



Gruppo GAS PLUS

Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 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 30 settembre 2015	5
Prospetti contabili consolidati riclassificati	29

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	9 mesi 2015	9 mesi 2014	var. %	III Q 2015	III Q 2014	var. %
Prezzo medio Brent dated (\$/bbl) ⁽¹⁾	55,42	106,60	(48,0%)	50,48	101,89	(50,5%)
Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	1,114	1,355	(17,8%)	1,112	1,326	(16,1%)
Prezzo medio gas - TTF (€/Mwh) ⁽¹⁾	20,74	20,50	1,2%	19,88	18,25	8,9%
Euribor - a tre mesi (%), media del periodo ⁽³⁾	0,004	0,253	(98,4%)	(0,028)	0,165	(117,0%)
Principali dati operativi del Gruppo	9 mesi 2015	9 mesi 2014	var. %	III Q 2015	III Q 2014	var. %
Produzione lorda di idrocarburi (Msmce)	116,8	135,9	(14,0%)	37,3	43,1	(13,4%)
Vendite di idrocarburi (MSmce)	327,9	224,3	46,2%	52,8	49,3	7,1%
Volumi di gas distribuito (MSmc)	124,3	115,1	8,0%	23,1	22,6	2,5%
Numero dipendenti a fine periodo	169	214				
Dati di Conto Economico (IAS / IFRS)	30 settembre 2015	30 settembre 2014	var. %	III Q 2015	III Q 2014	var. %
Ricavi da vendite	124.981	96.611	29,4%	20.433	20.425	0,0%
Costi Operativi	100.552	70.037	43,6%	16.409	13.960	17,5%
EBITDA	24.429	26.574	(8,1%)	4.024	6.465	(37,8%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	<i>19,55%</i>	<i>27,51%</i>		<i>19,69%</i>	<i>31,65%</i>	
EBIT	9.266	12.866	(28,0%)	(2.132)	2.129	(200,1%)
Risultato operativo	10.870	12.866	(15,5%)	(784)	2.129	(136,8%)
<i>% sui ricavi di vendita</i>	<i>8,70%</i>	<i>13,32%</i>		<i>(3,84%)</i>	<i>10,42%</i>	
Risultato prima delle imposte	5.428	5.091	6,6%	(2.774)	(499)	(455,9%)
Risultato netto	4.641	4.189	10,8%	(1.193)	(246)	(385,0%)
Dati di Stato Patrimoniale (IAS / IFRS)	30 settembre 2015	30 settembre 2014				
Investimenti in immobilizzazioni	8.290	5.537				
<i>di cui investimenti in esplorazione</i>	<i>3.429</i>	<i>2.041</i>				
Capitale circolante netto	8.542	17.939				
Capitale investito netto (A) + (B)	273.144	281.371				
Indebitamento netto (A)	52.593	75.680				
Patrimonio netto (compresa quota terzi) (B)	220.551	205.691				
Indici patrimoniali ed economici	30 settembre 2015	30 settembre 2014				
ROI ⁽⁴⁾	4,22%	5,78%				
ROE ⁽⁵⁾	8,15%	2,65%				
Utile (perdita) per azione	0,11	0,10				
PFN / EBITDA ⁽⁶⁾	1,52	1,94				
Indebitamento netto (A) / Patrimonio netto (B)	0,24	0,37				
Gearing (A/A+B)	19%	27%				

(1) fonte: Platts

(2) fonte: BCE

(3) fonte: European Money Markets Institute

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

(5) = Risultato annualizzato / patrimonio netto medio.

(6) = 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 30 SETTEMBRE 2015

Highlights

Signori azionisti,

si è concluso con risultati economici soddisfacenti un trimestre particolarmente significativo per il Gruppo Gas Plus.

Il contesto normativo ha visto infatti nel mese di Luglio 2015 la rimozione, da parte della Giunta Regionale dell'Emilia Romagna, dopo un anno dalla positiva conclusione degli approfondimenti del "Laboratorio Cavone", del blocco degli *iter* autorizzativi delle nuove attività E&P e di stoccaggio nel territorio della Regione dove ricadono alcuni dei principali progetti del Gruppo e l'adozione in forma coordinata da parte del Ministero dello Sviluppo Economico e della Regione stessa di decreti ed accordi rivolti ad elevare ulteriormente, attraverso monitoraggi dei quali il "Laboratorio Cavone" rappresenta il precursore, il livello di sicurezza e di compatibilità ambientale dei progetti E&P e di stoccaggio non solo in termini intrinseci ma anche a livello di percezione da parte della collettività.

Nell'ambito delle attività della *Business Unit* E&P, la principale B.U. del Gruppo, sussistono pertanto ora le condizioni affinché si possa superare la fase di stallo degli ultimi tre anni e procedere con minori condizionamenti allo sviluppo dei propri progetti e delle corrispondenti risorse minerarie, la cui entità, come più volte ribadito, non viene adeguatamente rappresentata dagli attuali volumi produttivi.

Nel frattempo, nell'ambito della B.U., sono state portate avanti numerose azioni, con effetti già nel breve periodo, per contrastare le conseguenze della contingente contrazione dei volumi produttivi..

E' stato quindi dato impulso alle iniziative volte a riprendere già con il prossimo anno una crescita dei volumi produttivi.

Per contrastare il contesto di breve periodo la B.U. ha pertanto:

- svolto, relativamente alla perdurante sospensione dell'attività sulla Concessione di Garaguso per quanto possibile rispetto ad un inadeguato espletamento del proprio ruolo da parte dell'Operatore, ogni azione utile ad accelerare la ripresa della produzione al momento prevista nell'ultimo trimestre del corrente anno, nonché completato una

impegnativa fase istruttoria e di trattazione del relativo arbitrato, che si prevede si concluderà entro lo stesso periodo;

- concluso le trattative per la revisione, anche con effetti pregressi, della tariffa per il servizio di trattamento, prestato da altro Operatore nell'ambito di un altro titolo minerario, ottenendo un significativo beneficio rispetto ai previsti esiti;
- proseguito nell'azione di contenimento dei costi con modalità tali da non penalizzare le iniziative utili ai prossimi programmi di sviluppo.

Per riprendere il percorso di crescita dei volumi produttivi la B.U., in attesa della conclusione dell'*iter autorizzativo* del suo principale progetto nella Regione Emilia Romagna (ormai non più soggetto al già citato blocco), ha:

- dato il massimo impulso alla realizzazione degli impianti per la messa in produzione di un progetto rilevante nell'ambito del patrimonio titoli della B.U. E&P, il cui *iter autorizzativo* non è stato influenzato dalla suddetta delibera di sospensione, che si conta possa avvenire nel primo semestre del prossimo anno;
- proseguito le iniziative per la ripresa di attività dei campi minori non produttivi;
- ripreso l'attività esplorativa, dove purtroppo, nell'aleatorietà tipica di tale attività, si è dovuto registrare l'esito negativo del pozzo esplorativo Faseto 1 la cui perforazione è terminata all'inizio del mese di agosto.

