

Andamento della gestione nei settori di attività



Trasporto di gas naturale

Principali indicatori di performance

(milioni di €)	Primo semestre		Var. ass.	Var. %
	2018	2019		
Ricavi totali (a)	1.059	1.094	35	3,3
- di cui Ricavi regolati (a)	1.019	1.061	42	4,1
Ricavi totali net of pass-through items (a)	992	1.025	33	3,3
Costi operativi (a)	211	192	(19)	(9,0)
Costi operativi net of pass-through items (a)	144	123	(21)	(14,6)
Utile operativo	569	607	38	6,7
Investimenti tecnici	314	340	26	8,3
- di cui con maggior remunerazione	132	105	(27)	(20,5)
- di cui con remunerazione base (b)	182	235	53	29,1
Gas naturale immesso nella Rete Nazionale Gasdotti (miliardi di metri cubi) (c)	37,93	39,81	1,88	5,0
Rete dei gasdotti (chilometri in esercizio)	32.609	32.640	31	0,1
- di cui Rete Nazionale	9.705	9.613	(92)	(0,9)
- di cui Rete Regionale	22.904	23.027	123	0,5
Potenza installata nelle centrali di compressione (megawatt)	922	961	39	4,2
Dipendenti in servizio a fine periodo (numero)	1.914	1.894	(20)	(1,0)

(a) Prima delle elisioni di consolidamento.

(b) Ad un WACC base reale pre-tasse pari rispettivamente al 5,4% per il 2018 e al 5,7% per il 2019.

(c) I dati relativi al primo semestre 2019 sono aggiornati alla data del 4 luglio 2019. I valori del primo semestre 2018 sono stati aggiornati in via definitiva e sono allineati a quelli pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Risultati

I **ricavi totali** ammontano a 1.094 milioni di euro, in aumento di 35 milioni di euro, pari al 3,3%, rispetto al primo semestre 2018 (1.059 milioni di euro). Al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi⁹, i ricavi totali ammontano a 1.025 milioni di euro, in aumento di 33 milioni di euro, pari al 3,3%, rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente, a fronte principalmente dei maggiori ricavi regolati.

I **ricavi regolati** (1.061 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente ai corrispettivi per il servizio di trasporto di gas naturale (1.051 milioni di euro) e agli incentivi riconosciuti al Responsabile del Bilanciamento-RdB (8 milioni di euro). I ricavi regolati, al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi, ammontano a 992 milioni di euro, in aumento di 40 milioni di euro, pari al 4,2%, rispetto al primo semestre 2018. Con riferimento ai ricavi di trasporto, l'aumento di 37 milioni di euro, pari al 3,9%, rispetto al primo semestre 2018 è attribuibile essenzialmente ai meccanismi di aggiornamento tariffario (+33 milioni di euro), riferibili in particolare all'incremento del WACC, che passa dal 5,4% del 2018 al 5,7% del 2019.

I **ricavi non regolati** (33 milioni di euro) registrano una diminuzione di 7 milioni di euro rispetto al primo semestre 2018, attribuibile essenzialmente ai minori riaddebiti per servizi tecnici prestati alle altre società del gruppo (-8 milioni di euro). La riduzione trova corrispondenza nei minori costi sostenuti per la fornitura dei relativi servizi.

L'**utile operativo** ammonta a 607 milioni di euro, in aumento di 38 milioni di euro, pari al 6,7%, rispetto a quello conseguito nel primo semestre 2018. L'aumento è attribuibile ai maggiori ricavi regolati (+40 milioni di euro), in parte compensati dai maggiori ammortamenti dovuti principalmente all'entrata in esercizio di nuovi assets (-16 milioni di euro; pari al 5,7%). Sull'aumento del risultato operativo hanno altresì inciso i minori costi operativi (+21 milioni di euro, pari al 14,6%, al netto delle componenti che trovano contropartita nei ricavi; +13 milioni di euro al netto dei minori costi per servizi tecnici riaddebitati alle altre società del gruppo). La riduzione dei costi operativi è riconducibile principalmente alla dinamica dei fondi per rischi ed oneri e al riconoscimento, da parte dell'Autorità, di alcuni oneri per consumi di gas relativi all'anno 2018. In considerazione di un trend di consumi gas in aumento,

⁹ Le principali componenti di ricavo che trovano contropartita nei costi sono relative alla modulazione e all'interconnessione.

la società ha in corso un dialogo costruttivo con l'Autorità al fine di individuare soluzioni che consentano di ridurre la variabilità di tale grandezza oltre che su

eventuali meccanismi di riconoscimento dei costi incrementali.

