestione delle allocazioni, la continuità e la qualità commerciale con tutte le reportistiche annuali all'AEEG sulla base della Delibera 120/08.

RETIGAS è dotato di un portale Web che automaticamente pubblica tutto quanto richiesto dalle normative, sia per quanto riguarda il Codice di Rete, sia per lo Standard Nazionale di Comunicazione ed il booking on-line.

Sono gestiti completamente i processi relativi al Bonus Gas, con integrazione con SGAté via Web Service.

Il pacchetto può essere integrato con applicativi dedicati alla gestione delle attività sul campo, della misura tradizionale, della telemisura, della cartografie e della gestione dei cantieri.

Gestione tecnica, manutenzione reti ed impianti

La riorganizzazione dell'area tecnica, che è sostanzialmente conforme al modello Ascopiave, implica l'adozione, per la gestione dell'esercizio del servizio e della manutenzione delle reti e degli impianti, del software INFOR EAM soluzione informatica già operativa nella stessa Ascopiave.

In particolare è stata ipotizzata una "versione" UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. dell'applicativo modificata con le varianti necessarie a renderla pienamente rispondente alle specifiche esigenze tecniche ed organizzative di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l..

L'introduzione di questa soluzione in UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l., consentirà all'azienda di disporre in tempi rapidi di un sistema informatico collaudato che determinerà il miglioramento della gestione tecnica, ma soprattutto favorirà il processo di comunicazione e di integrazione con Ascopiave, fornendo informazioni direttamente confrontabili (stessa reportistica) e accessibili in tempo reale.

Le tematiche gestionali prese in esame dal progetto sono:

- l'organizzazione operativa;
- la gestione informatizzata della struttura di manutenzione;
- la tracciatura degli apparati e la loro gestione informatizzata;
- la gestione degli ODL (esecuzione, tracciamento e costo del lavoro);
- i controlli periodici sulla rete prescritti dalla legislazione e dalle normative interne, quali l'ispezione periodica della rete, l'odorizzazione del gas, la protezione catodica delle condotte in acciaio, ecc.;
- la calibrazione e manutenzione degli strumenti;
- il pronto intervento;
- i lavori di scavo e posa;
- gli interventi non programmabili per il mantenimento degli apparati;
- gli interventi di migliorativa;
- i magazzini;
- il budget;
- la gestione della qualità e della sicurezza;
- la definizione di procedure;
- la reportistica;
- gli indicatori di performance;

D.Lgs. 163 "Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture" - Legge 136/2010 "Tracciabilità dei flussi finanziari".

IL Consiglio di Amministrazione ha approvato, nella riunione del 22 marzo 2011, il regolamento per l'affidamento dei lavori, dei servizi e delle forniture ed il regolamento per il reclutamento del personale. L'Ufficio "Approvvigionamenti, Appalti e Contratti", in attuazione al D.Lgs. 163 e al d.P.R. n. 207, conformemente a quanto previsto dal regolamento adottato, stà predisponendo la documentazione necessaria per l'espletamento delle gare informali relative alle manutenzioni reti ed impianti, costruzione allacciamenti e prese sparse, da eseguirsi nelle aree gestite da UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l.. Si tratta di appalti con contratti aperti, sulla base degli investimenti approvati nel budget 2011, ai quali saranno invitate il maggior numero di imprese (almeno sette) aventi i requisiti necessari.

Al Consiglio di Amministrazione spetterà l'approvazione del preventivo di spesa.

Inoltre con decorrenza 15 giugno 2011 UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. è accreditata all'accesso al portale dell'AVCP per la richiesta dei codici CIG e CUP, pertanto da tale data per tutti gli approvvigionamenti ed i servizi viene richiesto il codice identificativo di gara all'Autorità nel pieno rispetto di quanto previsto dal D.Lgs. 136/2010.

Anche per gli affidamenti diretti (inferiori a Euro 20.000), sono richiesti almeno tre preventivi.

Governance e responsabilità d'impresa

Organizzazione della società

In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società, l'organizzazione di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. 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

Con atto del notaio Santus di Bergamo in data 13 gennaio 2011, a seguito dell'ingresso del nuovo socio Ascopiave S.p.a., 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** e risulta così suddiviso:

- **ANITA S.r.l. quota di Euro 1.892.004 (51,1352%),**
- **ASCOPIAVE S.p.A. quota di Euro 1.807.996 (48,8648%).**

Socio	Quote	%
ANITA S.R.L.	1.892.004	51,1352
ASCOPIAVE S.P.A	1.807.996	48,8648
	3.700.000,00	100,0000

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 2011 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 DISTRIBUZIONE S.r.l., 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 DISTRIBUZIONE S.r.l. 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 perseguitamento 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 DISTRIBUZIONE S.r.l. 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 Blue Meta S.p.. 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 DISTRIBUZIONE S.r.l..

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 insolvenza 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 DISTRIBUZIONE S.r.l. 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 DISTRIBUZIONE S.r.l. per lo svolgimento delle proprie attività. Le normative in materia ambientale, di salute e di sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. e non può essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti.

A questo proposito UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l 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 DISTRIBUZIONE S.r.l, 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 DISTRIBUZIONE S.r.l 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 DISTRIBUZIONE S.r.l 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 DISTRIBUZIONE S.r.l 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 ogni caso il legislatore sembra orientarsi verso regole che premino 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 prudenziali*: **medio/alto**, al contrario del caso precedente, politiche troppo prudenziali 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 DISTRIBUZIONE S.r.l 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.

Altre informazioni

Revisione del bilancio

Il bilancio d'esercizio di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l è assoggettato a revisione contabile da parte della società Reconta Ernst & Young S.p.A. sulla base dell'incarico conferito dall'assemblea dei soci per gli esercizi dal 2011 al 2013.

