



Gruppo GAS PLUS

Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2015

Sede legale MILANO – Viale Enrico Forlanini, 17
Capitale Sociale: € 23.353.002,40 (interamente versato)
R.I. 08233870156
R.E.A. 1210007
Codice fiscale e Partita IVA 08233870156

INDICE

Organi sociali	3
Dati di sintesi	4
Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2015	5
Prospetti contabili consolidati riclassificati	24

ORGANI SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (1)

Sig. Davide Usberti

*Presidente e Consigliere Delegato
Amministratore esecutivo*

Dott. Lino Gilioli (*) ()**

*Vicepresidente
Amministratore indipendente*

Dott. Nicola Biase

*Consigliere
Amministratore indipendente*

Prof. Ing. Domenico Laforgia

*Consigliere
Amministratore indipendente*

Dott.sa Lisa Orlandi

*Consigliere
Amministratore indipendente*

Avv. Roberto Pistorelli

Consigliere

Ing. Cinzia Triunfo

Consigliere

Dott.sa Anna Maria Varisco ()**

*Consigliere
Amministratore indipendente*

COLLEGIO SINDACALE (1)

Prof. Lorenzo Pozza

Presidente

Dott.sa Laura Guazzoni

Sindaco Effettivo

Dott. Claudio Raimondi

Sindaco Effettivo

Dott. Giuseppe Leoni

Sindaco Supplente

Dott. Manuel Menis

Sindaco Supplente

SOCIETÀ DI REVISIONE (2)

Deloitte & Touche S.p.A.

(*) *Nominato Vice Presidente e Lead Independent Director dal Consiglio di Amministrazione dell'11 maggio 2015.*

(**) *Membri del Comitato per la Remunerazione e del Comitato Controllo e Rischi.*

(1) *Nominato dall'Assemblea Ordinaria dell'11 maggio 2015 e con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio al 31.12.2017.*

(2) *Nominata dall'Assemblea Ordinaria dell'11 maggio 2015 per un periodo di 9 anni e, quindi, con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio al 31.12.2023.*

DATI DI SINTESI

Principali indicatori di mercato	31 marzo 2015	31 marzo 2014	var. %
Prezzo medio Brent dated (\$/bbl) ⁽¹⁾	53,97	108,21	(50,1%)
Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	1,13	1,38	(18,6%)
Prezzo medio gas - TTF (€/Mwh) ⁽¹⁾	21,34	24,36	(12,4%)
Euribor - a tre mesi (%), media del periodo	0,046	0,295	(84,4%)

Principali dati operativi del Gruppo	31 marzo 2015	31 marzo 2014	var. %
Produzione di idrocarburi (Msmce)	40,2	48,1	(16,4%)
Vendite di idrocarburi (MSmce)	211,8	128,6	64,7%
Volumi di gas distribuito (MSmc)	76,5	68,5	11,8%
Numero dipendenti a fine periodo	205	210	(2,4%)

Dati di Conto Economico (IAS / IFRS)	31 marzo 2015	31 marzo 2014	var. %
Ricavi da vendite	75.497	55.221	36,7%
Costi Operativi	63.744	41.790	52,5%
EBITDA	11.753	13.431	(12,5%)
% sui ricavi di vendita	15,57%	24,32%	
EBIT	7.676	8.653	(11,3%)
Risultato operativo	7.676	8.653	(11,3%)
% sui ricavi di vendita	10,17%	15,67%	
Risultato prima delle imposte	6.434	6.190	3,9%
Risultato netto	4.395	3.611	21,7%

Dati di Stato Patrimoniale (IAS / IFRS)	31 marzo 2015	31 marzo 2014
Investimenti in immobilizzazioni	986	2.162
di cui investimenti in esplorazione	441	1.011
Capitale circolante netto	17.425	12.806
Capitale investito netto (A) + (B)	285.855	281.818
Indebitamento netto (A)	61.528	68.567
Patrimonio netto (compresa quota terzi) (B)	224.327	213.251

Indici patrimoniali ed economici	31 marzo 2015	31 marzo 2014
ROI ⁽³⁾	4,48%	7,98%
ROE ⁽⁴⁾	8,09%	4,12%
Utile per azione	0,10	0,08
PFN / EBITDA ⁽⁵⁾	1,75	1,40
Indebitamento netto (A) / Patrimonio netto (B)	0,27	0,32
Gearing (A/A+B)	22%	24%

(1) = fonte: Reuters

(2) = fonte: BCE

(3) = Risultato operativo annualizzato / capitale investito netto medio.

(4) = Risultato annualizzato / patrimonio netto medio.

(5) = Posizione finanziaria netta / EBITDA annualizzato.

L'EBITDA, l'EBIT e l'indebitamento finanziario netto (posizione finanziaria netta), come sopra definiti, sono misure utilizzate dalla Direzione del Gruppo per monitorare e valutare l'andamento operativo dello stesso e non sono identificate come misura contabile nell'ambito degli IFRS; pertanto, non devono essere considerate una misura alternativa per la valutazione dell'andamento del risultato, della situazione patrimoniale e finanziaria e dei flussi di cassa del Gruppo. Poiché la composizione di tali misure non è regolamentata dai principi contabili di riferimento, il criterio di determinazione applicato dal Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri e pertanto potrebbe non essere comparabile.

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE AL 31 MARZO 2015

Highlights

Signori azionisti

riteniamo che nel primo trimestre 2015 Gas Pus abbia contrastato con notevole efficacia l'impegnativo contesto derivante dal calo dei prezzi degli idrocarburi e dai vincoli produttivi di cui risente la principale *Business Unit*, l'*E&P*, senza tuttavia allentare la presa rispetto ai propri programmi di crescita.

Nonostante il fisiologico calo dei volumi produttivi nell'*E&P* rispetto all'analogo periodo dello scorso anno – situazione che si protrarrà sino alla ripresa dell'attività sulla Concessione di Garaguso ed all'avvio dei nuovi progetti di sviluppo - la contrazione della marginalità assoluta è risultata in linea con il *trend* dei prezzi del gas metano, che costituisce la principale *commodity* su cui il Gruppo opera. L'utile netto è invece migliorato, grazie al buon andamento della parte finanziaria e al più favorevole "*tax rate*".

Il risultato ottenuto è frutto di una attenta azione sui costi dell'*E&P*, svolta in misura tale da non penalizzare le iniziative utili ai prossimi programmi di sviluppo, e di una efficiente gestione delle tradizionali *Business Unit* "*downstream*" (*Network & Transportation* e *Retail*), favorita da un andamento climatico non particolarmente freddo, ma comunque meno mite rispetto al primo trimestre 2014.

Le nuove attività nell'ambito dell'*E&P* in Italia hanno visto nel primo trimestre e nel periodo immediatamente successivo il completamento dell'*iter* per l'assegnazione dei lavori di sviluppo propedeutici alla messa in produzione della Concessione di Mezzocolle, mentre entro il secondo trimestre verranno avviate le attività per la perforazione di un nuovo pozzo esplorativo in Emilia Romagna.

L'auspicabile rimozione, nel corso dei prossimi mesi, della delibera di sospensione delle nuove attività in Emilia Romagna consentirà al Gruppo di superare la fase di stallo a cui è stato costretto negli ultimi tre anni e di dedicarsi con maggiore determinazione e minori condizionamenti allo sviluppo dei restanti progetti e delle corrispondenti risorse minerarie, la cui entità non viene adeguatamente rappresentata dagli attuali volumi produttivi.