Investimenti tecnici

Tipologia di investimento	Maggiore Remunerazione (%) (*)	Primo semestre	
		2018	2019
		Milioni di €	Milioni di €
Sviluppo	1,0%	132	105
Sostituzione e altro		182	235
		314	340

(*) Rispetto ad un WACC base reale pre-tasse pari rispettivamente al 5,4% per il 2018 e 5,7% per il 2019.

Gli **investimenti tecnici** del primo semestre 2019 ammontano a 340 milioni di euro, in aumento di 26 milioni di euro (+8,3%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (314 milioni di euro). Gli investimenti sono stati classificati in coerenza con la delibera 575/2017/R/gas con cui l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito anche ARERA o Autorità) ha individuato differenti categorie di progetti cui è associato un diverso livello di remunerazione.

I principali investimenti di **Sviluppo** di nuova capacità di trasporto per i quali è prevista una maggiore remunerazione dell'1% (105 milioni di euro) riguardano:

- investimenti di **sviluppo di nuova capacità di trasporto sulla Rete Nazionale funzionale alla capacità di importazione ed esportazione** (60 milioni di euro) nell'ambito dell'iniziativa di supporto del mercato nell'area Nord Occidentale del Paese e per consentire l'inversione dei flussi fisici di trasporto nei punti di interconnessione con il Nord Europa nell'area della Pianura Padana, e dei progetti di potenziamento della rete di trasporto nel Sud Italia, tra cui l'interconnessione con TAP;

- investimenti di **sviluppo di nuova capacità di trasporto sulla Rete Regionale e sulla Rete Nazionale** (45 milioni di euro) tra cui si segnalano: (i) il proseguimento dei lavori relativi all'allacciamento Italgas Storage S.r.l. di Cornegliano Laudense; (ii) il proseguimento dei lavori di costruzione e allacciamento connessi alla metanizzazione della Regione Calabria, tra cui il metanodotto S. Andrea Apostolo dello Ionio-Caulonia, e (iii) il collegamento Pietravairano - Pignataro Maggiore.

Gli investimenti di **sostituzione e altri investimenti con remunerazione base** (235 milioni di euro), riguardano principalmente: (i) opere volte al mantenimento dei livelli di sicurezza, anche in termini di funzionalità e qualità, degli impianti (128 milioni di euro) tra cui si segnalano l'adeguamento della centrale di Istrana, gli interventi di mantenimento ai sensi del DPR 151, adeguamenti e miglioramenti impiantistici; (ii) sostituzione metanodotti (49 milioni di euro); (iii) progetti relativi allo sviluppo di sistemi informativi, nonché all'implementazione degli esistenti (39 milioni di euro); (iv) progetti di upgrading degli impianti di riconsegna (5 milioni di euro) e (v) progetti di natura immobiliare (3 milioni di euro).

Andamento operativo

Immissioni e prelievi di gas nella rete di trasporto

I volumi di gas sono espressi in Standard metri cubi (Smc) con Potere Calorifico Superiore (PCS) convenzionalmente pari a 38,1 MJ/Smc (10,575 Kwh/Smc). Il dato elementare è misurato in energia (MJ) ed è ottenuto moltiplicando i metri cubi fisici effettivamente misurati per il relativo potere calorifico.

I volumi di gas immesso in rete nel primo semestre 2019 ammontano complessivamente a 39,81 miliardi di metri cubi, in aumento di 1,88 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2018, pari al 5,0%), a seguito essenzialmente dell'incremento della domanda di gas naturale in Italia (40,51 miliardi di metri cubi; +1,72 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2018; +4,4%), unitamente al saldo netto degli stoccaggi (+0,19 miliardi di metri cubi). L'aumento della domanda gas è attribuibile principalmente ai maggiori consumi registrati nel settore termoelettrico (+1,84 miliardi di metri cubi; +16,9%), che beneficia della riduzione dei flussi di importazione di energia elettrica, della minore produzione da fonti rinnovabili, attribuibile alla riduzione dell'idroelettrico, nonostante la crescita di eolico e fotovoltaico, nonché del maggior ricorso al gas naturale nella generazione elettrica. Tali effetti sono stati in parte compensati dai minori consumi del settore residenziale e terziario (-0,20 miliardi di metri cubi; -1,2%), a seguito di una climatica più calda dei mesi di

febbraio e marzo 2019 rispetto al corrispondente periodo del 2018, quest'ultimo caratterizzato da fenomeni di freddo eccezionale (c.d. "Burian").