Partecipazioni detenute in altre società

Al 31.12.2011 la società non detiene partecipazioni in altre società. Le partecipazioni che deteneva della Società Blue Meta S.p.A. sono state interamente alienate, realizzando una plusvalenza di circa 5,7 milioni di Euro.

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 S.r.l. 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 2011 si rimanda alla trattazione in Nota Integrativa dei rapporti con le parti correlate.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti successivamente alla chiusura dell'esercizio.

Altre informazioni

In data 13 ottobre 2011 la società ha ricevuto una comunicazione congiunta dalle società Ascopiave Spa e Ascotrade Spa in cui le viene comunicato, ai sensi del contratto di compravendita delle partecipazioni di Blue Meta S.p.., che potrebbe configurarsi una potenziale insussistenza di un Credito per Accise per l'importo complessivo di Euro 1.680.253,75 nel bilancio di Blue Meta S.p.a.. In base a tale comunicazione l'organo amministrativo ha richiesto un parere legale al Avv. Prof. Francesco Delfini, parere pervenuto in data 14 marzo 2012. Il Consiglio di Amministrazione, preso atto di quanto indicato nella comunicazione ricevuta dalle società Ascopiave Spa e Ascotrade Spa, in considerazione e sulla scorta di quanto esposto dall'Avv. Prof. Francesco Delfini nel suo parere non ritiene vi siano rischi probabili tali da richiedere accantonamenti in bilancio ma, sentito il parere favorevole del Collegio Sindacale, ritiene comunque necessario opportuno, per ragioni di prudenza, destinare a riserva straordinaria con vincolo di non distribuibilità una parte dell'utile d'esercizio per un importo pari ad Euro 1.480.254.

Evoluzione prevedibile della gestione 2012

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

Gli utenti attivi serviti al 31/12/2011 sono 92.599, compreso il Comune di Pontirolo Nuovo, la cui gestione ha avuto decorrenza il 1° dicembre 2011. Per effetto dell'incremento medio annuo dell'utenza servita, si prevede di superare, al 31/12/2012 i 93.000 utenti serviti. La previsione di gas distribuito viene stimata pari a circa **160 milioni di mc/anno**.

Investimenti

UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l perseguita nel 2012 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 2012 è pari a circa 4 milioni di Euro.

Sono previsti inoltre, investimenti relativa all'adeguamento degli strumenti informatici gestionali e della struttura della sede di Nembro per un valore previsto pari a circa 1,4 milioni di Euro.

Efficienza

Proseguirà anche per l'anno 2012 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 2012

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.

Con la Delibera 191/11 l'Autorità ha modificato le tariffe di riferimento per l'anno 2010, e per quanto riguarda UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l ha prodotto una significativa riduzione dei ricavi, per lo stesso 2010 ma in proiezione anche per gli anni 2011 e 2012.

Pertanto, così come per l'anno 2011, anche per la previsione di budget 2012 i ricavi da vettoriamento sono stati stimati sulla proiezione delle tariffe approvate dell'anno 2010 con incremento per la remunerazione del capitale investito netto relativo agli investimenti 2009/2010.

Inoltre si è tenuto conto dei ricavi relativi all'acquisizione del servizio del Comune di Pontirolo Nuovo.

Per il Budget 2012 si stima un valore del VRT pari a circa 11 milioni di Euro, per un valore complessivo dei ricavi pari a circa 13,5 milioni di Euro.

Per quanto riguarda i costi di gestione, la riorganizzazione avviata durante l'anno 2011 e che verrà completata entro il primo semestre del 2012, soprattutto con riferimento alla riorganizzazione della struttura operativa territoriale, è stimata una riduzione dei costi di gestione rispetto al consuntivo 2011 pari a circa 250.000 Euro, per una spesa complessiva pari a 4.450.000 Euro.

Gli ammortamenti, verranno incrementati sulla base degli investimenti previsti per circa 5 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 DISTRIBUZIONE S.r.l non ha più debiti finanziari di cassa.
Saranno invece calcolati gli interessi attivi in base a quanto riconosciuto dagli istituti di credito.
La previsione di risultato ante imposte per l'anno 2012 è pari a **2,8 milioni di Euro**.

Considerazioni finali

Signori Soci, alla luce di quanto esposto nei punti precedenti Vi confermiamo che il presente Bilancio, composto da Stato Patrimoniale, Conto Economico e Nota Integrativa 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 2011 così come predisposto dall'Organo Amministrativo, proponendovi di destinare l'utile d'esercizio di Euro 6.686.916,97 nel modo seguente:

- a) a riserva legale Euro 367.947,49;
- b) a riserva straordinaria con vincolo di non distribuibilità Euro 1.480.254,00;
- c) a riserva straordinaria Euro 3.439.005,48
- d) dividendo di Euro 0,3783 per quota, pari a complessivi Euro 1.399.710,00 dell'utile di esercizio;

Nembro li 15 marzo 2012.

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

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. 20/07/04 elettricità, D.M. 20/7/04 gas) successivamente modificati ed integrati con il D.M. 21/12/07 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 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 31/12/2011

NOTA INTEGRATIVA

(Valori in Euro)

Introduzione

Signori soci,

il Bilancio dell'esercizio chiuso al 31.12.2011 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 31.12.2011 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. 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%
Avviamento	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%

Per le nuove concessioni l'importo relativo all'indennizzo previsto nel bando di gara per le porzioni di reti ed impianti da riconoscere al gestore uscente viene inserito nelle altre immobilizzazioni immateriale e viene ammortizzato sulla base di quanto previsto nel piano industriale utilizzato per il bando.