In ambito internazionale, restano particolarmente interessanti le prospettive relative alla *partnership* con *ExxonMobil* ed *OMV-Petrom* per l'esplorazione in acque profonde nella zona rumena del Mar Nero.

La *B.U. Supply & Sales*, operante da tempo solo nelle vendite “fisiche” all’ingrosso e non nel “*trading*”, ha continuato a risentire degli effetti derivanti dal particolare contesto in cui opera tale settore di mercato che, a decorrere dall’ottobre 2013, ha dovuto scontare nuove modalità di valorizzazione della componente materia prima, andando incontro ad una nuova fase di marginalità negativa.

L’impulso dato alla crescita delle vendite all’ingrosso non si sta infatti rivelando in grado di controbilanciare la contrazione della marginalità unitaria e con il prossimo “anno gas” 2015/2016 il Gruppo potrebbe rivedere la propria presenza in tale segmento di mercato.

Le attività relative allo stoccaggio, tuttora in fase di *start-up*, pur avendo registrato nel decorso esercizio importanti progressi sotto il profilo degli *iter* autorizzativi con il rilascio dei provvedimenti di compatibilità ambientale (VIA) per i progetti San Benedetto e Poggiofiorito, risentono dell’attuale atteggiamento generalmente critico verso le infrastrutture energetiche. Contro il rilascio di tali provvedimenti sono stati infatti presentati ricorsi ai TAR delle regioni Abruzzo e Marche, ricorsi che, senza entrare nel merito degli esiti, influenzeranno le tempistiche delle successive fasi dei relativi *iter* autorizzativi.

Gli investimenti del trimestre sono stati pari a circa un milione di euro (2,2 milioni di euro al termine del 1° trimestre 2014): si tratta di misure insignificanti per il nostro Gruppo, sempre da ricondurre però alla dilatazione dei tempi degli *iter* autorizzativi dei progetti della *B.U. E&P*.

Per quanto concerne infine la struttura finanziaria, è proseguita la riduzione dell’indebitamento netto (61.528 migliaia di euro contro 71.154 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) con evidenti effetti in termini di riduzione dei relativi oneri. Tale ulteriore calo è comunque da attribuire anche allo slittamento temporale di alcuni investimenti per la cui realizzazione si ricorda che il Gruppo ha già ottenuto, al termine del precedente esercizio, una specifica linea di credito di Euro 64 milioni (destinata proprio a finanziare i nuovi programmi nel settore dell’*Exploration and Production*, sia in Italia che all’estero).

Nonostante le minori *performance* reddituali di alcune attività, il trimestre ha quindi evidenziato un ulteriore rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Si riporta qui di seguito il *trend* delle quotazioni del *Brent*, espresso in dollari ed euro al barile, e del gas naturale (TTF espresso in €/MWh).

Grafico 1 – Trend Prezzo del Brent (USD)

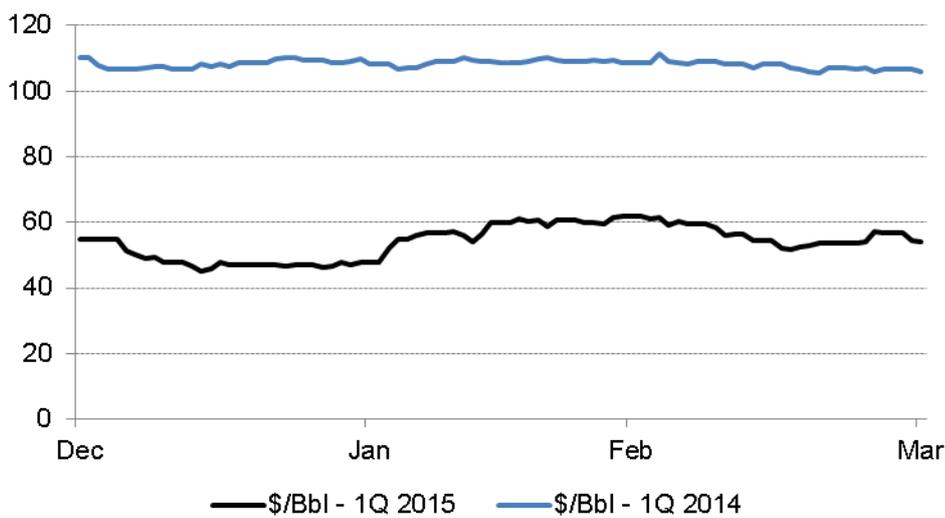


Grafico 2 – Trend Prezzo del Brent (EUR)

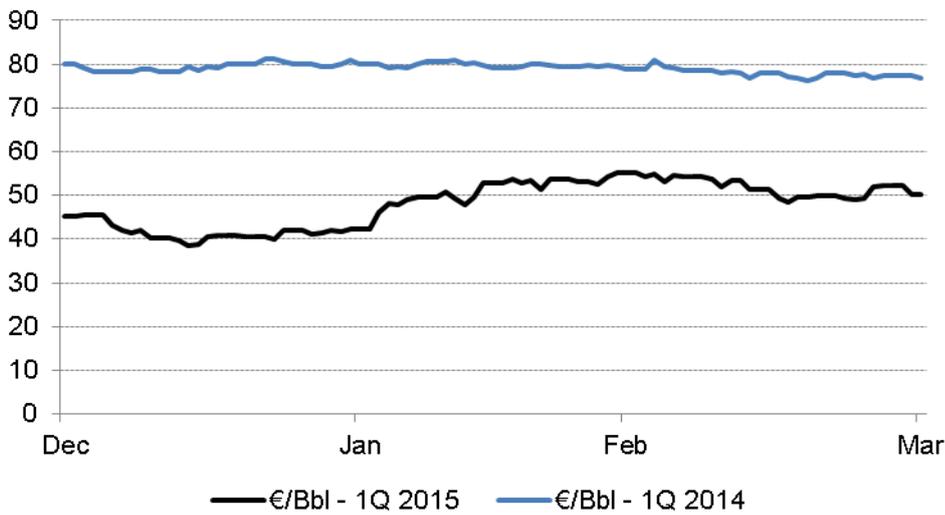
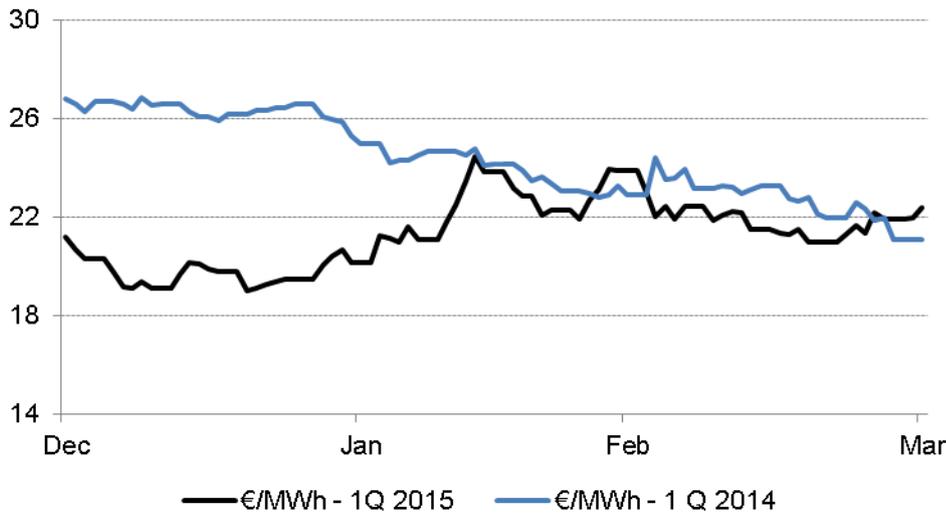
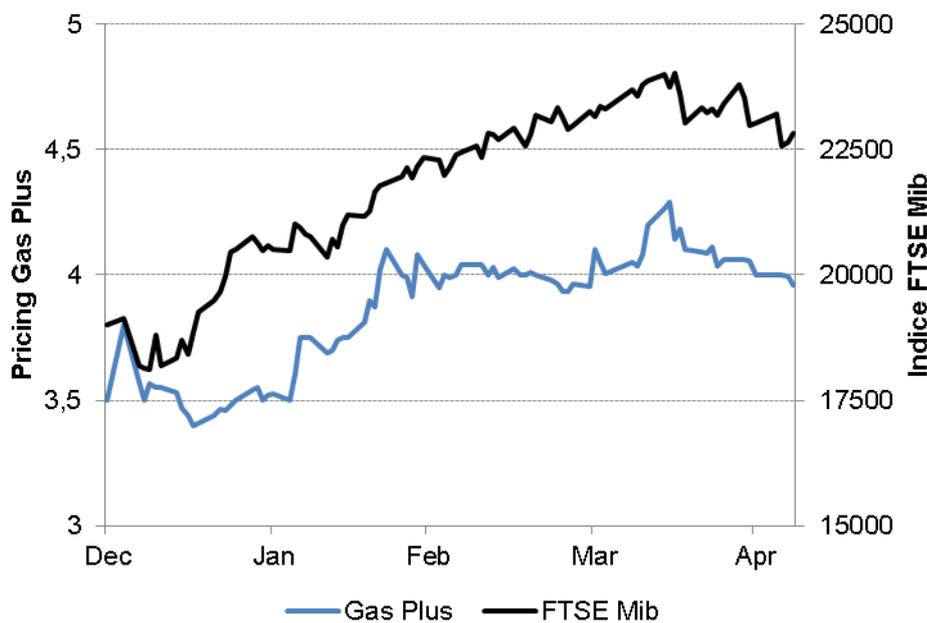