La domanda di gas in termini normalizzati per la temperatura è stimata pari a 39,67 miliardi di metri cubi, in aumento di 1,49 miliardi di metri cubi, pari al 3,9%, rispetto al corrispondente valore del primo semestre 2018 (38,18 miliardi di metri cubi), anche a seguito del maggior ricorso a misure di efficientamento energetico da parte del settore residenziale e terziario.

Le immissioni in rete dai campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento sono state pari a 2,35 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0,26 miliardi di metri cubi (-10,0%) rispetto al primo semestre 2018.

I volumi di gas immesso in rete per punti di entrata interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione di GNL sono stati pari a 37,46 miliardi di metri cubi, in aumento di 2,14 miliardi di metri cubi, pari al 6,1%, rispetto al primo semestre 2018. I maggiori volumi immessi dai terminali di rigassificazione di GNL (+3,22 miliardi di metri cubi; +85,0%), grazie anche ai nuovi meccanismi di allocazione della capacità su base d'asta, nonché dai punti di entrata di Passo Gries (+1,43 miliardi di metri cubi; +30,8%) e Gela (+1,04 miliardi di metri cubi; +58,8%), sono stati in parte compensati dai minori volumi immessi dal punto di entrata di Mazara del Vallo (-3,65 miliardi di metri cubi; -39,3%).

Gas immesso in rete (*)

(miliardi di m3)	Primo semestre		Var. ass.	Var. % (**)
	2018	2019		
Produzione nazionale	2,61	2,35	(0,26)	(10,0)
Punti di entrata (***)	35,32	37,46	2,14	6,1
Tarvisio	15,80	15,92	0,12	0,8
Passo Gries	4,65	6,08	1,43	30,8
Mazara del Vallo	9,29	5,64	(3,65)	(39,3)
Cavarzere (GNL)	3,23	3,84	0,61	18,9
Gela	1,77	2,81	1,04	58,8
Livorno (GNL)	0,19	1,77	1,58	
Panigaglia (GNL)	0,37	1,40	1,03	
Gorizia	0,02		(0,02)	(100,0)
	37,93	39,81	1,88	5,0

(*) I dati relativi al primo semestre 2019 sono aggiornati alla data del 4 luglio 2019. I valori del primo semestre 2018 sono stati aggiornati in via definitiva e sono allineati a quelli pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico.

(**) Le variazioni percentuali sono state calcolate con riferimento ai dati espressi in metri cubi.

(***) Punti interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione di GNL.

Regolamentazione

Settlement e Bilanciamento

Approvazione della proposta di Snam Rete Gas S.p.A. relativa agli obiettivi di miglioramento ed efficientamento oggetto di incentivazione, ai sensi del punto 5 della deliberazione dell'Autorità 480/2018/R/gas

Con deliberazione 57/2019/R/gas, pubblicata in data 22 febbraio 2019, l'Autorità ha approvato la proposta di ulteriori obiettivi di miglioramento ed efficientamento in materia di settlement e bilanciamento presentata da Snam Rete Gas ai sensi della deliberazione 480/2018/R/gas, punto 5, funzionale al riconoscimento dell'incentivo di circa 2,5 milioni di euro previsto dalla medesima deliberazione. In particolare, gli obiettivi consistono nell'impegno ad (i) anticipare i tempi per il completamento delle attività di verifica di nuovi meccanismi di profilazione dinamica funzionali all'avvio della riforma del settlement di cui alla deliberazione 72/2018/R/gas dell'Autorità, (ii) assicurare una maggiore trasparenza di tali metodologie mediante la divulgazione e la condivisione con gli operatori interessati nonché (iii) avviare una fase di sperimentazione nel periodo giugno-dicembre 2019 per limitare l'utilizzo della capacità di stoccaggio da parte del Responsabile del Bilanciamento, funzionale all'attuazione della riforma delineata dall'Autorità in precedenti consultazioni. L'incentivo è ripartito in parti uguali fra gli obiettivi proposti da Snam Rete Gas ed il relativo riconoscimento sarà modulato in funzione delle attività concluse.