Per quanto concerne gli interventi di sviluppo previsti nel piano industriale (nuove reti e impianti) si considerano immobilizzazioni immateriali e vengono ammortizzate sulla base della vita utile prevista dall'autorità, salvo diverse disposizioni inserite nel contratto di servizio stipulato con il Comune.

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 tenendo in considerazione l'utilizzo, la

	<p>destinazione e la durata economico-tecnica dei cespiti, e sulla base del criterio della residua possibilità di utilizzazione. Si è proceduto ad effettuare gli ammortamenti in ragione delle aliquote di ammortamento indicate nella tabella successiva; tali aliquote sono state ridotte alla metà nell'esercizio di entrata in funzione del bene ad esclusione dei beni propri dell'attività di distribuzione del gas.</p> <p>Relativamente ai beni gratuitamente devolvibili e relativi al Comune di Gandino, vengono ammortizzati secondo le quote disposte dall'art. 69 del T.U.I.R sulla durata residua della convenzione con il Comune di Gandino. 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. 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>																																																				
<u>Finanziarie</u>																																																					
	<table border="1" style="width: 100%;"> <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>		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	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.
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.
Fondi rischi e oneri	I fondi rischi e oneri sono stanziati, con la migliore stima possibile riferita agli elementi a disposizione, al fine di coprire perdite o debiti di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati l'ammontare o la data della sopravvenienza.
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, delle quote utilizzate per le cessazioni del rapporto di lavoro intervenute nel corso dell'esercizio e degli eventuali versamenti effettuati ai fondi previdenziali.
Debiti	I debiti sono esposti in bilancio al loro valore nominale, rettificato in occasione di successive variazioni. Nel presente esercizio non sono state effettuate operazioni che abbiano comportato l'iscrizione in bilancio di passività in valuta estera.
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 o più 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 ragionie-ristiche e tecnico contabili, nel rispetto del principio della competenza. I ri-sconti 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	<p>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.</p> <p>Le imposte differite e anticipate sono contabilizzate secondo il "liability method" e pertanto riflettono gli effetti fiscali derivanti dalle differenze 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 per imposte anticipate 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 i ricavi prodotti nel corso dell'esercizio mentre sono stati inseriti i costi anche se 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.</p> <p>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 31.12.2011	Euro	6.228.540
Saldo al 31.12.2010	Euro	4.795.120
Variazione	Euro	1.433.420
Variazione in percentuale		29,9%

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 31.12.2011	Euro	25.928.744
Saldo al 31.12.2010	Euro	24.277.545
Variazione	Euro	<u>1.651.199</u>
Variazione in percentuale		6,8%

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.

III. *Immobilizzazioni finanziarie*

Saldo al 31.12.2011	Euro	0
Saldo al 31.12.2010	Euro	18.014.500
Variazione	Euro	<u>(18.014.500)</u>
Variazione in percentuale		-100,0%

Le partecipazioni che la società deteneva nella Società BlueMeta S.p.A. sono state interamente alienate nel corso dell'esercizio, realizzando una plusvalenza di 5,7 milioni di euro, come meglio indicato nel proseguo del presente documento e nella relazione sulla gestione.

Elenco società controllate e collegate

Alla chiusura dell'esercizio la società non detiene partecipazioni relative ad imprese controllate

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

Nel seguente prospetto e' 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>50.867</i>
<i>Spese di costituzione e impianto</i>	<i>50.867</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 50.867 e gli incrementi dell'esercizio sono relativi ai costi notarili sostenuti dalla società per le delibere di aumento del Capitale Sociale ed altri atti conseguenti all'ingresso del nuovo socio Ascopiave.

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	2011 (a)	2010 (b)	Variazione c=(a)-(b)
Attivo circolante	23.220.070	8.337.231	14.882.839
Ratei e risconti attivi	50.421	48.061	2.360
Crediti esigibili oltre l'esercizio succ.	-1.176.836	-224.258	-952.578
Attività correnti	22.093.655	8.161.034	13.932.621
Debiti	15.041.084	34.098.512	-19.057.428
Ratei e risconti passivi	24.112	9.155	14.957
Debiti esigibili oltre l'esercizio succ.	-5.808.366	-7.277.076	1.468.710
Passività correnti	9.256.830	26.830.591	-17.573.761
Total Capitale Circolante Netto	12.836.825	-18.669.557	31.506.382

I. Rimanenze

Saldo al 31.12.2011	Euro	350.400
Saldo al 31.12.2010	Euro	416.381
Variazione	Euro	(65.981)
Variazione in percentuale		-15,8%

C.I.1 Materie prime, sussidiarie e di consumo	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Materiale di consumo	416.381	-65.981	350.400	-15,85%
Totale	416.381	-65.981	350.400	-15,85%

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 31.12.2011	Euro	8.595.353
Saldo al 31.12.2010	Euro	7.893.345
Variazione	Euro	702.008
Variazione in percentuale		8,9%

C.II.1 Crediti verso clienti	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Clienti	907.845	2.187.285	3.095.130	240,93%
Clienti per Fatture da Emettere	977.409	906.114	1.883.523	92,71%
Note di Credito da Emettere	-20.746	20.531	-215	-98,96%
Fondo accantonamento rischi su crediti	0	-455.219	-455.219	-100,00%
Totale	1.864.508	2.658.711	4.523.219	142,60%

C.II.2 Crediti verso imprese controllate	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Crediti verso imprese controllate	3.637.269	-3.637.269	0	-100,00%
Totale	3.637.269	-3.637.269	0	-100,00%

Con la cessazione dell'affidamento del servizio di distribuzione del gas metano nel Comune di Sotto il Monte, per effetto del conseguente rilascio del relativo impianto di distribuzione avvenuto con verbale del 26 aprile 2011, la società ha provveduto a fatturare al Comune di Sotto il Monte, il valore industriale residuo dell'impianto di distribuzione realizzato dalla società. La determinazione del valore è stata quantificata ai sensi dall'art. 15 comma 5 D.Lgs 164/2000 così come previsto da contratto. Alla data di redazione del bilancio il credito vantato nei confronti del Comune di Sotto il Monte non risulta ancora incassato. Si è ritenuto opportuno, sulla base del principio della prudenza, stanziare un fondo rischi su crediti al fine di neutralizzare l'effetto economico di tale operazione, in previsione del possibile contenzioso e delle tempistiche per il recupero di tale credito.