Merita considerazioni specifiche l'andamento dei prezzi del petrolio e del gas, principale elemento di attenzione per tutti gli operatori del settore. Se infatti sino al mese di Agosto 2015 il relativo *trend*, dopo i forti ribassi registrati tra la fine dello scorso anno e la prima metà dell'anno in corso, mostrava segnali, pur oscillanti, di tenuta (se non di ripresa) per il petrolio e sino a quell'epoca prezzi mediamente in linea con l'anno precedente per il gas, dal mese di Agosto 2015 è ripresa una tendenza ribassistica per entrambe le *commodity*.

Pur ritenendo che si possa conseguire, grazie alle varie azioni messe in atto, un risultato di segno positivo per il corrente anno è indubbio che l'andamento quantomeno del prossimo esercizio della principale *Business Unit*, quella E&P, sarà influenzato dalla futura evoluzione dei prezzi.

In tale contesto nel periodo in esame il Gruppo ha inoltre impostato e messo in atto la ristrutturazione del modello di *business* per la commercializzazione del gas, che ha trovato completa attuazione dal 1° Ottobre del corrente anno, data di avvio del nuovo "anno gas", ma che già ha

consentito una ulteriore riduzione del capitale circolante impiegato, minimizzando i volumi di stoccaggio di gas nel periodo estivo ed eliminando quelli per il prossimo inverno.

Si è proceduto infatti, a partire dal mese di Ottobre 2015, alla chiusura della *Business Unit S&S*, operante solo nelle vendite “fisiche” all’ingrosso e non nel “*trading*”, che da tempo risentiva degli effetti del particolare contesto di tale settore di mercato e, in particolare, delle nuove modalità di valorizzazione della componente materia prima, registrando inoltre una perdurante marginalità negativa.

A seguito della chiusura di tale B.U., a partire dal medesimo periodo, la B.U. *Retail* e la B.U. *E&P* si rivolgeranno direttamente sul mercato rispettivamente per approvvigionarsi di gas e per collocare il gas di produzione.

Le tradizionali *Business Unit “downstream”* (*Network & Transportation* e *Retail*), in virtù di una efficiente gestione, hanno confermato il consueto positivo andamento economico, favorito nella prima parte dell’anno da condizioni climatiche non particolarmente fredde, ma comunque meno miti rispetto al 2014.

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.

Per quanto concerne l’andamento economico, l’utile netto è migliorato rispetto al 2014, grazie al buon andamento della gestione finanziaria, al contributo di componenti non ricorrenti e alla riduzione del *tax rate*.

Gli investimenti dei primi nove mesi dell’esercizio sono stati pari a circa 8,3 milioni di euro (5,5 milioni di euro al termine del terzo trimestre 2014): si tratta ancora di importi di entità non particolarmente significativa per il Gruppo in quanto rappresentativi della sola fase di avvio dei progetti di esplorazione e di sviluppo già citati.

Con riferimento infine alla struttura finanziaria, anche nel trimestre in esame, è stata confermata la riduzione dell’indebitamento netto (52.593 migliaia di euro contro 71.154 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e dei relativi oneri. Tale ridotto livello è comunque da considerarsi di natura temporanea in quanto da imputare, almeno in parte, allo slittamento temporale di alcuni

investimenti per la cui realizzazione il Gruppo ha già ottenuto, al termine del precedente esercizio, una specifica linea di credito di 64 milioni di euro (destinata ai nuovi programmi nel settore dell'*Exploration and Production*, sia in Italia che all'estero).

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

Si riportano 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)

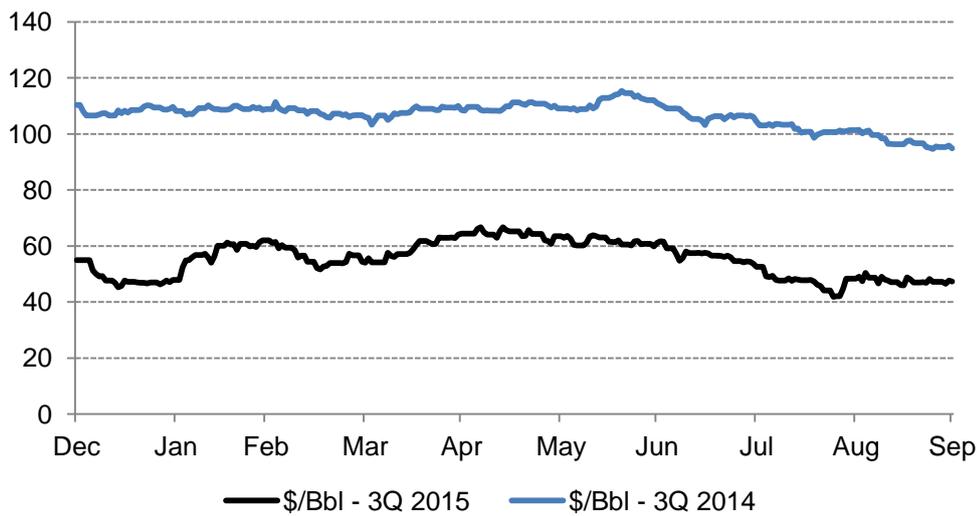


Grafico 2 – Trend Prezzo del Brent (EUR)