Regolamentazione tariffaria

Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023)

Con deliberazione 114/2019/R/gas, pubblicata in data 29 marzo 2019, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione tariffaria (1 gennaio 2020-31 dicembre 2023).

La valutazione del capitale investito netto (RAB) viene effettuata sulla base della metodologia del costo storico rivalutato. Il parametro Beta del tasso di remunerazione del capitale investito netto (WACC) rimane fissato al valore di 0,364, mantenendo pertanto invariato il WACC a 5,7% reale pre-tasse per gli anni 2020-2021, in coerenza con la disciplina del TIWACC. I lavori in corso vengono inclusi nel calcolo della RAB prevedendo una remunerazione del 5,3% reale pre-tasse. Viene inoltre confermata l'inclusione in RAB degli

investimenti realizzati nell'anno t-1 ai fini della remunerazione a compensazione del time-lag regolatorio.

Limitatamente agli interventi inclusi nei Piani di Sviluppo che entreranno in esercizio negli anni 2020-2021-2022 con un rapporto benefici/costi superiore a 1,5, viene applicata una maggiorazione del WACC pari a +1,5% per 10 anni.

La componente dei ricavi correlata alla remunerazione e all'ammortamento viene aggiornata sulla base del ricalcolo annuale del capitale investito netto (RAB), nonché dei ricavi addizionali derivanti dalla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti realizzati nei precedenti periodi di regolazione. Gli ammortamenti sono calcolati sulla base della vita utile economico-tecnica delle infrastrutture di trasporto.

I costi operativi riconosciuti per l'anno 2020 sono determinati sulla base dei costi effettivi ricorrenti dell'anno 2017, incrementati delle maggiori efficienze realizzate nell'attuale periodo (profit-sharing 50%), con la possibilità di includere eventuali costi ricorrenti dell'anno 2018, se adeguatamente giustificati. Viene confermata l'applicazione della metodologia del price-cap ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi, prevedendo un X-factor dimensionato per restituire agli utenti in 4 anni le maggiori efficienze realizzate nel quarto periodo regolatorio.

Viene previsto che l'impresa maggiore di trasporto si approvvigioni dei quantitativi di gas a copertura di autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato (GNC) nell'ambito del mercato centralizzato. I quantitativi di gas riconosciuti sono valorizzati sulla base del prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento. La delibera prevede il riconoscimento della differenza fra il prezzo riconosciuto per tali volumi e il prezzo effettivo di approvvigionamento, rinviando a successivo provvedimento la definizione del meccanismo di dettaglio.

Viene inoltre previsto il riconoscimento dei costi relativi all'Emission Trading System (ETS).

Con riferimento alla struttura tariffaria viene confermata la metodologia di determinazione dello split capacity/commodity che prevede ricavi di capacità a copertura dei costi di capitale (remunerazione e ammortamento) e ricavi di commodity a copertura dei costi operativi riconosciuti. Viene confermato l'attuale fattore correttivo dei ricavi applicato alla componente capacity (100% garantiti) e alla componente correlata ai volumi trasportati (franchigia $\pm 4\%$). Con riferimento al

servizio di misura, viene introdotto un meccanismo di copertura dei ricavi analogo a quello del servizio di trasporto (100% garantiti).

La struttura tariffaria basata sul modello entry/exit viene confermata, includendo oltre alla rete nazionale anche la rete regionale nella metodologia dei prezzi di riferimento. I corrispettivi di capacità di entry ed exit sono determinati tramite la metodologia della distanza ponderata per la capacità (CWD), con una ripartizione dei ricavi fra punti di entry ed exit pari a 28/72. Viene introdotto un corrispettivo variabile applicato ai volumi trasportati destinato alla copertura dei costi operativi riconosciuti, dei costi relativi al sistema di Emission

Approvazione dei ricavi riconosciuti e determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale, per l'anno 2020

Con deliberazione 201/2019/R/gas, pubblicata in data 28 maggio 2019, l'Autorità ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi per il servizio di trasporto, dispacciamento e misura del gas naturale per l'anno 2020. I ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2020 sono pari a 2.096 milioni di euro. La RAB utilizzata per il calcolo dei ricavi 2020 per l'attività di trasporto, dispacciamento e misura è pari a 16,4 miliardi di euro e include gli investimenti stimati per l'anno 2019.