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

C.II.4 Crediti verso imprese controllanti	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Crediti verso imprese controllanti	20.708	-20.708	0	-100,00%
Totale	20.708	-20.708	0	-100,00%

Al 31.12.2011 risulta estinto il finanziamento che nel 2010 la società aveva erogato alla società Anita Spa.

C.II.4-bis Crediti tributari	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Crediti di Imposta IRAP	0	13.122	13.122	100,00%
Erario c/IVA	269.244	338.761	608.005	125,82%
Totale	269.244	351.883	621.127	130,69%

C.II.4-ter Imposte anticipate	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Crediti per Imposte Anticipate IRES	222.578	188.011	410.589	84,47%
Crediti per Imposte Anticipate IRAP	9.322	489	9.811	5,25%
Totale	231.900	188.500	420.400	81,29%

Le attività per imposte anticipate di Euro 420.400 sono originate dalle differenze temporanee non deducibili fiscalmente 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 ammontano a Euro 420.400.

C.II.5 Crediti verso altri	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Depositi cauzionali vari	11.580	12.872	24.452	111,16%
Crediti x Rimborsi Enti Previdenziali	0	108	108	100,00%
Dipendenti c/arrotondamenti	8	3	11	37,50%
Crediti Diversi	191.595	-176.843	14.752	-92,30%
Anticipi Finanziari a Fornitori	43.840	-37	43.803	-0,08%
Credito per TEE	862.441	186.681	1.049.122	21,65%
Deb.V/CCSE (Assic.utenti finali)	5.015	-408	4.607	100,00%
UG2 (Credito/Debito)	605.743	750.650	1.356.393	100,00%
Bonus Gas	149.494	387.865	537.359	259,45%
Totale	1.869.716	1.160.891	3.030.607	62,09%

III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Saldo al 31.12.2011	Euro	76.731
Saldo al 31.12.2010	Euro	0
Variazione	Euro	<u>76.731</u>
Variazione in percentuale		100,0%

Ammontano a Euro 76.731 e sono relativi ai certificati TEE di tipo II acquistati nel corso dell'esercizio in eccedenza rispetto all'obiettivo fissato dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2011.

C.III.6 Altri Titoli	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Certificati TEE	0	76.731	76.731	100,00%
Totale	0	76.731	76.731	100,00%

IV. Disponibilità liquide

Saldo al 31.12.2011	Euro	14.197.586
Saldo al 31.12.2010	Euro	27.505
Variazione	Euro	<u>14.170.081</u>
Variazione in percentuale		51518,2%

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

C.IV.1 Depositi bancari e postali	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Conti correnti bancari	23.483	14.173.316	14.196.799	> 100,00%
Totale	23.483	14.173.316	14.196.799	60355,64%
C.IV.3 Denaro e valori in cassa	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Denaro in Cassa	4.022	-3.235	787	-80,43%
Totale	4.022	-3.235	787	-80,43%

Le maggiori disponibilità liquide della società rispetto all'esercizio precedente sono una conseguenza sia del versamento a titolo di aumento di Capitale Sociale e Sovraprezzo Quote effettuato del nuovo socio Ascopiave S.p.A. che dalla vendita e dal relativo incasso del credito derivato dalla cessione della partecipazione che la società deteneva in BlueMeta S.p.A.. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dal pagamento di due tranches di dividendi e dal pagamento di alcuni debiti per acquisto partecipazioni contratti negli esercizi precedenti.

Si rimanda all'Allegato 4, relativo al Rendiconto Finanziario, per ulteriori dettagli.

D) Ratei e Risconti attivi

Saldo al 31.12.2011	Euro	50.421
Saldo al 31.12.2010	Euro	48.061
Variazione	Euro	2.360
Variazione in percentuale		4,9%

D.II Altri ratei e risconti attivi	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Risconti attivi	48.061	2.360	50.421	4,91%
Totale	48.061	2.360	50.421	4,91%

Passività

A) Patrimonio netto

Saldo al 31.12.2011	Euro	40.004.399
Saldo al 31.12.2010	Euro	21.080.303
Variazione	Euro	18.924.096
Variazione in percentuale		89,8%

Il capitale sociale ammonta ad Euro 3.700.000 e risulta interamente sottoscritto e versato. Si riepiloga di seguito la movimentazione intervenuta nell'esercizio.

Quote	Numero	Valore nominale
Consistenza iniziale	1.992.438	1,00 euro
Azzeramento per copertura perdite	0	1,00 euro
Aumento capitale sociale	1.707.562	1,00 euro
Consistenza finale	3.700.000	1,00 euro

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	3.700.000	-	-			
Riserve di capitale:						
Riserva sovrapprezzo azioni	23.632.479	A, B, C	23.632.479	23.264.532	-	-
Riserva rivalutazione	34.739	A, B, C	34.739	34.739	-	-
Riserva da Trasformazione art. 115 TUEL	5.500.000	A, B, C	5.500.000	5.500.000	-	-
Riserva contributi regionali ex art. 55 TUIR	76.013	B	76.013	-	-	-
Riserve di utili:						-
Riserva legale	372.053	B	372.053	-	-	-
Riserva statutaria	2.200	B	2.200	-	-	-
Utile d'esercizio (2)	6.686.917	A, B, C	6.686.917	6.352.571	-	-
Arrotondamento Euro	-2		-2	-2		
Totale	40.004.399		36.304.399	35.151.840	0	0
Quota non distribuibile (1)	1.154.742					
Residua quota distribuibile	35.149.657					
<i>Legenda: A: per aumento di capitale - B: per copertura perdite - C: per distribuzione ai soci.</i>						
(1) Salvo ulteriori vincoli derivanti da disposizioni statutarie, da esplicitare ove esistenti.						
(2) Il Consiglio di amministrazione propone un vincolo di non distribuibilità per un importo di €1.480.254.						