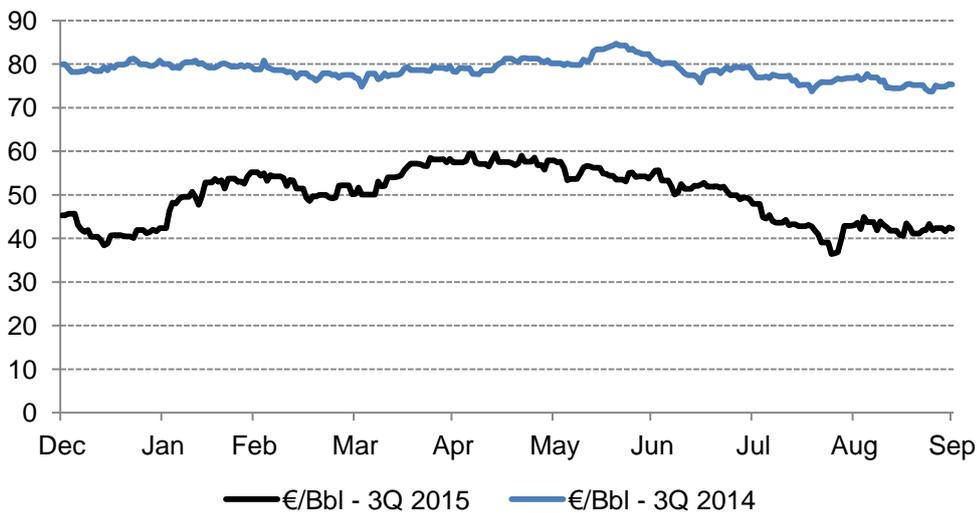
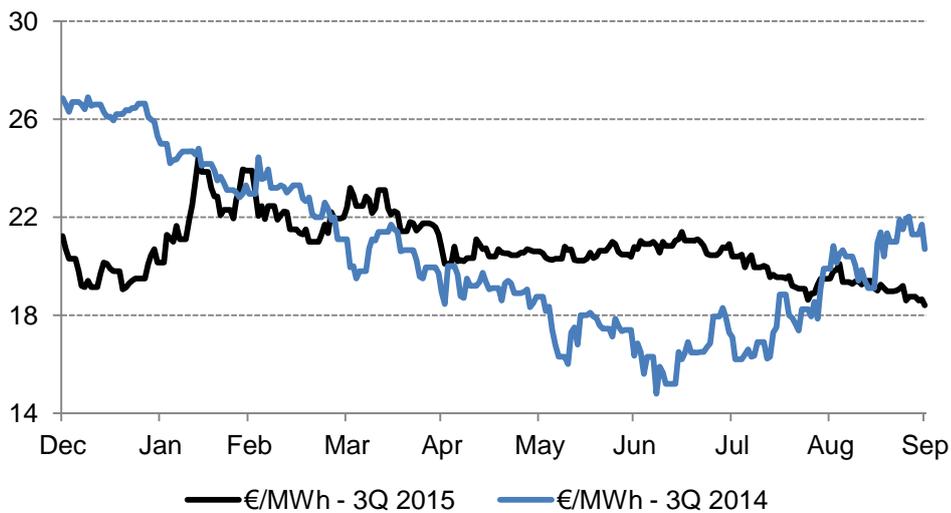
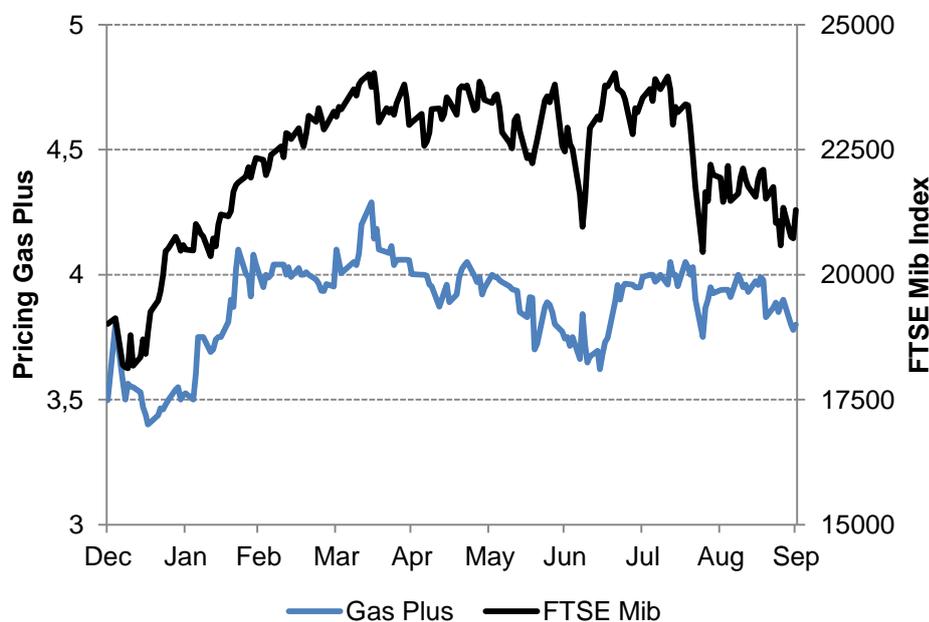


Grafico 3 – Trend Prezzo del gas naturale Spot TTF (Borsa del Gas Olandese)



Il titolo Gas Plus ha chiuso il terzo 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:

	30/09/15			3Q 2015		
	GPI	SPE	TOTALE	GPI	SPE	TOTALE
Produzione netta (MSmce)	70,1	41,4	111,5	21,6	14,1	35,7
<i>di cui Italia</i>	70,1	41,4	111,5	21,6	14,1	35,7
<i>di cui Estero</i>	-	-	-	-	-	-
Ricavi (mln €)	26,6	11,3	37,9	7,4	3,6	11,0
<i>di cui Italia</i>	26,4	11,3	37,8	7,4	3,6	11,0
<i>di cui Estero</i>	0,2	-	0,2	-	-	-
EBITDA (mln €)	12,8	5,8	18,6	2,4	2,0	4,4
<i>di cui Italia</i>	13,7	5,8	19,5	2,7	2,0	4,7
<i>di cui Estero</i>	(0,9)	-	(0,9)	(0,3)	-	(0,3)
Investimenti esplorativi (mln €)	3,4	-	3,4	2,4	-	2,4
<i>di cui Italia</i>	3,0	-	3,0	2,3	-	2,3
<i>di cui Estero</i>	0,4	-	0,4	0,1	-	0,1
Investimenti di sviluppo (mln €)	0,3	3,8	4,1	0,2	1,7	1,9
<i>di cui Italia</i>	0,2	3,8	4,0	0,1	1,7	1,8
<i>di cui Estero</i>	0,1	-	0,1	0,1	-	0,1
	30/09/14			3Q 2014		
	GPI	SPE	TOTALE	GPI	SPE	TOTALE
Produzione netta (MSmce)	86,3	43,9	130,2	27,4	13,8	41,2
<i>di cui Italia</i>	86,3	43,9	130,2	27,4	13,8	41,2
<i>di cui Estero</i>	-	-	-	-	-	-
Ricavi (mln €)	26,8	14,7	41,5	7,8	4,5	12,3
<i>di cui Italia</i>	26,7	14,7	41,4	7,8	4,5	12,3
<i>di cui Estero</i>	0,1	-	0,1	-	-	-
EBITDA (mln €)	12,0	9,5	21,5	3,2	2,8	6,0
<i>di cui Italia</i>	13,2	9,5	22,7	3,6	2,8	6,4
<i>di cui Estero</i>	(1,2)	-	(1,2)	(0,4)	-	(0,4)
Investimenti esplorativi (mln €)	2,0	-	2,0	0,6	-	0,6
<i>di cui Italia</i>	0,8	-	0,8	0,4	-	0,4
<i>di cui Estero</i>	1,2	-	1,2	0,2	-	0,2
Investimenti di sviluppo (mln €)	0,8	1,3	2,1	-	0,3	0,3
<i>di cui Italia</i>	0,1	1,3	1,4	-	0,3	0,3
<i>di cui Estero</i>	0,7	-	0,7	-	-	-

ITALIA

Risultati economici

La *business unit* ha conseguito un EBITDA, comprensivo di componenti positive non ricorrenti per circa 5,3 milioni di euro, di 18,6 milioni di euro rispetto ai 21,5 milioni di euro del corrispondente periodo precedente. Tale andamento è stato sostanzialmente determinato dalla riduzione della produzione e dei prezzi di vendita; i relativi effetti sono stati contenuti dal costante controllo dei costi operativi e dalla rinegoziazione di un contratto di trattamento di gas prodotto di una centrale non operata dal Gruppo.

Pur mantenendo sostanzialmente inalterato il proprio patrimonio complessivo di riserve, la *B.U.* come anticipato sta attualmente registrando un calo delle produzioni sia per il mancato contributo alla produzione della concessione di Garaguso, che ammonta da solo a circa il 15% 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.*, conclusasi all'inizio dell'ultimo trimestre con la Delibera della Giunta della Regione Emilia Romagna che il 13 luglio ha revocato il blocco delle nuove iniziative perdurante sostanzialmente da più di tre anni.