Trading e dei costi per l'approvvigionamento dei quantitativi a copertura di autoconsumi, perdite e GNC. Tale corrispettivo viene applicato ai punti di uscita dalla rete di trasporto e dimensionato annualmente sulla base dei volumi effettivamente prelevati nell'anno t-2.

Viene infine previsto di rimandare la definizione dei criteri di regolazione in materia di qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo regolatorio, di promozione in via sperimentale di utilizzi innovativi delle reti di trasporto, nonché in materia di riassetto del servizio di misura, in esito a specifiche consultazioni da effettuarsi nel corso dell'anno 2019.

Regolazione fattori correttivi pregressi

Con lettera del 26 giugno 2019, l'Autorità di regolazione ha comunicato a Snam Rete Gas, l'importo dei fattori correttivi relativi ad anni precedenti da versare alla CSEA entro il 31 luglio 2019, a valere sul "Conto oneri di trasporto", come disposto all'art. 4.3 della deliberazione 114/2019/R/gas della stessa Autorità.

L'importo pari a 180 milioni di euro (154 milioni di euro, al netto delle attività portate in compensazione), determinato sulla base delle attestazioni dei ricavi relative all'anno 2018 trasmesse all'Autorità ai sensi del medesimo art. 4 della deliberazione 114/2019/R/gas, fa riferimento ai fattori correttivi di competenza dell'anno 2018, al netto dei ricavi di scostamento, e ai fattori correttivi residui di competenza degli anni precedenti (2016-2017). Snam Rete Gas ha provveduto ad effettuare il versamento in data 30 luglio 2019.

Rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL)

Principali indicatori di performance

(milioni di €)	Primo semestre		Var. ass.	Var. %
	2018	2019		
Ricavi totali (*)	11	19	8	72,7
- di cui Ricavi regolati (*)	11	15	4	36,4
Ricavi totali net of pass-through items (*)	9	13	4	44,4
Costi operativi (*)	7	15	8	
Costi operativi net of pass-through items (*)	5	9	4	80,0
Utile operativo	2	2		
Investimenti tecnici (**)	2	5	3	
Volumi di GNL rigassificati (miliardi di metri cubi) (***)	0,356	1,390	1,034	
Discariche di navi metaniere (numero)	9	33	24	
Dipendenti in servizio a fine periodo (numero)	63	64	1	1,6

(*) Prima delle elisioni di consolidamento.

(**) Investimenti remunerati al WACC base reale pre-tasse pari rispettivamente al 6,6% per il 2018 e al 6,8% per il 2019.

(***) I volumi rigassificati sono esposti al lordo della quota di autoconsumi e perdite (componente Qcp), pari all'1,7% per il terminale di Panigaglia. I volumi di gas sono espressi in Standard metri cubi (Smc) con Potere Calorifico Superiore (PCS) medio pari a 38,1 MJ/Smc (10,575 Kwh/Smc).

Risultati

I **ricavi totali** ammontano a 19 milioni di euro, in aumento di 8 milioni di euro, pari al 72,7%, rispetto al primo semestre 2018. I ricavi totali, al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi¹⁰, registrano un aumento di 4 milioni di euro, pari al 44,4%, rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, a fronte principalmente dei maggiori ricavi per vendite di gas sulla piattaforma del bilanciamento.

I **ricavi regolati**, pari a 9 milioni di euro al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi (invariati rispetto al primo semestre 2018), si riferiscono principalmente alla quota di competenza del fattore di garanzia per l'anno 2018 prevista dall'art. 18 dell'Allegato A alla deliberazione 438/2013/R/gas¹¹.