In data 13 ottobre 2011 la società ha ricevuto una comunicazione congiunta dalle società Ascopiave Spa e Ascotrade Spa in cui le viene comunicato che, ai sensi del contratto di compravendita delle partecipazioni di BlueMeta Sp.a., potrebbe configurarsi una potenziale insussistenza di un Credito per Accise per l'importo complessivo di euro 1.680.253,75 nel bilancio di BlueMeta Sp.a.. In base a tale comunicazione l'organo amministrativo ha richiesto un parere legale al Avv. Prof. Francesco Delfini, parere pervenuto in data 14 marzo 2012. Il Consiglio di Amministrazione, preso atto di quanto indicato nella comunicazione ricevuta dalle società Ascopiave Spa e Ascotrade Spa, in considerazione e sulla scorta di quanto esposto dall'Avv. Prof. Francesco Delfini nel suo parere non ritiene vi siano rischi probabili tali da richiedere accantonamenti in bilancio ma, sentito il parere favorevole del Collegio Sindacale, ritiene comunque necessario opportuno, per ragioni di prudenza, destinare a riserva straordinaria con vincolo di non distribuibilità una parte dell'utile d'esercizio per un importo pari ad euro 1.480.254.

RAPPRESENTAZIONE DEI MOVIMENTI INTERVENUTI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO									
	Capitale sociale	Riserve Rivalutazione	Riserva legale	Riserve statutarie	Riserva sovrapprezzo quote	Altre Riserve	Utili esercizi precedenti	Risultato dell'esercizio	Totale
All'inizio dell'esercizio precedente	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		-1.214.321	0
Arrotondamento						2			2
Dividendi								-100.000	-100.000
Risultato dell'esercizio precedente								1.862.246	1.862.246
Alla chiusura dell'esercizio precedente	1.992.438	34.739	278.777	2.200	8.146.117	8.674.876	88.911	1.862.246	21.080.304
Destinazione del risultato dell'esercizio:			93.276					-93.276	0
- Attribuzione di dividendi					-1.043.177	-3.098.862	-88.911	-1.768.970	-5.999.920
- Aumento Capitale	1.707.562				16.529.539				18.237.101
Arrotondamento						-3			-3
Risultato dell'esercizio corrente								6.686.917	6.686.917
Alla chiusura dell'esercizio corrente	3.700.000	34.739	372.053	2.200	23.632.479	5.576.011	0	6.686.917	40.004.399

(1) Indicare in colonne distinte le diverse riserve, come da prospetto esemplificativo precedente.

Nel corso dell'esercizio 2011 la società:

- con atto notarile del 10.01.2011 ha aumentato il capitale sociale a pagamento portandolo da Euro 1.992.438 ad Euro 3.700.000, con relativo Sovrapprezzo Quote di Euro 16.529.539, da offrire al socio Ascopiave S.p.A. ed ha adottato il nuovo testo di statuto sociale con lo spostamento della sede legale della società da Orio al Serio, via Cristoforo Colombo n. 1/a a Nembro in via Lombardia n. 27;
- con atto notarile del 13.01.2011 è stata conferita alla società, ad integrale sottoscrizione e liberalizzazione dell'aumento di capitale, da Ascopiave S.p.a. la somma complessiva di Euro 18.237.101 di cui 1.707.562 per il Capitale Sociale ed Euro 16.529.539 a titolo di Sovrapprezzo Quote;
- con atto notarile del 13.01.2011 sono state cedute ad Ascopiave S.p.A. le partecipazioni che le società Cart Partecipazioni S.r.l., Generale Servizi S.r.l. e G.E.I. Gestione Energetica Impianti S.p.A. detenevano in UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l..
- con atto notarile del 13.01.2011 la società ha ceduto ad Ascotrade S.p.A. le azioni detenute in Blue Meta S.p.A. Tale cessione ha determinato una plusvalenza pari ad Euro 5.773.949.

Dividendi

L'Assemblea ordinaria dei soci di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. in sede di approvazione del bilancio chiuso al 31.12.2009 ha deliberato la distribuzione del dividendo ordinario di Euro 100.000; tale dividendo è stato erogato nel corso del 2011 il dividendo pari a Euro 94.959 a favore del socio Anita S.r.l..

L'Assemblea ordinaria dei soci di UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. in sede di approvazione del bilancio chiuso al 31.12.2010 ha deliberato la distribuzione del dividendo ordinario di Euro 1.768.970 e un dividendo straordinario di Euro 4.230.950 attraverso riserve distribuibili: tali dividendi sono stati erogati ai due soci nel corso del 2011: uno pari ad Euro 3.068.074 a favore del socio Anita S.r.l. ed uno pari ad Euro 2.931.846 a favore del socio Ascopiave S.p.a..