Grafico 3 – Trend Prezzo del gas naturale Spot TTF (Borsa del Gas Olandese)



Il titolo Gas Plus ha chiuso il primo trimestre dell'anno 2015 con una quotazione in lieve rialzo rispetto alla fine del precedente esercizio. Di seguito si riporta l'andamento del titolo Gas Plus nei primi mesi del 2015 comparato con l'indice FTSE Mib.

Grafico 4 – Trend Borsistico (1 gennaio 2015 ad oggi)



Diamo di seguito alcuni commenti sull'andamento delle singole *business unit*.

Business Unit Exploration & Production

Nella tabella sotto riportata, al fine di consentire una corretta comparazione, sono evidenziati separatamente i dati delle società facenti parte della *B.U. E&P* ossia Gas Plus Italiana S.r.l. (di seguito *branch* GPI) e Società Padana Energia S.p.A. (di seguito *branch* SPE).

I principali dati delle suddette società sono i seguenti:

	31/03/2015		
	GPI	SPE	TOTALE
Produzione netta (MSmce)	24,6	13,7	38,3
<i>di cui Italia</i>	24,6	13,7	38,3
<i>di cui Estero</i>	-	-	-
Ricavi (mln €)	7,2	3,9	11,1
<i>di cui Italia</i>	7,2	3,9	11,1
<i>di cui Estero</i>	-	-	-
EBITDA (mln €)	2,9	2,2	5,1
<i>di cui Italia</i>	3,2	2,2	5,4
<i>di cui Estero</i>	(0,3)	-	(0,3)
Investimenti esplorativi (mln €)	0,4	-	0,4
<i>di cui Italia</i>	0,2	-	0,2
<i>di cui Estero</i>	0,2	-	0,2
Investimenti di sviluppo (mln €)	0,1	0,2	0,3
<i>di cui Italia</i>	0,1	0,2	0,3
<i>di cui Estero</i>	-	-	-

	31/03/2014		
	GPI	SPE	TOTALE
Produzione netta (MSmce)	30,9	15,3	46,1
<i>di cui Italia</i>	30,9	15,3	46,1
<i>di cui Estero</i>	-	-	-
Ricavi (mln €)	10,1	5,7	15,8
<i>di cui Italia</i>	10,1	5,7	15,8
<i>di cui Estero</i>	-	-	-
EBITDA (mln €)	5,4	3,7	9,1
<i>di cui Italia</i>	5,8	3,7	9,5
<i>di cui Estero</i>	(0,4)	-	(0,4)
Investimenti esplorativi (mln €)	1,0	-	1,0
<i>di cui Italia</i>	0,2	-	0,2
<i>di cui Estero</i>	0,8	-	0,8
Investimenti di sviluppo (mln €)	0,5	0,3	0,8
<i>di cui Italia</i>	0,1	0,3	0,4
<i>di cui Estero</i>	0,4	-	0,4

ITALIA

Negli ultimi anni la *B.U.* ha visto, mediante una politica di acquisizioni e di investimenti legati alla gestione dinamica dei giacimenti, più che raddoppiare le proprie riserve di idrocarburi.

Pur mantenendo sostanzialmente inalterato il proprio patrimonio complessivo di riserve, la *B.U.* sta attualmente registrando un calo delle produzioni sia per il mancato contributo alla produzione della concessione di Garaguso, che ammonta da solo a più del 10% della produzione totale, sia per l'impossibilità di avviare in tempi ristretti le produzioni addizionali previste dai progetti di sviluppo in grado di compensare il fisiologico declino produttivo dei campi più maturi, a causa della situazione concernente gli *iter* autorizzativi delle nuove attività e, in particolare, della già esposta situazione di blocco nella Regione Emilia Romagna ospitante le principali attività della *B.U.*.

Con specifico riferimento alla situazione della concessione di Garaguso, è stata attivata la procedura arbitrale nei confronti dell'Operatore per far valere le responsabilità conseguenti al mancato ripristino della condotta dal pozzo alla centrale di trattamento (che ha reso inevitabile la sospensione della produzione) e il Collegio Arbitrale si è insediato in data 25.07.14. Nel mese di ottobre, l'Operatore della concessione ed il titolare della *facility* hanno sottoscritto un accordo per la realizzazione dei relativi interventi di ripristino.

Nell'esercizio in corso, così come nei precedenti anni 2013 e 2014, la *B.U.* ha potuto pertanto contare solo sulle produzioni di campi "maturi", in fisiologico declino e con più elevati costi di produzione.

Risultati economici

La *business unit* ha conseguito un EBITDA di 5,1 milioni di euro rispetto ai 9,1 milioni di euro del corrispondente periodo precedente. Tale andamento è stato sostanzialmente determinato dalla riduzione della produzione e dei prezzi di vendita ed i relativi effetti sono stati contenuti dal costante controllo dei costi operativi.