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 luglio 2014. 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, che risultano iniziati il 10 giugno 2015 e la cui conclusione è prevista per la metà di novembre.

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.

Produzione

La produzione lorda di gas, condensati e olio al termine del terzo trimestre 2015 è stata pari a 116,8 MSmce, di cui 74,9 MSmce relativi alla *branch* GPI e 41,9 MSmce relativi alla *branch* SPE con un calo rispetto al terzo trimestre 2014 di circa il 14% dovuto alla *natural depletion* dei campi ed in parte ai minori livelli produttivi della concessione Recovato, legati alla chiusura di alcuni

livelli produttivi, e alla mancata produzione della concessione il Salice. Gli studi per la ripresa della produzione di alcuni campi “maturi”, come previsto, sono iniziati nel corso del secondo semestre ed attualmente si stanno completando i conseguenti progetti. A meno di rallentamenti legati alle attività autorizzative, la rimessa in produzione di tali campi “maturi” come meglio descritto di seguito è prevista nel corso del 2016.

**PRODUZIONE LORDA DI GAS
(MSmc)**

	Al 3° Trim. 2015	Al 3° Trim. 2014	Differenza 2015-2014
GPI	74,1	90,4	(16,3)
SPE	22,7	25,5	(2,8)
Totale	96,8	115,9	(19,1)

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

	Al 3° Trim. 2015	Al 3° Trim. 2014	Differenza 2015- 2014
GPI	0,8	0,9	(0,1)
SPE	19,2	19,0	0,2
Totale	20,0	19,9	0,1

Come già segnalato, oltre alla *natural depletion* dei campi, l’andamento dell’attività è condizionato dal perdurare dell’interruzione della produzione sulla concessione di Garaguso.

Sviluppo

Le attività di sviluppo, fortemente influenzate fino alla prima metà di luglio dalla situazione di sospensione degli *iter* autorizzativi, erano 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 uno dei principali progetti di sviluppo, il cui *iter* autorizzativo non è stato influenzato dalla suddetta delibera di sospensione, conclusa la fase di ottenimento delle autorizzazioni locali, è quindi stato assegnato il contratto per la realizzazione delle condotte di collegamento dell’area pozzo alla centrale di trattamento ed al 30 Settembre 2015 le attività di realizzazione delle suddette condotte erano già nelle fasi conclusive. Nel mese di aprile 2015 è stato assegnato anche il contratto per il *revamping* della centrale di trattamento e l’allestimento alla produzione dell’area pozzo, dando così inizio a tutte le opere previste dal progetto. In particolare, le attività di posa in opera della condotta di collegamento hanno visto appena conclusa la fase di collaudo.

A seguito dell’esito positivo delle prove di produzione di un campo in Lombardia, che hanno confermato la potenzialità del giacimento, sono proseguite le attività tecniche necessarie alle pratiche per la richiesta di messa in produzione del pozzo; nel primo semestre 2015 si è completata la definizione dell’impiantistica necessaria alla messa in produzione del pozzo e sono state portate avanti le necessarie attività autorizzative. Attualmente, è in fase di completamento l’*iter*

autorizzativo con gli ulteriori obblighi derivanti dall'entrata in vigore del Decreto Direttoriale del 15 luglio 2015.

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 dei primi nove mesi del 2015, in particolare, sono state predisposte le pratiche necessarie e si è poi proseguito con i *test* per l'impiego di sistemi di compressione per favorire un incremento delle produzioni sui campi ritenuti idonei, intraprendendo anche il necessario *iter autorizzativo* per la prima concessione selezionata in quanto ritenuta idonea, il cui *gas-in* è previsto per l'inizio del 2016.

Un ulteriore importante progetto di sviluppo ha risentito del blocco 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 degli *iter* autorizzativi dei progetti di attività estrattive di idrocarburi e di stoccaggio di gas naturale.

Tale sospensione è stata rimossa, con la già citata Delibera della Giunta Regionale del 13 luglio 2015. Il superamento della delibera e la conseguente ripresa dei progetti in Emilia Romagna consentiranno di portare a termine nei successivi esercizi lo sviluppo di questo importante progetto.

Esplorazione

Sono terminati alla fine del mese di ottobre dello scorso anno i lavori civili, iniziati il 30 giugno 2014, per l'approntamento della postazione di un pozzo esplorativo in provincia di Parma.

Completate le attività propedeutiche, nel mese di luglio 2015 è stata avviata la perforazione, che purtroppo ha dato esito negativo. L'obiettivo ha infatti intercettato aree geologiche non mineralizzate. Effettuata la chiusura, attualmente sono iniziate le attività necessarie al rilascio dell'area.

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 secondo trimestre 2015 è stata eseguita la prima fase della chiusura mineraria del pozzo Masseria Morano 1 dir nella concessione Policoro (GPI 100%). Nella prima decade del mese di maggio è stata completata la chiusura mineraria del pozzo Jesi 12 nella concessione Casa Balleani. Attualmente, la seconda fase della chiusura del pozzo Masseria Morano 1 ed eventuali altre chiusure di ulteriori pozzi in altre concessioni sono previste nel corso del prossimo esercizio.

Patrimonio Titoli

Con la citata scadenza della concessione Casa Balleani (GPI 100%) nel corso della prima metà di maggio 2015, il patrimonio titoli, rispetto a fine 2014 e al primo trimestre 2015, è variato e le concessioni del Gruppo in qualità di operatore sono diventate 34; pertanto rimane invariato il numero dei permessi di ricerca (3), delle istanze di permesso di ricerca (3) e delle istanze di concessione (2) mentre il numero delle concessioni di coltivazione scende a 48.

	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	34*	14	48

* di cui Società Padana Energia: 12 Concessioni di coltivazione

Riserve

Le riserve 2P rischiate complessive (Gas Plus Italiana S.r.l. e Società Padana Energia S.p.A.) di idrocarburi al termine del terzo trimestre 2015 sono stimate pari a 4.729,7 milioni di metri cubi di gas equivalente.

	2014			30/09/2015		
	GPI	SPE	Totale	GPI	SPE	Totale
Gas naturale (milioni di metri cubi)	2.068,4	2.495,3	4.563,6	1.994,3	2.472,5	4.466,8
Olio e condensati (milioni metri cubi equiv.)	10,9	272,0	282,9	10,1	252,8	262,9
Totale Idrocarburi (milioni metri cubi equiv.) *	2.079,2	2.767,3	4.846,5	2.004,4	2.725,3	4.729,7

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

ESTERO

Romania

Relativamente alla concessione *offshore* in acque profonde *Midia Deep* (ExxonMobil Operatore con il 42,5%, OMV Petrom con il 42,5% e Gas Plus con il 15%), le Autorità competenti rumene hanno approvato la richiesta dei *partner* di estensione della prima fase esplorativa per un periodo di un anno, sino ad Agosto 2016.

L'estensione permetterà di completare la valutazione dei dati sismici 3D riprocessati e l'integrazione, di questi, con i risultati derivanti dalle ulteriori attività che saranno condotte sia da

ExxonMobil e *OMV Petrom* nella concessione *Neptun Deep*, sia da altri operatori nelle concessioni adiacenti nell'*offshore* rumeno del Mar Nero.