C) Trattamento di fine rapporto

Saldo al 31.12.2011	Euro	358.180
Saldo al 31.12.2010	Euro	284.487
Variazione	Euro	73.693
Variazione in percentuale		25,9%

C TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Quota TFR su ratei	2.041	114	2.155	5,59%
Fondo Accantonamento T.F.R.	282.446	73.579	356.025	26,05%
Totale	284.487	73.693	358.180	25,90%

Fondo TFR	2011	2010
Saldo all'inizio dell'esercizio	284.487	249.421
Utilizzo per risoluzione rapporti	0	-12.551
Utilizzo per anticipi	0	-12.395
Accantonamento Quota TFR su ratei	114	85
Accantonamenti dell'esercizio	73.579	59.927
Fondo alla fine dell'esercizio	358.180	284.487

D) Debiti

Saldo al 31.12.2011	Euro	15.041.084
Saldo al 31.12.2010	Euro	34.098.512
Variazione	Euro	(19.057.428)
Variazione in percentuale		-55,9%

D.4.1 Banche c/c passivo	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Conti corrente bancari	13.199.514	-13.199.514	0	-100,00%
Totale	13.199.514	-13.199.514	0	-100,00%

Nel corso dell'esercizio grazie all'incasso derivante dalla vendita della partecipazione detenuta in BlueMeta e al versamento ricevuto a titolo di aumento di Capitale Sociale e Sovrapprezzo Quote la società ha potuto chiudere tutte le posizioni a breve che la società aveva nel precedente esercizio verso gli istituti di credito.

D.4.3 Mutui passivi bancari	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Mutui passivi Bancari	314.461	-251.046	63.415	-79,83%
Mutuo passivo CreBerg	707.771	-121.979	585.792	-17,23%
Mutuo passivo BpBG	1.551.105	-198.206	1.352.899	-12,78%
Mutui Ipotecari	605.500	-121.100	484.400	-20,00%
Totale	3.178.837	-692.331	2.486.506	-21,78%

D.4.4 Altri debiti verso banche	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Finanziamenti ML	6.133.053	-907.934	5.225.119	-14,80%
Totale	6.133.053	-907.934	5.225.119	-14,80%

D.7 Debiti verso fornitori	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Fornitori	1.886.180	301.239	2.187.419	15,97%
Note di Credito da Ricevere	-43	-5.496	-5.539	12781,40%
Fornitori Fatture da ricevere	2.636.549	-108.057	2.528.492	-4,10%
Totale	4.522.686	187.686	4.710.372	4,15%

D.9 Debiti verso imprese controllate	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Debiti verso imprese controllate	36.796	-36.796	0	-100,00%
Totale	36.796	-36.796	0	-100,00%

D.12 Debiti tributari	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Ritenute IRPEF (Autonomi-Agenti)	28.426	-23.989	4.437	-84,39%
Ritenute IRPEF Dipendenti	30.148	6.225	36.373	20,65%
Imposta Rivalutazione TFR	671	-170	501	-25,34%
IVA in sospeso	0	75.644	75.644	100,00%
Debito per Imposta IRAP	30.845	-30.845	0	-100,00%
Debiti per Imposta Sostitutiva	18.725	-18.725	0	-100,00%
Debito per Imposta IRES	235.600	-117.083	118.517	-49,70%
Totale	344.415	-108.943	235.472	-31,63%

D.13 Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
INPS	39.686	8.446	48.132	21,28%
INAIL	1.042	2.002	3.044	100,00%
INPDAP	112.616	-106.359	6.257	-94,44%
INPDAP (debiti pregressi)	0	107.226	107.226	100,00%
Debiti per contributi previdenziali collaboratori	5.178	-3.419	1.759	-66,03%
Debiti per Fondo Mutualistico	307	10	317	3,26%
Contributi ferie e permessi dipendenti da liquidare	46.235	6.033	52.268	100,00%
Contributi 14ma mensilità dipendenti da liquidare	8.800	515	9.315	200,00%
Totale	213.864	14.454	228.318	6,76%

D.14 Altri debiti	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Soci c/dividendi	100.000	-94.959	5.041	-94,96%
Depositi Cauzionali	14.250	-6.056	8.194	-42,50%
Dipendenti c/retribuzione	41.634	9.270	50.904	22,27%
Sindacati c/itenute	3.982	-1.558	2.424	-39,13%
Debiti Diversi	7.971	6.373	14.344	79,95%
Compensi Amministratori	28.957	-24.899	4.058	-85,99%
Debito Acquisto Ramo d'azienda MONTESECCHIO	33.938	0	33.938	0,00%
Debito Acquisto Ramo d'azienda PS	1.051.060	-1.051.060	0	-100,00%
Debiti x Cessione Quinto (Stipendio)	304	2.548	2.852	838,16%
Permessi e ferie dipendenti da liquidare	151.102	14.984	166.086	9,92%
Quota 14ma mensilità dipendenti da liquidare	27.556	1.538	29.094	5,58%
Debiti v/Dipendenti premio annuale	24.386	4.614	29.000	18,92%
Debiti Certificati/Titoli TEE	824.394	-824.394	0	-100,00%
Debiti per Contributo Solidarieta Art.10	834	-834	0	-100,00%
Debito x Acquisto Azioni Bluemeta	2.695.798	-2.695.798	0	-100,00%
Debito x Acquisto azioni	0	182.636	182.636	100,00%
UG1 (Squilibri perequazione/conguagli)	226.735	-98.803	127.932	-43,58%
GS (Clienti Economicamente Disagiati)	119.547	-21.371	98.176	-17,88%
RE (Risp.Energetico/Fonti Rinnovabili)	294.820	-174.740	120.080	-59,27%
RS (Qualità Servizio Gas)	15.705	-5.254	10.451	-33,45%
PEREQUAZIONE	806.374	463.713	1.270.087	57,51%
Totale	6.469.347	-4.314.050	2.155.297	-66,68%

Si segnala che le principali variazioni intervenute nel corso dell'esercizio sono relative alla chiusura di diversi debiti che la società aveva contratto negli esercizi precedenti per l'acquisto di partecipazioni in società di distribuzione e vendita di gas.