Produzione

La produzione lorda di gas, condensati e olio nel 1° trimestre 2015 è stata pari a 40,2 MSmce, di cui 26,2 MSmce relativi alla *branch* GPI e 14,0 MSmce relativi alla *branch* SPE con un calo rispetto al 4° trimestre 2014 di circa il 6,3% dovuto alla *natural depletion* dei campi.

**PRODUZIONE LORDA DI GAS
(MSmc)**

	2014 1° Trim.	2015 1° Trim.	Differenza 2015-2014
GPI	32,27	25,92	(6,35)
SPE	9,09	8,03	(1,06)
Totale	41,36	33,95	(7,41)

**PRODUZIONE LORDA DI OLIO E CONDENSATI
(Msmce)**

	2014 1° Trim.	2015 1° Trim.	Differenza 2015-2014
GPI	0,33	0,29	(0,04)
SPE	6,38	5,95	(0,43)
Totale	6,71	6,24	(0,47)

Nonostante le operazioni di ottimizzazione dei livelli produttivi dei campi operati dal Gruppo, alcuni dei quali in avanzata fase di *depletion*, non è stato possibile controbilanciare la riduzione della produzione. La produzione lorda di gas nel 1° trimestre 2015 è stata infatti di 34,0 MSmc contro 41,4 MSmc del 1° trimestre dell'anno precedente.

Tale riduzione, oltre alla *natural depletion* dei campi, è legata al perdurare dell'interruzione della *facility* di produzione della concessione Garaguso.

La produzione di olio e condensati nel 1° trimestre 2015 è sostanzialmente in linea con quella del 1° trimestre 2014 (6,2 MSmceq rispetto a 6,7 MSmceq).

Sviluppo

Le attività di sviluppo, fortemente influenzate dalla situazione di sospensione degli *iter* autorizzativi, sono state focalizzate sul portare avanti i progetti autorizzati, sulla conclusione delle iniziative di progettazione e sull'esecuzione di test di produttività per gli sviluppi futuri.

Per quanto concerne Mezzocolle, il cui *iter* autorizzativo non è influenzato dalla suddetta delibera di sospensione, procede il progetto di sviluppo del campo: si è sostanzialmente conclusa la fase di ottenimento delle autorizzazioni locali ed è quindi stato assegnato il contratto per la realizzazione delle condotte di collegamento dell'area pozzo Mezzocolle 1 dir alla Centrale Santerno. Nel mese di aprile 2015 è stato assegnato anche il contratto per il *revamping* della Centrale Santerno e l'allestimento alla produzione dell'area pozzo Mezzocolle 1 dir, dando così inizio a tutte le opere previste dal progetto Mezzocolle.

A seguito dell'esito positivo delle prove di produzione del campo di Tribiano, nella concessione Settala (MI), che hanno confermato la potenzialità del giacimento, sono proseguite le attività tecniche necessarie alle pratiche per la richiesta di messa in produzione del pozzo e nel primo trimestre 2015 si è completata la definizione dell'impiantistica necessaria alla messa in produzione del pozzo Tribiano 1 dir A.

Sono proseguiti gli studi e le valutazioni dell'andamento dei campi produttivi e della ripresa di attività di quelli minori non produttivi. A seguito dei riscontri positivi avuti nell'anno 2014, nel corso del primo trimestre 2015, in particolare, sono state predisposte le pratiche per proseguire con i *test* per l'impiego di sistemi di compressione per favorire un incremento delle produzioni sui campi ritenuti idonei.

Il progetto di sviluppo unitario del giacimento Longanesi risente della sospensione degli *iter* autorizzativi nella Regione Emilia Romagna per effetto dell'adozione, in data 23 Aprile 2014, da parte della Giunta di una delibera di sospensione a livello regionale degli *iter* autorizzativi dei progetti di attività estrattive di idrocarburi e di stoccaggio di gas naturale, in attesa degli esiti degli approfondimenti connessi al Laboratorio Cavone.

Nonostante l'esito positivo di tali approfondimenti, la crisi amministrativa della Regione Emilia Romagna e la conseguente nomina dei nuovi organi della Regione stessa solo negli ultimi mesi dello scorso anno non hanno ancora portato alla rimozione della citata delibera di sospensione degli *iter* autorizzativi in corso. L'auspicabile superamento della delibera e la conseguente ripresa dei progetti in Emilia-Romagna consentiranno di portare a termine, nei successivi esercizi, lo sviluppo del progetto sia pur con le consuete tempistiche e le incertezze degli *iter* autorizzativi e di realizzazione degli impianti, tipiche del settore estrattivo.

Esplorazione

Sono terminati alla fine del mese di ottobre dello scorso anno i lavori civili, iniziati il 30 giugno, per l'approntamento della postazione di un pozzo esplorativo in provincia di Parma.

Sono proseguite le attività propedeutiche alla perforazione di un pozzo esplorativo in provincia di Parma.

Sono continuati gli studi geologici e geofisici sui principali giacimenti al fine di programmare interventi atti al miglioramento della produzione e per individuare nuovi progetti esplorativi nei titoli minerari di Gas Plus Italiana S.r.l. e Società Padana Energia S.p.A..

Chiusure Minerarie

Nel corso del mese di marzo 2015 è stata completata la chiusura mineraria dei pozzi Nova Siri Scalo 1 e Rivolta 1 nella concessione Nova Siri Scalo (GPI 100%) ed è stata eseguita la prima fase della chiusura mineraria del pozzo Masseria Morano 1 dir nella concessione Policoro (GPI 100%).

Patrimonio Titoli

Nel 1° trimestre del 2015 il patrimonio titoli, rispetto a fine 2014, non è variato pertanto il numero dei permessi di ricerca rimane di 3, delle concessioni di coltivazione è di 49, delle istanze di permesso di ricerca è di 3 e delle istanze di concessione è di 2.

	Gruppo operatore	TERZI operatori	Totale
Istanze di permesso	0	3	3
Istanze di concessione	1	1	2
Permessi di ricerca	2	1	3
Concessioni di coltivazione	35*	14	49

* di cui Società Padana Energia: 12 Concessioni di coltivazione

Riserve

Le riserve 2P rischiose complessive (Gas Plus Italiana e Società Padana Energia) di idrocarburi al 1° trimestre 2015 sono stimate pari a 4.806,4 milioni di metri cubi di gas equivalente.

	2014			1° trimestre 2015		
	GPI	SPE	Totale	GPI	SPE	Totale
Gas naturale (milioni di metri cubi)	2.068,4	2.495,3	4.563,6	2.042,4	2.487,2	4.529,7
Olio e condensati (milioni metri cubi equiv.)	10,9	272,0	282,9	10,6	266,2	276,7
Totale Idrocarburi (milioni metri cubi equiv.) *	2.079,2	2.767,3	4.846,5	2.053,0	2.753,4	4.806,4

* Il barile di olio e condensati è stato convertito in metri cubi di gas equivalente utilizzando il coefficiente divisore di 0,00636

Per quanto riguarda l'entità delle riserve, non essendo intervenuto alcun evento tale da procedere ad una loro modifica, al 1° trimestre del 2015 risultano pari a quelle certificate a fine 2014 meno la produzione del 1° trimestre 2015.

ESTERO

Romania

Per quanto riguarda l'area delle acque profonde *Midia Deep* (con *ExxonMobil*, in qualità di Operatore, e *OMV-Petrom* con il 42,5% ciascuno e *Gas Plus* con il 15%), è proseguita l'analisi da parte del operatore della sismica 3D e dell'integrazione dei risultati del pozzo esplorativo *Pelican South 1* in un *prospect* adiacente a *Midia Deep*.