La validazione del modello geologico di accumulo di idrocarburi risulterà fondamentale per una decisione in merito all'eventuale ingresso nella successiva fase di esplorazione.

Per quanto concerne, invece, le concessioni *offshore* in acque superficiali *Midia Shallow* e *Pelican* (*Black Sea Oil & Gas* Operatore con il 65%, *Petro Venture* con il 20% e *Gas Plus* con il 15%), a seguito della presentazione da parte dell'Operatore del "Rapporto Tecnico Finale", che comprende tutti i dati geologici/geofisici e le valutazioni dei *prospects* individuati all'interno delle due concessioni, è in corso una revisione di tali dati ed analisi.

Nel corso del periodo, inoltre, sono stati condotti approfondimenti e revisioni relativi alla definizione dei programmi di sviluppo dei giacimenti di *Ana e Doina* (dove negli anni scorsi sono state rinvenute rilevanti riserve di gas).

Nel mese di agosto è stato finalizzato il trasferimento del 100% delle quote di *Midia Resources* (Operatore e titolare di un interesse del 65% nelle concessioni *Midia Shallow* e *Pelican*) da *Sterling Resources* in favore di *Carlyle International Energy Partners "CIEP"*, il quale ha successivamente proceduto al cambio di denominazione dell'Operatore da *Midia Resources Srl* a *Black Sea Oil & Gas Srl*.

Olanda

GDF SUEZ E&P Nederland (Engie Group), a seguito dell'ottenimento dell'approvazione delle Autorità competenti olandesi del trasferimento di parte delle quote di *Tullow Oil*, è ora Operatore del permesso E15c (*GDF SUEZ E&P Nederland* Operatore con il 30%, *Tullow Oil* con il 20%, *EBN* con il 40% e *Gas Plus* con il 10%).

Nel mese di agosto, le Autorità competenti hanno approvato la richiesta dei *partner* di estensione del titolo sul permesso E15c sino a Gennaio 2018.

La prima fase del nuovo programma lavori prevede l'integrazione e il *reprocessing* di tutte le informazioni geofisiche 2D e 3D.

Polonia

Sono proseguite le attività di studio per la realizzazione del rilievo sismico 3D nella parte sud del Blocco 106.

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 primo 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 terzo trimestre 2015

sono i seguenti:

Dati complessivi Area Commerciale

	<u>30/09/15</u>	<u>30/09/14</u>	<u>3Q 2015</u>	<u>3Q 2014</u>
Volumi venduti (MSmc)	305,2	198,6	43,8	40,4
Ricavi (mln €)	104,0	78,3	15,1	14,5
EBITDA (mln €)	1,9	1,2	(0,6)	0,3

di cui:

Dati Supply & Sales

	<u>30/09/15</u>	<u>30/09/14</u>	<u>3Q 2015</u>	<u>3Q 2014</u>
Volumi venduti (MSmc) (*)	305,2	198,6	43,8	40,4
Ricavi (mln €) (*)	88,9	64,1	12,7	11,3
EBITDA (mln €)	(1,3)	(1,1)	(0,8)	(0,2)

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

Dati Retail

	<u>30/09/15</u>	<u>30/09/14</u>	<u>3Q 2015</u>	<u>3Q 2014</u>
Volumi venduti (MSmc)	65,9	63,3	6,2	7,3
Ricavi (mln €)	35,6	36,0	4,3	5,2
EBITDA (mln €)	3,2	2,3	0,2	0,5

Analisi risultati Area Commerciale Gas

L'Area Commerciale chiude l'anno termico 2014-2015, in corrispondenza del trimestre appena passato, evidenziando una sostenuta crescita dei volumi venduti rispetto al corrispondente periodo (primi nove mesi) dell'anno precedente (+54%), volta ad attenuare la ridotta marginalità unitaria del segmento all'ingrosso.

Il significativo miglioramento dell'Ebitda, in termini percentuali (+58%), è tuttavia sostanzialmente imputabile alla *Business Unit Retail*, che passa da 2,3 M€ dei primi nove mesi del 2014 a 3,2 M€ del corrispondente periodo del 2015.

La *B.U. Supply & Sales* ha continuato invece a risentire degli effetti derivanti dal particolare contesto in cui opera tale settore di mercato e, in particolare, delle nuove modalità di valorizzazione della componente materia prima registrando una perdurante marginalità negativa.

Nei precedenti trimestri è stato pertanto avviato un processo di ristrutturazione del modello di *business* della commercializzazione del gas che ha previsto, dal mese di Ottobre 2015 e quindi a partire dal nuovo anno gas, la chiusura di tale *Business Unit*.

Di conseguenza la *B.U. Retail*, così come la *B.U. E&P*, si rivolgeranno direttamente sul mercato rispettivamente per approvvigionarsi di gas e per collocare il gas di produzione.

Analisi risultati Supply & Sales

La *Business Unit* all'ingrosso, sul fronte dei risultati economici, constata il consueto calo di marginalità tipico del periodo estivo su un portafoglio sostanzialmente di tipo termico (vendite al settore civile, concentrate nel periodo invernale): l'Ebitda è in calo di circa il 18% rispetto ai primi nove mesi del 2014, ancora una volta a motivo della riduzione della marginalità unitaria che il settore all'ingrosso subisce rispetto al periodo precedente, in parte controbilanciata con un incremento del volume venduto (circa 305 Mmc nei primi nove mesi dell'anno rispetto a circa 199 Mmc nel corrispondente periodo dello scorso anno).

Analisi risultati Retail

I risultati dei primi nove mesi dell'anno in corso tipicamente influenzati dall'andamento termico registrano un aumento dei volumi venduti (65,9 MSmc del 2015 vs 63,3 MSmc del 2014) ed una riduzione dei ricavi (35,6 M€ del 2015 vs 36,0 M€ del 2014) influenzati sostanzialmente dalla riduzione dei prezzi.

Si registra un aumento significativo (+39%) a livello di Ebitda passando da 2,3 M€ dei primi nove mesi del 2014 a 3,2 M€ del corrispondente periodo del 2015 grazie alle buone marginalità unitarie fatte registrare nei vari segmenti del portafoglio clienti dei primi nove mesi dell'esercizio sui valori conseguiti al termine del trimestre precedente.

Business Unit Network & Transportation

I principali dati economici della *Business Unit* sono i seguenti:

	<u>30/09/15</u>	<u>30/09/14</u>	<u>3Q 2015</u>	<u>3Q 2014</u>
Volumi distribuiti (MSmc)	124,3	115,1	22,4	22,6
Ricavi (mln €)	13,0	13,3	2,0	2,5
EBITDA (mln €)	3,8	3,9	-	0,1
Investimenti (mln €)	0,7	0,7	0,2	0,2

Nei primi nove mesi del 2015 la *Business Unit Network e Transportation* ha distribuito circa 124,3 MSmc di gas, in aumento (+8%) rispetto all'analogo periodo del 2014. L'incremento dei volumi è dovuto ad un effetto 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 dei primi nove mesi 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.