D) Ratei e Risconti passivi

Saldo al 31.12.2011	Euro	24.112
Saldo al 31.12.2010	Euro	9.155
Variazione	Euro	<u>14.957</u>
Variazione in percentuale		163,4%

E.II Altri ratei e risconti passivi	31.12.2010	variazione	31.12.2011	Var. %
Ratei passivi	9.155	14.957	24.112	163,38%
Totale	9.155	14.957	24.112	163,38%

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 Euro 1.176.836 e sono relativi a:

- crediti per imposte anticipate per Euro 420.400
- crediti commerciali per Euro 756.436.

Debiti

I debiti alla chiusura d'esercizio di durata maggiore di 5 anni sono relativi ai mutui accesi presso la Banca BCC Treviglio. Nei seguenti prospetti vengono ripartiti i debiti esigibili entro l'esercizio successivo, oltre l'esercizio successivo entro 5 anni e oltre 5 anni.

D.4.3 Mutui passivi bancari 2.486.506

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	Tasso d'interesse applicato
Mutuo passivo Mediocredito	121.100	363.300	0	484.400	Euribor a 3 mesi + spread 1,15 punti
Mutuo passivo Banca Pop.re di Bergamo	63.415	0	0	63.415	Euribor a 6 mesi + spread 1,25 punti
Mutuo ipotecario B.ca Agricola Mantovana	131.764	454.028	0	585.792	Euribor a 3 mesi + spread 1,1 punti
Mutuo ipotecario BCC Treviglio	201.255	829.535	322.109	1.352.899	Euribor a 3 mesi + spread 0,3 punti
Totale	517.533	1.646.863	322.109	2.486.506	

Il mutuo ipotecario acceso presso la Monte dei Paschi è garantito da ipoteca in 1° grado sino alla correnza di euro 2.250.000 sul seguente bene della società in Comune di Nembro – Via Lombardia corpo A:

- Immobile a destinazione commerciale/artigianale in corso di completamento

D.4.4 Altri debiti vs banche **5.225.119**

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	Tasso d'interesse applicato
Finanziamento Banca OPI Spa	1.385.726	3.839.393	0	5.225.119	Euribor a 3 mesi + spread 0,45 punti
Totale	1.385.726	3.839.393	0	5.225.119	

Crediti/debiti ripartizione geografica

Tutti i crediti e i debiti, nonché i ricavi realizzati, sono tutti 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 **50.421**

Risconti attivi	31.12.2011	31.12.2010
Prestazioni Servizi	23.132	24.413
Locazioni e spese	2.546	3.474
Canoni utenze	1.938	1.921
Oneri tenuta conto e fideiussione	918	2.450
Spese varie autovetture e automezzi	1.397	1.318
Abbonamenti giornali, riviste e pubblicità	5.205	1.635
Assicurazioni	15.285	12.850
Varie	0	0
Totale	50.421	48.061

E.2 Altri ratei e risconti passivi **24.112**

Ratei Passivi	31.12.2011	31.12.2010
Canoni utenze	2.546	2.506
Interessi su mutui	5.389	5.419
Consulenze legali	13.139	0
Consulenze Fiscali – ammi.ve	2.850	0
Vari	188	1.230
Totale	24.112	9.155

8) Oneri finanziari imputati all'attivo

Tutti gli interessi e gli altri oneri finanziari sono stati interamente spesati 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	31/12/2010	Incrementi	Decrementi	31/12/2011
Fideiussioni prestate a terzi	193.409	45.250	0	238.659
Totale conti d'ordine	193.409	45.250	0	238.659

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

Ente garante	Beneficiario	importo garantito
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Gazzaniga	5.000
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Ponte Nossa	3.000
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Alzano Lombardo	8.500
Banca BCC Treviglio	Provincia di Bergamo	18.909
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Nembro	10.000
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Clusone	10.000
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Carvico	32.000
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Pognano	3.500
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Ardesio	5.000
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Spirano	5.000
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Solza	37.750
Banca Popolare di Bergamo	Comune di Pontirolo Nuovo	100.000
TOTALE		238.659

10) Ripartizione dei ricavi e delle vendite

Nel seguente prospetto e' illustrata la ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni secondo le diverse categorie di attività svolte dalla società.

Ripartizioni per attività **11.865.639**

Contributi da Utenti x Prestazioni Distribuzione Gas (Misura)	43.211,80
Attività ai PDR	130.494,83
Posa-Attivazione Contatore	41.244,07
Contributi da Utenti x Prestazioni Distribuzione Gas (Allacci)	416.424,99
Addebiti x lettura Misuratori a Imp.Vend.	91.999,20
Contributi da Utenti x Prestazioni Distribuzione Gas (Rete)	36.433,87
Contributi da Utenti x Prestazioni Distribuzione Gas (GRF)	7.486,50
TARIFFA FISSA T1 (DIS)	3.658.703,69
TARIFFA FISSA T1 (MIS)	1.136.571,98
TARIFFA FISSA T1 (COT)	69.320,60
TARIFFA VARIABILE T3	7.080.107,88
CONGUAGLI TARIFFARI	-1.272.174,82
Ricavi x Accertamento Delibera 40	47.460,00

Alla data di redazione del bilancio l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas non ha ancora determinato le tariffe di riferimento per l'anno 2011, sulla base delle quali la società calcola i propri ricavi che derivano da distribuzione e misura; la società ha pertanto provveduto ad effettuare la migliore stima possibile dei relativi ricavi di competenza, attraverso la proiezione delle tariffe approvate dell'anno 2010, incrementate per la remunerazione del capitale investito netto relativo agli investimenti 2009/2010 e tenuto conto dei ricavi relativi alle nuove acquisizioni.