Per quanto concerne la zona in acque superficiali *Midia Shallow* (con *Sterling* in qualità di Operatore con il 65% e *Petroventure* con il 20% e Gas Plus con il 15%) è stata eseguita l'operazione di "inversion" dei dati della sismica con una migliore definizione degli obiettivi al livello del *reservoir* con lo scopo, da un lato, di definire i programmi di sviluppo dei campi *Ana e Doina* (dove negli anni scorsi sono state già realizzate significative scoperte) e, dall'altro lato, di integrare i dati geologici ottenuti dai 2 pozzi perforati nel 2013 per il proseguimento delle attività di esplorazione nella concessione. Durante il trimestre *Sterling Resources* ha avviato il processo di vendita delle sue attività nel Mar Nero che includono la propria quota nella concessione *Midia Shallow* a *Carlyle International Energy Partners*. Il trasferimento della proprietà è tuttora in corso ed è soggetto all'approvazione delle Autorità competenti.

Olanda

E' stata ottenuta un'estensione della concessione E15c sino a fine Giugno 2015, con possibile ulteriore breve proroga per consentire all'Operatore *Tullow Oil* una più adeguata analisi dei risultati derivanti dalla scoperta in un blocco limitrofo. *Tullow* ha in corso il processo di vendita della metà della propria quota nei blocchi "E" del settore olandese del Mare del Nord a *Gaz de France (Suez)*. Il trasferimento è tuttora in corso ed è soggetto all'approvazione delle Autorità competenti.

Gaz de France (Suez) diventerà l'operatore ed assumerà un ruolo dominante in Olanda avendo la quota della concessione e della vicina infrastruttura.

Polonia

E' iniziato il processo di studio per la realizzazione della sismica 3D nell'area di interesse individuata.

Business Unit Storage

Le attività nel settore dello stoccaggio di gas sono relative allo sviluppo di tre progetti, tutti in veste di operatore, che consentiranno di disporre di una capacità di stoccaggio di circa 1 miliardo di metri cubi (*working gas*), per circa il 60% di competenza Gas Plus, da raffrontare con i circa 9 miliardi di metri cubi di capacità nazionale, al netto dello stoccaggio strategico. Anche per la specifica collocazione geografica dei tre progetti, tutti lungo la dorsale adriatica nelle tre Regioni delle Marche, dell'Abruzzo e del Molise, lo sblocco, la realizzazione e l'esercizio congiunto dei tre

progetti consentirebbe di beneficiare di una significativa “massa critica” in termini di volumi di gas trattabili e di importanti sinergie.

Le attività nel settore dello “stoccaggio di idrocarburi” sono state incluse tra le “altre attività e attività non allocate” nella nota esplicativa al bilancio consolidato n. 7, *Informativa di settore*, che comprendono principalmente, oltre alle attività della *Business Unit Storage*, le attività di funzioni comuni e servizi centralizzati della *holding*. L’inclusione nelle “altre attività e attività non allocate” della *Business Unit Storage* è stata decisa in quanto, in funzione della complessità tecnica e dei necessari *iter* autorizzativi, essa è tuttora in fase di avviamento. Da segnalare infatti che la *B.U.* non consuntiva significativi valori patrimoniali e costi di gestione, essendo state mantenute in carico esclusivamente le spese per gli studi (in particolare tecnici e progettuali) e per le attività connesse alla prosecuzione dei relativi *iter* autorizzativi ed al successivo affidamento delle opere da realizzarsi, imputando invece a conto economico integralmente le opere nel contempo eseguite sino ad oggi sui siti prima del completamento degli *iter* autorizzativi.

In prossimità della chiusura del 1° semestre dello scorso esercizio le attività nel settore dello stoccaggio avevano evidenziato importanti progressi sotto il profilo dell’*iter autorizzativo* con il rilascio dei provvedimenti di compatibilità ambientale (VIA) per i progetti San Benedetto e Poggiofiorito. Contro tali provvedimenti sono stati presentati vari ricorsi ai TAR delle Regioni Abruzzo e Marche da parte di Enti locali e di gruppi di residenti, ricorsi che, a prescindere dagli esiti, inevitabilmente influiranno sulle residue tempistiche degli *iter* autorizzativi.

Il Gruppo, seppur in un complicato contesto locale, probabilmente influenzato anche da un contrastato atteggiamento generale rispetto alle infrastrutture energetiche, resta quindi costantemente impegnato nello svolgimento degli adempimenti tecnici ancora necessari, di un attento vaglio legale e di possibili iniziative per progetti di rilevanza energetica nazionale.

Area Commerciale Gas: Business Unit Supply & Sales e Business Unit Retail

I principali dati economici delle due *Business Unit* commerciali per il primo trimestre 2015 sono i seguenti:

Dati complessivi area Commerciale

	31/03/15	31/03/14
Volumi venduti (MSmc)	204,6	120,4
Ricavi (mln €)	69,1	48,3
EBITDA (mln €)	3,0	1,1

di cui:

Dati Supply & Sales

	31/03/15	31/03/14
Volumi venduti (MSmc) (*)	204,6	120,4
Ricavi (mln €)	59,7	40,5
EBITDA (mln €)	0,3	(0,3)

(*) volumi comprensivi dei quantitativi venduti alla B.U. Retail

Dati Retail

	31/03/15	31/03/14
Volumi venduti (MSmc)	48,6	46,5
Ricavi (mln €)	24,8	24,4
EBITDA (mln €)	2,7	1,4

Analisi risultati Area Commerciale Gas

L'Area Commerciale chiude il primo trimestre dell'esercizio con volumi venduti sensibilmente maggiori del primo trimestre dell'esercizio precedente (+70%), essenzialmente allo scopo di controbilanciare sul mercato all'ingrosso la contrazione di marginalità unitaria ed un andamento climatico meno sfavorevole del precedente inverno ma comunque ancora relativamente mite.

Il riscontro, in termini economici, porta un evidente miglioramento dell'EBITDA (che passa da 1,1 M€ a 3,0 M€) sia pure da valutare con differenti ottiche tra le due *B.U.* dell'Area.

Analisi risultati Supply & Sales

Il primo trimestre del 2015 evidenzia un sostanziale pareggio a livello di Ebitda (EBITDA +0,3 M€), con un incremento dei volumi venduti (passati dai 120,4 Mmc a 204,6 Mmc). Tale incremento di volumi, viste le basse marginalità, non è tale, nel consueto periodo di maggior profitto per le attività commerciali, da far registrare alla *Business Unit* un risultato netto positivo a valle dei costi finanziari legati all'attività.

Analisi risultati Retail

I risultati del primo trimestre dell'anno in corso mostrano una leggera ripresa in termini di consumi ed una sostanziale stabilità in termini di ricavi.

La termica derivante da un inverno solo leggermente meno mite di quello precedente riesce a compensare il leggero calo di numerosità dei clienti serviti (-2,6%), facendo chiudere il periodo in esame con un bilancio di volume positivo (+ 4,5%).