Con il DM n. 106 del 20.05.2015, il Ministero ha approvato le modifiche al DM 226/11 (Decreto

Criteri), recependo in tal modo le modifiche introdotte dalle Linee Guida approvate nel 2014 (oltre ad ulteriori modifiche che interessano la procedura delle future gara d'ATEM).

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 dei primi nove mesi dell'anno sono stati installati n. 117 G10 (100% dell'obbligo 2015) e n. 261 G16 e G25 (pari al 99% dell'obbligo).

Con la delibera n. 296/2015 sono state approvate le disposizioni in merito agli obblighi di separazione funzionale; per il servizio di distribuzione sono state inserite alcune semplificazioni che non modificano, nei fatti, la normativa ora in vigore.

Investimenti

La *Business Unit*, nel corso dei primi 9 mesi del 2015, ha effettuato investimenti sugli impianti per 0,7 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 dal 1° ottobre 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 dei primi nove mesi del 2015 sono stati trasportati 5,8 MSmc, anche in questo caso in rialzo rispetto all'analogo periodo del 2014 (4,8 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 dei primi nove mesi del 2015 hanno risentito della generale flessione dei prezzi degli idrocarburi e della conseguente sensibile riduzione dei margini delle *B.U. S&S e E&P*. I risultati di quest'ultima B.U. sono stati inoltre penalizzati dal calo dei livelli produttivi soprattutto 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*. Hanno potuto comunque contare sugli effetti del rinnovo di un contratto di servizio che ha consentito la definizione di una nuova tariffa unitaria per il servizio stesso e la riduzione di quella complessivamente dovuta per i servizi resi in precedenti esercizi con un impatto positivo, non ricorrente, a conto economico di circa 5,3 milioni di euro, al lordo delle relative imposte.

Dal lato dei ricavi, nel periodo in esame, si è registrata una crescita da 96.611 migliaia di euro del 2014 a 124.981 migliaia di euro del 2015. I ricavi restano prevalentemente attribuibili all'attività di vendita di gas metano a clienti grossisti e a clienti finali e di petrolio e condensati, poiché l'attività di distribuzione e trasporto gas è tuttora svolta prevalentemente a favore di altre società del Gruppo, con la conseguente elisione delle relative componenti economiche a livello di bilancio consolidato mentre l'attività di stoccaggio si trova ancora in una fase di start-up.

L'attività di vendita gas metano a clienti grossisti ha determinato ricavi per 69.177 migliaia di euro (43.367 migliaia di euro nel corrispondente periodo del 2014), mentre quella a clienti finali ricavi per 34.389 migliaia di euro (34.822 migliaia di euro nel 2014). L'incremento della prima componente è dovuto all'aumento delle quantità vendute messo in atto per far fronte alla forte riduzione della marginalità unitaria. L'importo della seconda è rimasto invece complessivamente in linea con il precedente esercizio.

Per il calo dei prezzi l'attività di vendita del petrolio e dei condensati ha visto una forte riduzione dei relativi ricavi da 8.277 migliaia di euro del 2014 a 5.790 migliaia di euro del 2015. Anche l'attività di distribuzione e trasporto gas metano ha visto diminuire il proprio contributo ai ricavi complessivi con una riduzione da 4.137 migliaia di euro del 2014 a 3.653 migliaia di euro del 2015.

La voce *altri ricavi e proventi* è risultata in forte crescita rispetto al valore del precedente periodo del 2014 (8.450 migliaia di euro del 2015 contro 3.660 migliaia di euro nel 2014) per effetto della componente positiva non ricorrente sopra descritta. Le sue principali restanti componenti, costituite dalle royalties sull'attività di estrazione gas, dai contributi di allacciamento e dai servizi ad utenti gas e dai ricavi derivanti dall'acquisizione dei certificati di risparmio energetico (TEE), sono risultate invece in lieve calo.

Dal lato dei costi, l'aumento dei volumi acquistati di gas metano ha determinato una crescita dei *costi per materie prime e materiali di consumo*, passati da 29.632 migliaia di euro a 59.914 migliaia di euro (+30.282 migliaia di euro rispetto al 2014).

In questo ambito, i costi per l'acquisto di gas, comprensivi della variazione di rimanenze di fine periodo, hanno raggiunto l'importo di 57.756 migliaia di euro contro 27.290 migliaia di euro del corrispondente periodo del 2014.

Un aumento più contenuto ha registrato la voce *costi per servizi ed altri* che ha raggiunto l'importo di 32.094 migliaia di euro contro 31.484 migliaia di euro del corrispondente periodo precedente e la cui principale componente è costituita dai costi di trasporto e stoccaggio in aumento da 9.093 migliaia di euro del 2014 a 10.631 migliaia di euro del 2015. In questo ambito si segnala inoltre la riduzione degli oneri, comprensivi delle componenti non finanziarie delle cessioni periodiche della cartolarizzazione, per perdite su crediti (da 839 migliaia di euro del 2014 a 676 migliaia di euro del 2015).

I *costi del personale* sono risultati in lieve calo rispetto ai valori del corrispondente periodo precedente, passando da 8.921 migliaia di euro a 8.544 migliaia di euro anche a seguito delle variazioni dell'organico.

L'andamento delle componenti economiche sopra descritte ha determinato una riduzione dell'*EBITDA* da 26.574 migliaia di euro a 24.429 migliaia di euro. L'aumento dei volumi venduti e la presenza di componenti positive non ricorrenti non sono stati pertanto sufficienti a compensare gli effetti del forte calo dei prezzi degli idrocarburi.

Una maggiore riduzione, in termini assoluti, ha registrato l'*EBIT* (9.266 migliaia di euro contro 12.866 migliaia di euro nel 2014) per l'aumento degli *ammortamenti*, in particolare di quelli connessi all'attività esplorativa, che hanno raggiunto complessivamente l'importo di 15.163 migliaia di euro contro 13.708 migliaia di euro del corrispondente periodo dell'anno precedente.

Il *risultato operativo* (10.870 migliaia di euro del 2015 contro 12.866 migliaia di euro del 2014) ha potuto invece contare sugli effetti dell'accordo transattivo tra Gas Plus Reti S.r.l. e ACSM-AGAM S.p.A., Serenissima Gas S.p.A. e Enerxenia S.p.A., avente ad oggetto due contenziosi, che ha consentito proventi non ricorrenti per 1.348 migliaia di euro.

E' risultato negativo ma ancora in forte calo il saldo della gestione finanziaria che ha raggiunto l'importo di 5.442 migliaia di euro contro 7.775 migliaia di euro del terzo trimestre 2014 per effetto dell'aumento dei proventi finanziari (da 1.154 migliaia di euro a 2.039 migliaia di euro) e della riduzione degli oneri finanziari (da 8.929 migliaia di euro a 7.481 migliaia di euro).

Nell'ambito dei *proventi finanziari* le rivalutazioni dei titoli detenuti per la negoziazione hanno presentato un saldo di 999 migliaia di euro contro 108 migliaia di euro del 2014 mentre gli utili su cambi un saldo di 891 migliaia di euro contro 908 migliaia di euro del 2014. A tali componenti si sono aggiunti dividendi da partecipazioni per l'importo di 92 migliaia di euro (84 migliaia di euro nel 2014).