Ripartizioni per aree geografiche

Tutti i ricavi realizzati sono relativi all'area geografica Lombardia e ancora più in dettaglio alla provincia di Bergamo.

Oneri diversi di gestione

Per quanto concerne l'andamento dei costi si segnala che gli oneri diversi di gestione ammontano ad Euro 1.889.292 in aumento di circa 890 mila Euro rispetto al 2010. Tale incremento è determinato dai maggiori obiettivi per il risparmio energetico fissati dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per l'esercizio 2011 rispetto all'esercizio 2010 (Euro 280.035) e dalle sopravvenienze passive ordinarie di Euro 552.959. Tale sopravvenienza è stata determinata da errori materiali nelle procedure di calcolo impiegate per la quantificazione delle tariffe di riferimento per gli anni 2009 e 2010 compiuti da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, a seguito di tali errori, ha provveduto con la Delibera 191/11 del 22 dicembre 2011 alla rideterminazione delle tariffe di riferimento già approvate per l'anno 2010.

Per un maggior dettaglio sull'andamento dei costi d'esercizio si rinvia al paragrafo "Situazione patrimoniale e economica" trattato nella relazione sulla gestione.

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>193.309-</i>
Interessi passivi bancari di C/C	18.041-
Interessi Passivi su Mutui	173.956-
Interessi Passivi di Mora non contrattuali	48-
Interessi passivi e oneri finanziari v/altre	1.264-

13) Composizione dei proventi e degli oneri straordinari

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

<i>E.20.a Plusvalenze da alienazione</i>	<i>5.773.949</i>
Plusvalenza da alienazione partecipazioni BLUMETA SPA	5.773.949

<i>E.20.c Altri oneri straordinari</i>	<i>3</i>
Arrotondamento EURO	3

La plusvalenza pari ad Euro 5.773.949 deriva dalla già descritta vendita della partecipazione BlueMeta S.p.A. avvenuta nel corso dell'esercizio.

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 2011 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.

	2010			2011		
	Importo	Aliquota	Imposta	Importo	Aliquota	Imposta
Utile Ante imposte	2.828.786	27,50%	777.916	7.699.503	38,00%	2.925.811
- Differenza tra valore e costo della produzione	3.079.182			1.802.107		
- Costi per il personale	1.295.665			1.448.316		
- Svalutazione crediti e acc.to rischi	0			455.219		
Differenza tra valore e costo della produzione rettificata (1)	4.374.847	3,90%	170.619	3.705.642	4,20%	155.637
Aliquota teorica (2)	33,53%		948.535	40,02%		3.081.448
Effetto della variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica						
- Variazioni in aumento	355.307			975.599		
- Variazioni in diminuzione	(42.690)			(5.943.459)		
Variazione imponibile fiscale IRES	312.617	27,50%	85.970	(4.967.860)	38,00%	(1.887.787)
- Variazioni in aumento	181.580			217.764		
- Variazioni in diminuzione	(38.889)			(40.974)		
Variazione imponibile fiscale IRAP	142.691	3,90%	5.565	176.790	4,20%	7.425
Aliquota effettiva	36,77%		1.040.070	15,60%		1.201.086

(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:

- La figura di quadro dell'anno scorso è stata spostata nella posizione di dirigente ed è stato assunto un nuovo quadro. Pertanto il fine rapporto nella colonna quadro è da interpretare quale spostamento alla categoria dirigenti.
- Le figure assimilate ai dipendenti fanno riferimento ai componenti del consiglio di amministrazione con compenso.

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

Movimentazione Posizioni	Dirigente	Quadro	Impiegati	Operai	Totale dipendenti	Assimilati ai dipendenti
01.01.2011	0	1	17	11	29	2
Assunzioni	1	1	1	2	6	2
Fine rapporto	0	1	0	0	1	0
31.12.2011	1	1	19	13	34	4

16) Compensi amministratori e sindaci e revisori

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

Organo	Compenso
Consiglio Amministrazione	146.639
Collegio Sindacale	37.433
Revisori	30.625

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 e' 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 S.r.l. 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 2011 sono riepilogati nella tabella seguente:

Rapporti commerciali e diversi con altri soggetti appartenenti al gruppo				
Denominazione società	Esercizio chiuso al 31/12/2011			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni
Blue Meta s.p.a.	2.954.123	23.794	-	-
Ascopiave Spa	7.345	-	-	-

Costi e Ricavi generati con altri soggetti appartenenti al gruppo						
Denominazione società	Esercizio chiuso al 31/12/2011					
	Costi			Ricavi		
	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Blue Meta s.p.a.	-	111.334	-	-	9.677.857	-
Ascopiave Spa	-	20.667	-	-	-	7.345
Ascotrade Spa						5.773.949

Le operazioni compiute da UNIGAS DISTRIBUZIONE S.r.l. con le parti correlate riguardano essenzialmente le prestazioni di servizi erogati all'impresa Blue Meta S.p.A. Gli altri ricavi rilevati nei confronti di Ascotrade Spa si riferiscono alla plusvalenza realizzata a seguito della cessione delle partecipazioni detenute dalla società in 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 Cogide S.p.A. è stata affrancata mediante il versamento dell'imposta sostitutiva pari al 4%.

Attività di direzione e coordinamento

Si evidenzia come la società non sia soggetta all'attività di direzione e coordinamento da parte di un altro soggetto.

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Oltre a quanto già indicato e descritto nel paragrafo del Patrimonio Netto non si segnalano ulteriori eventi ed operazioni significative non ricorrenti avvenuti nel corso dell'esercizio 2011.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

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

Nembro lì 15 marzo 2012

Il Presidente
del Consiglio di Amministrazione
Rag. Antonio Pezzotta