Dal punto di vista economico, a distanza di un anno, le migliori marginalità unitarie fatte registrare nei *clusters Civile* (+15,8%) e *Small Business* (+29,5%), dovute in buona parte a positive dinamiche di andamento del prezzo nell'ambito delle vendite con formule legate al *Brent* rispetto al deprezzamento della formula legata al TTF in acquisto, compensano il calo in tal senso relativo ai *Grandi Clienti* (-9,7%); questi ultimi, rappresentanti un volume irrisorio rispetto al totale venduto (circa il 7%) e poco influenzati dalla stagionalità, non vanno ad inficiare l'ottimo risultato globale in termini di marginalità unitaria (+16,5%). Tutto ciò, nonostante un fatturato pressoché invariato (+1,5%) rispetto allo stesso periodo del 2014, contribuisce al risultato economico decisamente positivo.

Business Unit Network & Transportation

I principali dati economici della *Business Unit Network & Transportation* per il primo trimestre 2015 sono i seguenti:

	<u>31/03/15</u>	<u>31/03/14</u>
Volumi distribuiti (MSmc)	76,5	68,5
Ricavi (mln €)	8,3	7,4
EBITDA (mln €)	3,6	3,3
Investimenti (mln €)	0,2	0,2

Nel primo trimestre del 2015 la *Business Unit Network e Transportation* ha distribuito circa 76,5 MSmc di gas, in aumento (+12%) rispetto all'analogo periodo del 2014. L'incremento dei volumi è dovuto ad un andamento climatico maggiormente stabile, soprattutto rispetto alle temperature eccezionalmente miti che hanno caratterizzato i mesi iniziali del 2014.

Network: la *Business Unit Network* opera direttamente nell'attività di distribuzione gas in 37 Comuni.

Tariffe di distribuzione

Con la delibera n. 573/2013/R/gas l'Autorità ha approvato una parte significativa del nuovo metodo tariffario, valido per gli anni 2014-2019. La *B.U.* a tutela del suo patrimonio ha ritenuto opportuno, a valle di una attenta lettura del documento, procedere ad impugnare il nuovo metodo tariffario che, in tema di valorizzazione della *RAB*, si pone in continuità con il previgente metodo.

Con la delibera n. 367/2014/R/gas il Regolatore ha approvato (integrando e modificando la delibera n. 573/2013) le regole tariffarie per le future gare d'ambito.

Rapporti con Enti Concedenti

In merito ai rapporti concessori, giova evidenziare che, a seguito delle disposizioni dell'art. 24 del Decreto Legislativo 93/11, le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas sono ammesse solo per Ambito Territoriale; pertanto, nelle more della definizione degli aspetti propedeutici la gara d'ambito, i gestori continuano ad erogare il servizio, anche oltre la scadenza naturale e/o *ope legis* concordata.

Nel corso del primo trimestre del 2015, il quadro normativo ha visto la conversione in Legge del Decreto Legge n. 192/2014 (Milleproroghe) con il quale è stato approvato un ulteriore slittamento delle date-limite di approvazione dei bandi di gara d'ATEM previsti dal DM MISE 226/2011.

La *B.U. Network* ha continuato, anche nel corso del primo trimestre del 2015, la propria attività finalizzata alla definizione del valore di rimborso degli impianti in vista delle future gare d'ambito. Tali trattative sono basate sull'applicazione del DM MISE 22.05.2014 (Linee Guida) che, pur presentando criticità (sulle quali la *B.U. Network* ha ritenuto doveroso procedere alla impugnazione, la cui discussione è prevista nell'estate del 2015) su una serie di punti specifici (senza peraltro comportare effetti sulla recuperabilità dei valori contabili di iscrizione dei beni), sembra rappresentare un elemento di equilibrio tra le Parti.

Ambito regolatorio e normativo

Per il 2015 è prevista la messa in esercizio di gruppi di misura elettronici pari ad un ulteriore 40% dei G16 e G25 (fino a raggiungere il 100% del totale) e di un aggiuntivo 15% dei G10 (fino a raggiungere il 30% del totale) oggi attivi. Nel corso del primo trimestre dell'anno sono stati installati n. 117 G10 pari al 100% dell'obbligo 2015.

Investimenti

La *Business Unit*, nel corso dei primi 3 mesi del 2015, ha effettuato investimenti sugli impianti per 0,2 milioni di euro.

Tee (certificati di risparmio energetico)

Con riferimento ai certificati di risparmio energetico (TEE), sono stati determinati gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2015 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi. L'obiettivo 2015 per la *B.U. Network* ammonta a 18.379 TEE, da conseguire entro maggio 2016.

Transportation: la *Business Unit*, che fa parte del Settore Operativo *Network & Transportation*, è operativa dall'01/10/2009, esercita l'attività di trasporto regionale in Valtrebbia (PC), mediante 31,4 chilometri di rete in media pressione, ed in Valnure (PC), mediante 10,4 chilometri di rete in media pressione, tra l'altro interconnessa ad un giacimento della *B.U. E&P* del Gruppo.

Nel corso del primo trimestre del 2015 sono stati trasportati 4,6 MSmc, anche in questo caso in rialzo rispetto all'analogo periodo del 2014 (3,5 MSmc).

Per quanto concerne le modifiche normative e regolatorie, non si segnalano novità di rilievo.

Commento ai risultati economici e alla situazione patrimoniale

I risultati economici del 1° trimestre del 2015 risentono della generale flessione dei prezzi degli idrocarburi che ha determinato una sensibile riduzione dei margini delle *B.U. S&S e E&P*.

Sono inoltre penalizzati dal calo dei livelli produttivi di quest'ultima *B.U.*, anche a causa del protrarsi dell'interruzione della produzione in una concessione non operata dal Gruppo e dei rallentamenti degli iter autorizzativi dei nuovi *gas-in*.

I ricavi del primo trimestre 2015 sono risultati pari a 75.497 migliaia di euro (55.221 migliaia di euro nel 1° trimestre 2014) con un aumento di 20.276 migliaia di euro rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente e sono rimasti prevalentemente legati all'attività di vendita di gas metano a clienti grossisti e a clienti finali nonché alla vendita di greggio, poiché l'attività di distribuzione e trasporto di gas è tuttora svolta per lo più a favore di altre società del Gruppo, con la conseguente quasi integrale elisione delle relative componenti economiche nel bilancio consolidato mentre l'attività di stoccaggio resta ancora in una fase di avviamento.

L'attività di vendita gas metano a clienti grossisti ha generato ricavi per 44.393 migliaia di euro (23.950 migliaia di euro nel corrispondente periodo del 2014), mentre quella a clienti finali ricavi per 24.222 migliaia di euro (23.975 migliaia di euro nel 2014). Entrambe le voci sono risultate in crescita per l'aumento delle quantità vendute.

Nell'ambito dell'attività di vendita a clienti finali i ricavi relativi a clienti civili sono stati pari a 19.521 migliaia di euro (18.843 migliaia di euro nel 2014) mentre quelli a clienti industriali sono stati pari a 4.701 migliaia di euro (5.132 migliaia di euro nel 2014).

Sono risultati in calo i ricavi derivanti dalla vendita di greggio e condensati che sono passati da 3.075 migliaia di euro del 2014 a 1.934 migliaia di euro del 2015 per la forte riduzione dei relativi prezzi, mentre sono risultati in aumento i ricavi per la distribuzione di gas metano a terzi che hanno raggiunto l'importo di 3.077 migliaia di euro contro 2.864 migliaia di euro del

corrispondente periodo precedente. Le restanti attività hanno registrato ricavi per 769 migliaia di euro del 2015 contro 634 migliaia di euro del 2014.