Tra gli *oneri finanziari*, per effetto del miglioramento della posizione finanziaria e della rinegoziazione dei contratti di finanziamento, sono risultati, in particolare, in forte calo gli interessi passivi sulle linee a medio lungo termine (854 migliaia di euro contro 1.911 migliaia di euro del 2014). Hanno invece registrato una lieve crescita gli oneri finanziari su prodotti derivati (910 migliaia di euro contro 761 migliaia di euro del corrispondente periodo precedente) e gli oneri per attualizzazione fondi (3.689 migliaia di euro del 2015 contro 3.541 migliaia di euro del 2014).

Le *imposte sul reddito*, correnti, differite e anticipate hanno presentato un saldo negativo complessivamente pari a 787 migliaia di euro contro il saldo negativo pari a 902 migliaia di euro del 2014.

Il risultato del periodo ha scontato un *tax rate* di circa il 14,5% che ha beneficiato, oltreché della presenza di componenti di reddito soggette a tassazione limitata (come i dividendi), della mancata applicazione della cosiddetta "*Robin Tax*" (a seguito della sentenza che ne ha dichiarato l'incostituzionalità) e, in misura minore, delle modifiche alla base imponibile Irap.

Il *tax rate* è risultato ancora in diminuzione rispetto al valore del 2014 che comprendeva però componenti non ricorrenti. Le imposte correnti, anticipate e differite del suddetto periodo precedente tenevano infatti conto della riduzione dell'aliquota IRAP prevista dal D.L. 66/2014 del 24 aprile 2014 (cosiddetto "*Decreto bonus IRPEF 2014*"), pubblicato nella G.U. n. 95 del 24 aprile 2014 e convertito con modificazioni dalla L. 23 giugno 2014, n. 89 (in G.U. 23/06/2014, n. 143). L'applicazione di tale provvedimento alla situazione patrimoniale, finanziaria ed economica al 30 settembre 2014 del Gruppo aveva determinato minori imposte correnti per circa 90 migliaia di euro e minori imposte differite nette per 1.044 migliaia di euro, per effetto della revisione delle aliquote con cui erano stati determinati il credito per imposte anticipate ed il fondo imposte differite. Il risultato del 3° trimestre 2014, al netto del citato effetto di adeguamento delle imposte anticipate e differite, avrebbe scontato un *tax rate* di circa il 38,2%.

Il terzo trimestre dell'esercizio 2015 si è chiuso quindi con un *utile* di 4.641 migliaia di euro contro un utile di 4.189 migliaia di euro del corrispondente periodo del 2014.

La situazione patrimoniale consolidata del Gruppo presenta un *capitale investito netto* di 273.144 migliaia di euro contro 292.393 migliaia di euro del 31 dicembre 2014 con una riduzione complessiva di 19.249 migliaia di euro.

Il *capitale immobilizzato* risulta pari a 461.196 migliaia di euro contro 467.883 migliaia di euro del 31 dicembre 2014 e registra un decremento complessivo di 6.687 migliaia di euro rispetto all'importo del suddetto esercizio.

In questo ambito le *immobilizzazioni immateriali*, pari a 356.347 migliaia di euro, si riducono complessivamente di 6.039 migliaia di euro mentre le *immobilizzazioni materiali*, pari a 103.387 migliaia di euro, presentano un decremento di 783 migliaia di euro. La variazione complessiva delle immobilizzazioni (6.822 migliaia di euro) deriva dal saldo tra gli incrementi netti (8.341 migliaia di euro) e gli ammortamenti e le svalutazioni effettuate nel periodo (15.163 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 (1.462 migliaia di euro contro 1.327 migliaia di euro del 31 dicembre 2014).

Il *capitale circolante netto* presenta un saldo positivo di 8.542 migliaia di euro (20.706 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e si riduce complessivamente di 12.164 migliaia di euro rispetto al precedente esercizio. In questo ambito si registra una forte riduzione di tutte le sue componenti, in particolare delle *rimanenze* (15.464 migliaia di euro) per la mancata ricostituzione del magazzino gas a seguito della chiusura dell'attività di commercializzazione all'ingrosso, dei *crediti commerciali* (17.610 migliaia di euro) per i minori consumi del periodo estivo e *dei debiti commerciali* (15.414 migliaia di euro) per i minori approvvigionamenti di gas del periodo.

Il saldo degli *altri debiti e crediti del circolante* risulta positivo per 7.929 migliaia di euro contro un saldo positivo di 2.433 migliaia di euro nel 2014. In questo ambito si è registrata complessivamente una riduzione dei crediti di natura tributaria (in particolari di quelli relativi all'imposta di consumo e alle imposte sui redditi) e un aumento dei crediti netti nei confronti della Cassa Conguaglio Settore Elettrico (+1.487 migliaia di euro), nei confronti dell'AEEGSI per la consegna dei certificati di risparmio energetico (TEE) (+1.447 migliaia di euro) e di partner relativamente ad attività nelle concessione minerarie dove il Gruppo riveste la funzione di operatore (+3.702 migliaia di euro).

I *fondi per rischi ed oneri*, le cui componenti principali sono costituite dal fondo smantellamento e ripristino siti e dal fondo imposte differite nette, ammontano complessivamente a 192.239 migliaia di euro contro 191.330 migliaia di euro del 2014. In questo ambito il fondo smantellamento e ripristino siti ammonta a 111.267 migliaia di euro contro 108.246 migliaia di euro del precedente esercizio mentre il fondo imposte differite nette ammonta a 75.375 migliaia di euro contro 77.553 migliaia di euro del precedente esercizio.

Il *trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato* ammonta a 4.355 migliaia di euro (4.866 migliaia di euro) e si riduce per effetto delle variazioni di organico registrate nel periodo.

L'*indebitamento finanziario netto* ammonta a 52.593 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 25.197 migliaia di euro del 2015 e la riduzione dell'indebitamento finanziario corrente (7.212 migliaia di euro del 2015 contro 8.836 migliaia di euro del 2014) e non corrente (71.970 migliaia di euro del 2015 contro 74.043 migliaia di euro del 2014).

Il forte miglioramento della posizione finanziaria netta è da attribuire, oltre ai flussi di cassa delle attività operative, anche allo slittamento temporale di alcuni investimenti ed è da considerarsi pertanto, almeno in parte, temporaneo sino all'avvio di detti investimenti.

A tale proposito 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 64 milioni di euro 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 51,6 milioni di euro del finanziamento a medio-lungo termine erogato nell'ottobre 2011. La linea di credito di 51,6 milioni di euro 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 50 milioni di euro a 30 milioni di euro.

Il *patrimonio netto* ammonta a 220.551 migliaia di euro (221.239 migliaia di euro al 31 dicembre 2014) e presenta una riduzione di 688 migliaia di euro rispetto alla fine del precedente esercizio. La riduzione è dovuta alla distribuzione di dividendi (4.362 migliaia di euro) e alle

variazioni di *fair value* dei derivati di copertura contabilizzate in *hedge accounting* che sono risultate complessivamente superiori all'utile netto conseguito nel periodo.