L'**utile operativo** ammonta a 2 milioni di euro, invariato rispetto al primo semestre 2018. I maggiori ricavi (+4 milioni di euro) sono stati compensati dai maggiori costi operativi (-4 milioni di euro, al netto delle componenti che trovano contropartita nei ricavi; pari all'80%), a

fronte principalmente dei maggiori prelievi da magazzino per vendite gas sulla piattaforma del bilanciamento.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del primo semestre ammontano a 5 milioni di euro (2 milioni di euro nel primo semestre 2018) ed hanno riguardato investimenti di mantenimento, volti a garantire la sicurezza degli impianti dello stabilimento, con particolare riferimento ad interventi di revamping dei serbatoi.

Andamento operativo

Nel corso del primo semestre 2019 presso il terminale GNL di Panigaglia (SP) sono stati rigassificati 1,390 miliardi di metri cubi di GNL (0,356 nel primo semestre 2018) e sono state effettuate 33 scariche da navi metaniere, in aumento rispetto al primo semestre 2018 (9 scariche) grazie anche ai nuovi meccanismi di allocazione della capacità su base d'asta.

¹⁰ I ricavi che trovano contropartita nei costi riguardano il riaddebito ai Clienti degli oneri relativi al servizio di trasporto di gas naturale fornito da Snam Rete Gas S.p.A. (6 milioni di euro e 2 milioni di euro, rispettivamente nel primo semestre 2019 e 2018). Ai fini del bilancio consolidato tali ricavi sono elisi, unitamente ai costi del trasporto, in capo a GNL Italia S.p.A. al fine di rappresentare la sostanza dell'operazione.

¹¹ Il fattore di garanzia assicura all'impresa di rigassificazione la copertura di una quota di ricavi determinata sulla base di un parametro applicato ai ricavi di riferimento. Con deliberazione 653/2017/R/gas dell'Autorità di Regolazione, tale parametro è stato confermato in misura pari al 64% per il periodo transitorio 1 gennaio 2018-31 dicembre 2019.

Stoccaggio di gas naturale

Principali indicatori di performance

(milioni di €)	Primo semestre		Var. ass.	Var. %
	2018	2019		
Ricavi totali (a)	296	298	2	0,7
- di cui Ricavi regolati (a)	295	297	2	0,7
Ricavi totali net of pass-through items (a)	252	252		
Costi operativi (a)	77	79	2	2,6
Costi operativi net of pass-through items (a)	33	33		
Utile operativo	169	169		
Investimenti tecnici (b)	31	60	29	93,5
Concessioni (numero)	10	10		
- di cui operative (c)	9	9		
Gas naturale movimentato in stoccaggio (miliardi di metri cubi) (d)	12,71	11,76	(0,95)	(7,5)
- di cui iniezione	6,03	5,64	(0,39)	(6,5)
- di cui erogazione	6,68	6,12	(0,56)	(8,4)
Capacità di stoccaggio complessiva (miliardi di metri cubi)	16,9	17,0	0,1	0,6
- di cui disponibile (e)	12,4	12,5	0,1	0,8
- di cui strategico	4,5	4,5		
Dipendenti in servizio a fine periodo (numero)	60	63	3	5,0

(a) Prima delle elisioni di consolidamento.

(b) Investimenti remunerati al WACC base reale pre-tasse pari al 6,5% per il 2018 e 6,7% per il 2019.

(c) Con capacità di working gas per i servizi di modulazione.

(d) I volumi di gas sono espressi in Standard metri cubi (Smc) con Potere Calorifico Superiore (PCS) medio pari a 39,23 MJ/Smc (10,895 Kwh/Smc) per l'anno termico 2019-2020 (39,29 MJ/Smc, pari 10,914 Kwh/Smc, per l'anno termico 2018-2019). I valori del primo semestre 2018 sono stati aggiornati in via definitiva.

(e) Capacità di working gas per i servizi di modulazione, minerario e bilanciamento. Il valore indicato rappresenta la massima capacità disponibile e può non coincidere con il massimo riempimento conseguito.