Gli *altri ricavi e proventi* che derivano prevalentemente da *royalties* nel settore della produzione gas, da servizi resi ad utenti gas e dai contributi per l'ottenimento dei certificati di risparmio energetico (TEE) hanno raggiunto l'importo di 1.103 migliaia di euro contro 723 migliaia di euro del 2014.

Sotto il profilo dei costi, il complessivo aumento dei volumi venduti ha determinato la crescita dei *costi per materie prime e materiali di consumo* che sono passati da 26.141 migliaia di euro del primo trimestre 2014 a 47.324 migliaia di euro del corrispondente periodo dell'anno in corso. In questo ambito i costi per acquisto gas, al netto della variazione di rimanenze di fine periodo, sono risultati pari a 46.665 migliaia di euro contro 25.531 migliaia di euro del 2014.

In misura minore sono aumentati i *costi per servizi ed altri* che hanno raggiunto l'importo di 13.289 migliaia di euro contro 12.551 migliaia di euro del corrispondente periodo precedente. In questo ambito si è registrato un sensibile aumento dei costi di trasporto e stoccaggio (da 3.844 migliaia di euro del 2014 a 4.884 migliaia di euro del 2015) per i maggiori approvvigionamenti di gas metano del periodo.

I *costi del personale* sono sostanzialmente rimasti in linea con i valori del precedente esercizio, passando da 3.098 migliaia di euro a 3.131 migliaia di euro del 2015.

L'andamento delle componenti sopra descritte ha determinato una flessione dell'*EBITDA* che si è attestato a 11.753 migliaia di euro contro 13.431 migliaia di euro del 2014. L'aumento dei volumi venduti non è stato pertanto sufficiente a compensare gli effetti del forte calo dei prezzi degli idrocarburi.

Un riduzione più contenuta in valore assoluto e percentuale ha registrato l'*EBIT* (7.676 migliaia di euro contro 8.653 migliaia di euro nel 2014) per l'andamento degli *ammortamenti* che hanno raggiunto l'importo di 4.077 migliaia di euro contro 4.778 migliaia di euro del corrispondente periodo dell'anno precedente e, in particolare, di quelli della *B.U. E&P* il cui ammontare è strettamente legato ai volumi produttivi in assenza di una riduzione dell'entità delle riserve.

E' risultato ancora in calo il saldo negativo della gestione finanziaria che ha raggiunto l'importo di 1.242 migliaia di euro contro 2.463 migliaia di euro del 1° trimestre 2014 per l'aumento dei proventi finanziari (da 579 migliaia di euro a 1.628 migliaia di euro) e la riduzione degli oneri finanziari (da 3.042 migliaia di euro a 2.870 migliaia di euro).

Nell'ambito dei *proventi finanziari* le rivalutazioni dei titoli detenuti per la negoziazione hanno presentato un saldo di 562 migliaia di euro contro 473 migliaia di euro del 2014 mentre gli utili su cambi un saldo di 1.057 migliaia di euro contro 99 migliaia di euro del 2014.

Tra gli *oneri finanziari*, per effetto del miglioramento della posizione finanziaria e della rinegoziazione dei contratti di finanziamento, sono stati, in particolare, in calo gli interessi passivi sulle linee a medio lungo termine (458 migliaia di euro contro 846 migliaia di euro del 2014), mentre sono in aumento gli oneri finanziari su prodotti derivati (518 migliaia di euro contro 207 migliaia di euro del corrispondente periodo precedente). Sono invece risultati in lieve crescita rispetto al precedente esercizio gli oneri per attualizzazione fondi (1.194 migliaia di euro del 2015 contro 1.150 migliaia di euro del 2014).

Dopo *imposte sul reddito* per 2.039 migliaia di euro (2.579 migliaia di euro nel 2014), il 1° primo trimestre dell'esercizio 2015 si è chiuso con un *utile* di 4.395 migliaia di euro contro un utile di 3.611 migliaia di euro del corrispondente periodo del 2014.

Il risultato del periodo ha scontato un *tax rate* di circa il 32%, in forte diminuzione rispetto al 2014 (circa il 42%), per la mancata applicazione della cosiddetta "*Robin Tax*" a seguito della sentenza che ne ha dichiarato l'incostituzionalità e, in misura minore, per le modifiche alla base imponibile Irap.

La situazione patrimoniale consolidata del Gruppo presenta un *capitale investito netto* di 285.855 migliaia di euro contro 292.393 migliaia di euro del 31 dicembre 2014 con una riduzione complessiva di 6.538 migliaia di euro.

Il *capitale immobilizzato* risulta pari a 464.878 migliaia di euro contro 467.883 migliaia di euro del 31 dicembre 2014 e registra un decremento complessivo di 3.005 migliaia di euro rispetto all'importo del suddetto esercizio.

In questo ambito le *immobilizzazioni immateriali*, pari a 360.296 migliaia di euro, si riducono complessivamente di 2.090 migliaia mentre le *immobilizzazioni materiali*, pari a 103.258 migliaia di euro, presentano un decremento di 912 migliaia di euro. La variazione complessiva delle immobilizzazioni (3.002 migliaia di euro) deriva dal saldo tra gli incrementi netti (1.075 migliaia di euro) e gli ammortamenti e le svalutazioni effettuate nel periodo (4.077 migliaia di euro).

Le *altre attività e passività non correnti*, costituite rispettivamente dalla partecipazione in Serenissima Gas S.p.A. e da depositi cauzionali attivi e passivi, si mantengono sui valori del precedente esercizio (1.324 migliaia di euro contro 1.327 migliaia di euro del 31.12.2014). Per quanto concerne tale componente si segnala che sono tuttora in corso i contenziosi con Serenissima Gas S.p.A. per l'impugnazione della relativa delibera di aumento del capitale che il Gruppo ha

comunque già interamente sottoscritto e con Enerxenia S.p.A. per la determinazione del valore della propria partecipazione a seguito dell'esercizio del diritto di recesso.

Il *capitale circolante netto* presenta un saldo positivo di 17.425 migliaia di euro (20.706 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riduce complessivamente di 3.281 migliaia di euro rispetto al precedente esercizio. In questo ambito si registra una forte riduzione delle *rimanenze* (13.718 migliaia di euro) per i minori quantitativi di gas metano in stoccaggio e un aumento dei *crediti commerciali* (13.122 migliaia di euro) per i consueti maggiori consumi del periodo invernale.

Il saldo degli *altri debiti e crediti del circolante* risulta negativo per 3.855 migliaia di euro contro un saldo positivo di 2.433 migliaia di euro nel 2014. L'andamento di questa componente che è costituita per lo più da poste di natura tributaria è dovuto alla riduzione dei crediti per imposta di consumo, che ammontano a 897 migliaia di euro contro 5.695 migliaia di euro del 2014, e alla riduzione dei crediti per imposte sul reddito, che ammontano a 991 migliaia di euro contro 3.441 migliaia di euro del 2014 a seguito della rilevazione delle imposte correnti sul risultato del periodo.

I *fondi per rischi ed oneri*, le cui componenti principali sono costituite dal fondo smantellamento e ripristino siti e dal fondo imposte differite netto, ammontano complessivamente a 191.546 migliaia di euro contro 191.330 migliaia di euro del 2014. In questo ambito il fondo smantellamento e ripristino siti ammonta a 109.051 migliaia di euro contro 108.246 migliaia di euro del precedente esercizio mentre il fondo imposte differite nette ammonta a 76.964 migliaia di euro contro 77.553 migliaia di euro del precedente esercizio.