Eventi significativi del trimestre

Nel corso del mese di luglio è stato sottoscritto un accordo transattivo, perfezionato dopo la chiusura del trimestre, tra Gas Plus Reti S.r.l. e ACSM-AGAM S.p.A., Serenissima Gas S.p.A. e Enerxenia S.p.A. avente ad oggetto i due contenziosi riguardanti:

- la valorizzazione del recesso di Gas Plus Reti S.r.l. da Serenissima Energia S.r.l. in sede di fusione della stessa in Enerxenia S.p.A.;
- l'impugnazione della deliberazione di assemblea straordinaria del 31 luglio 2012 di Serenissima Gas S.p.A. portante l'aumento di capitale sociale.

L'accordo ha previsto la definizione del prezzo delle azioni a fronte del recesso da Enerxenia S.p.A. (con una riduzione parziale della passività a suo tempo iscritta a bilancio di Gas Plus Reti S.r.l. a seguito dell'ordinanza di ingiunzione *ex art. 186-ter* c.p.c. del Tribunale di Milano e del successivo pagamento, a favore di Gas Plus Reti S.r.l., dell'importo provvisoriamente liquidato dal giudice) e un intervento di riduzione della struttura di Patrimonio Netto della Società Serenissima Gas S.p.A. tramite l'assunzione, in prossimità della chiusura del trimestre, di una delibera di distribuzione di un dividendo straordinario. L'accordo ha consentito proventi non ricorrenti per 1.348 migliaia di euro.

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 terzo trimestre dell'esercizio 2015.

Evoluzione prevedibile della gestione

Come già esposto, tenuto conto dei risultati conseguiti nei primi nove mesi dell'anno, riteniamo che l'esercizio 2015 possa chiudersi con un risultato positivo, nonostante l'ulteriore calo degli scenari energetici in atto dallo scorso mese di Agosto.

Nel corso del 2016, a mitigare gli effetti di tali scenari e la conseguente incidenza sui risultati, dovrebbero contribuire i primi miglioramenti delle produzioni derivanti dalla ripresa

dell'attività, sino ad ora interrotta, nella concessione di Garaguso e da un primo nuovo *gas-in*.

Le attività regolate e quelle di vendita al dettaglio continueranno, anche nel prossimo esercizio, a registrare un andamento positivo.

Ferma restando la prosecuzione delle principali iniziative di sviluppo nel settore *E&P*, che anche agli attuali livelli dei prezzi consentono una certa remuneratività, a fronte di una persistente fase di debolezza del mercato il Gruppo accentuerà il proprio impegno anche in progetti di sviluppo nelle attività regolate e commerciali *downstream*.

Nei mesi a venire si seguirà pertanto con la massima attenzione l'evoluzione del contesto dei prezzi energetici anche per assestare le linee di sviluppo del Gruppo.

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO*Al 30 settembre 2015 e al 31 dicembre 2014**Importi in migliaia di euro*

	30 settembre 2015	31 dicembre 2014
Immobilizzazioni immateriali	356.347	362.386
Immobilizzazioni materiali	103.387	104.170
Altre attività e passività non correnti	1.462	1.327
Totale	461.196	467.883
Capitale circolante netto		
Rimanenze	3.819	19.283
Crediti commerciali	16.925	34.535
Debiti commerciali	(20.131)	(35.545)
Altri debiti e crediti di circolante	7.929	2.433
Totale	8.542	20.706
Fondi rischi per oneri e imposte differite	(192.239)	(191.330)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(4.355)	(4.866)
Capitale investito netto	273.144	292.393
Patrimonio netto	220.551	221.239
Posizione finanziaria netta	52.593	71.154
Coperture	273.144	292.393

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO*Al 30 settembre 2015 e 2014*

	30 settembre 2015	30 settembre 2014
Ricavi	116.531	92.951
Altri ricavi e proventi	8.450	3.660
TOTALE RICAVI	124.981	96.611
Costi per materie prime e materiali di consumo	(59.914)	(29.632)
Costi per servizi e altri	(32.094)	(31.484)
Costo del personale	(8.544)	(8.921)
Quota del risultato delle società collegate	-	-
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	24.429	26.574
Ammortamenti e svalutazioni	(15.163)	(13.708)
EBIT	9.266	12.866
(Oneri) e Proventi diversi	1.604	-
RISULTATO OPERATIVO	10.870	12.866
Proventi finanziari	2.039	1.154
Oneri finanziari	(7.481)	(8.929)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	5.428	5.091
Imposte sul reddito	(787)	(902)
RISULTATO DEL PERIODO	4.641	4.189
Attribuibile a:		
Gruppo	4.628	4.177
Terzi	13	12

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO*Al 30 settembre 2015 e 2014**Importi in migliaia di euro*

	30/09/2015	30/09/2014
EBIT	9.266	12.866
+ Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni materiali ed immateriali	15.163	13.708
EBITDA	24.429	26.574
+/- Altri accantonamenti/utilizzi non monetari	201	448
- Imposte sul reddito pagate	(287)	(5.149)
+/- Altre variazioni da attività e passività operative	10.393	19.062
Cash Flow gestione corrente	34.736	40.935
- Investimenti in Immob. materiali/immat., al netto delle alienazioni	(8.290)	(5.537)
- Investimenti/disinvestimenti in Immob. finanziarie ed altre attività non correnti	110	(102)
+/- rett. di consolidamento ed altre minori	(295)	(1.160)
Cash Flow operativo	26.261	34.136
- Dividendi pagati	(4.362)	(6.978)
- Oneri/Proventi finanziari pagati	(2.525)	(3.805)
- Variazione riserva di cash flow dei derivati in hedge accounting	(505)	540
- Altre variazioni finanziarie di natura non monetaria	(307)	(1.004)
Cash Flow al servizio del debito	18.561	22.889
Posizione finanziaria netta all'inizio del periodo	(71.154)	(98.569)
Posizione finanziaria netta alla fine del periodo	(52.593)	(75.680)

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA CONSOLIDATA*Al 30 settembre 2015 e al 31 dicembre 2014**Importi in migliaia di euro*

	30 settembre 2015	31 dicembre 2014
A. Cassa	20	17
B. Conti correnti bancari	22.354	6.369
C. Titoli detenuti per la negoziazione	2.823	2.753
<i>D. Liquidità (A) + (B) + (C)</i>	<i>25.197</i>	<i>9.139</i>
E. Crediti finanziari correnti	1.392	2.586
F. Debiti bancari correnti	(1.250)	(2.781)
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(5.000)	(5.000)
H. Altri debiti correnti	(962)	(1.055)
<i>I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)</i>	<i>(7.212)</i>	<i>(8.836)</i>
<i>J. Indebitamento finanziario corrente netto (I)-(E)-(D)</i>	<i>19.377</i>	<i>2.889</i>
K. Debiti bancari non correnti	(43.441)	(45.781)
L. Obbligazioni emesse	-	-
M. Altri debiti non correnti	(28.529)	(28.262)
<i>N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)</i>	<i>(71.970)</i>	<i>(74.043)</i>
O. Posizione finanziaria netta (J) + (N)	(52.593)	(71.154)