Il *trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato* ammonta a 4.902 migliaia di euro (4.866 migliaia di euro) e non presenta scostamenti rilevanti rispetto al valore del precedente esercizio.

L'*indebitamento finanziario netto* ammonta a 61.528 migliaia di euro contro 71.154 migliaia di euro al 31 dicembre 2014 e risulta ancora in calo per la forte crescita della liquidità che aumenta da 9.139 migliaia di euro a 20.505 migliaia di euro del 2015. Non presentano invece variazioni rilevanti l'*indebitamento finanziario corrente netto* (8.932 migliaia di euro del 2015 contro 8.836 migliaia di euro del 2014) e l'*indebitamento finanziario non corrente* (74.695 migliaia di euro del 2015 contro 74.043 migliaia di euro del 2014).

L'ulteriore miglioramento della posizione finanziaria netta è da attribuire, oltre ai flussi di cassa delle attività operative, anche allo slittamento temporale di alcuni investimenti.

Per quanto concerne la struttura finanziaria si segnala infine che, in prossimità della chiusura dello scorso esercizio, il Gruppo ha stipulato con Banca IMI S.p.A. i contratti per la concessione di una nuova linea di credito di Euro 64 milioni destinata a finanziare i programmi di investimento

(della B.U. E&P, sia in Italia che all'estero) e per la rinegoziazione del debito residuo di Euro 51,6 milioni del finanziamento a medio-lungo termine erogato nell'ottobre 2011. La linea di credito di Euro 51,6 milioni è assistita dalle medesime garanzie del precedente contratto di finanziamento a medio lungo termine.

L'operazione ha consentito l'ottimizzazione del costo del credito e una nuova struttura del piano di rimborso con scadenza finale al 31 dicembre 2020.

Nell'ambito degli accordi di finanziamento, in considerazione della progressiva riduzione del capitale circolante, è stato inoltre ridotto l'importo della linea di credito prevista dal contratto di finanziamento *revolving* da Euro 50 milioni a Euro 30 milioni.

Il *patrimonio netto* ammonta a 224.327 migliaia di euro (221.239 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presenta un incremento di 3.088 migliaia di euro rispetto alla fine del precedente esercizio. L'aumento è dovuto principalmente all'utile netto conseguito nel periodo che risulta superiore alle variazioni di *fair value* dei derivati di copertura contabilizzate in *hedge accounting*.

Eventi successivi alla chiusura del trimestre

Oltre a quanto già segnalato nel corso della presente relazione non si segnalano altri eventi o fatti di rilievo dopo la chiusura del primo trimestre dell'esercizio 2015.

Evoluzione prevedibile della gestione

Nonostante il soddisfacente andamento del 1° trimestre 2015 si mantiene una certa prudenza sulle prospettive di risultato per l'Esercizio 2015 nel suo complesso, in linea con quanto esposto a livello previsivo in sede di chiusura dell'Esercizio 2014.

Quanto sopra, oltre che per le variabili già esposte, anche per la fisiologica incertezza connessa agli esiti delle attività esplorative in programma.

Gas Plus S.p.A.
Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
(sig. Davide Usberti)

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Al 31 marzo 2015 e al 31 dicembre 2014

Importi in migliaia di euro

	31 marzo 2015	31 dicembre 2014
Capitale immobilizzato		
Immobilizzazioni immateriali	360.296	362.386
Immobilizzazioni materiali	103.258	104.170
Immobilizzazioni finanziarie	-	-
Altre attività e passività non correnti	1.324	1.327
Totale	464.878	467.883
Capitale circolante netto		
Rimanenze	5.565	19.283
Crediti commerciali	47.657	34.535
Debiti commerciali	(31.942)	(35.545)
Altri debiti e crediti di circolante	(3.855)	2.433
Totale	17.425	20.706
Fondi rischi per oneri e imposte differite	(191.546)	(191.330)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(4.902)	(4.866)
Capitale investito netto	285.855	292.393
Patrimonio netto	224.327	221.239
Posizione finanziaria netta	61.528	71.154
Coperture	285.855	292.393

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

Al 31 marzo 2015 e 2014

Importi in migliaia di euro

	31/03/2015	31/03/2014
Ricavi	74.394	54.498
Altri ricavi e proventi	1.103	723
TOTALE RICAVI	75.497	55.221
Costi per materie prime e materiali di consumo	(47.324)	(26.141)
Costi per servizi e altri	(13.289)	(12.551)
Costo del personale	(3.131)	(3.098)
Quota del risultato delle società collegate	-	-
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	11.753	13.431
Ammortamenti e svalutazioni	(4.077)	(4.778)
EBIT	7.676	8.653
(Oneri) e Proventi diversi	-	-
RISULTATO OPERATIVO	7.676	8.653
Proventi finanziari	1.628	579
Oneri finanziari	(2.870)	(3.042)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	6.434	6.190
Imposte sul reddito	(2.039)	(2.579)
RISULTATO DEL PERIODO	4.395	3.611
Attribuibile a:		
Gruppo	4.379	3.595
Terzi	16	16

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO

Al 31 marzo 2015 e 2014

Importi in migliaia di euro

	31/03/2015	31/03/2014
EBIT	7.676	8.653
+ Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni materiali ed immateriali	4.077	4.778
EBITDA	11.753	13.431
+/- Altri accantonamenti/utilizzi non monetari	14	282
- Imposte sul reddito pagate	-	-
+/- Altre variazioni da attività e passività operative	1.401	18.808
Cash Flow gestione corrente	13.168	32.521
- Investimenti in Immob. materiali/immat., al netto delle alienazioni	(986)	(2.162)
- Investimenti/disinvestimenti in Immob. finanziarie ed altre attività non correnti	(2)	(48)
+/- rett. di consolidamento ed altre minori	(137)	(73)
Cash Flow operativo	12.043	30.238
- Dividendi pagati	-	-
- Oneri/Proventi finanziari pagati	(889)	(1.460)
- Variazione fair value degli strumenti derivati in hedge accounting	(643)	1.059
- Altre variazioni finanziarie di natura non monetaria	(885)	165
Cash Flow al servizio del debito	9.626	30.002
Posizione finanziaria netta all'inizio del periodo	(71.154)	(98.569)
Posizione finanziaria netta alla fine del periodo	(61.528)	(68.567)

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA CONSOLIDATA

Al 31 marzo 2015 e al 31 dicembre 2014

Importi in migliaia di euro

	31 marzo 2015	31 dicembre 2014
A. Cassa	14	17
B. Conti correnti bancari	17.178	6.369
C. Titoli detenuti per la negoziazione	3.313	2.753
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	20.505	9.139
E. Crediti finanziari correnti	1.594	2.586
F. Debiti bancari correnti	(3.201)	(2.781)
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(5.000)	(5.000)
H. Altri debiti correnti	(731)	(1.055)
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	(8.932)	(8.836)
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I)-(E)-(D)	13.167	2.889
K. Debiti bancari non correnti	(45.835)	(45.781)
L. Obbligazioni emesse	-	-
M. Altri debiti non correnti	(28.860)	(28.262)
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	(74.695)	(74.043)
O. Posizione finanziaria netta (J) + (N)	(61.528)	(71.154)