Risultati

I **ricavi totali** ammontano a 298 milioni di euro, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2018 (+2 milioni di euro; pari allo 0,7%). I ricavi totali, al netto delle componenti che trovano contropartita nei costi¹², ammontano a 252 milioni di euro, invariati rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

I **ricavi regolati** (297 milioni di euro), in lieve aumento rispetto al primo semestre 2018 (+2 milioni di euro; pari allo 0,7%), si riferiscono ai corrispettivi per il servizio di stoccaggio di gas naturale (253 milioni di euro), e al riaddebito agli utenti degli oneri relativi al servizio di trasporto di gas naturale fornito da Snam Rete Gas S.p.A. (43 milioni di euro; 40 milioni di euro nel primo semestre 2018)¹³. I ricavi regolati, al netto delle

componenti che trovano contropartita nei costi, risultano invariati rispetto al primo semestre 2018. I maggiori ricavi riconducibili all'incremento del WACC, che passa dal 6,5% del 2018 al 6,7% del 2019, sono stati assorbiti dai meccanismi di aggiornamento tariffario.

L'**utile operativo** ammonta a 169 milioni di euro, invariato rispetto al primo semestre 2018, grazie alla stabilità dei ricavi e al controllo dei costi di gestione (invariati rispetto al primo semestre 2018, al netto delle componenti che trovano contropartita nei ricavi). I maggiori costi per di diritti di emissione CO₂¹⁴ da acquisire, attraverso i certificati, sul mercato europeo delle quote a copertura del fabbisogno per il primo semestre 2019, sono stati assorbiti dai minori costi per servizi.

¹² Tali componenti si riferiscono principalmente ai ricavi derivanti dal riaddebito agli utenti di stoccaggio degli oneri relativi al servizio di trasporto di gas naturale, fornito da Snam Rete Gas S.p.A., ai sensi della deliberazione 297/2012/R/gas dell'Autorità. Ai fini del bilancio consolidato tali ricavi sono elisi in capo a Stogit S.p.A., unitamente ai costi del trasporto, al fine di rappresentare la sostanza dell'operazione.

¹³ La Delibera 64/2017/R/gas del 16 febbraio 2017 ha stabilito che la quasi totalità degli oneri relativi al servizio di trasporto di gas naturale, a partire dal 1 aprile 2017, non dovrà essere più addebitata agli utenti del servizio di stoccaggio, ma sarà liquidata direttamente dalla CSEA.

¹⁴ Con documento di consultazione 288/2019/R/gas, pubblicato il 2 luglio 2019, in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti, delle tariffe e della qualità per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione, l'Autorità di regolazione ha proposto il riconoscimento dei costi relativi all'Emission Trading System (ETS), sancendo il principio di neutralità dell'impresa rispetto al rischio prezzo ed incentivando comportamenti virtuosi volti a ridurre le emissioni di CO₂. Per maggiori informazioni sugli orientamenti proposti, si veda il successivo paragrafo "Regolamentazione".

Investimenti tecnici

(milioni di €)	Primo semestre		Var. ass.	Var. %
	2018	2019		
Tipologia di investimento				
Sviluppo di nuovi campi e potenziamento di capacità	8	28	20	
Mantenimento e altro	23	32	9	39,1
	31	60	29	93,5

Gli **investimenti tecnici** del primo semestre 2019 ammontano a 60 milioni di euro, in aumento di 29 milioni di euro (+93,5%) rispetto al primo semestre del 2018 (31 milioni di euro), a seguito principalmente di una diversa distribuzione delle attività di investimento tra primo e secondo semestre del 2018, a fronte di una maggiore linearità nel 2019.

I principali investimenti di **sviluppo di nuovi campi e potenziamento di capacità** (28 milioni di euro) riguardano le attività di costruzione connesse all'installazione ed alla messa in esercizio della nuova

unità di compressione TC7 di Minerbio (10 milioni di euro) e la prosecuzione delle attività di perforazione dei pozzi 158 e 159 dell'impianto di Cortemaggiore (16 milioni di euro).

Gli investimenti di **mantenimento e altro** (32 milioni di euro) sono relativi principalmente: (i) alle attività di ingegneria, fornitura materiali e lavori sull'impianto di Cortemaggiore per l'installazione dei sistemi di rilevazione incendio e depressurizzazione automatica (7 milioni di euro); (ii) progetti di natura informatica (4 milioni di euro); (iii) progetti di natura immobiliare (2 milioni di euro).

Andamento operativo

Gas movimentato nel sistema di stoccaggio

Il gas naturale movimentato nel sistema di stoccaggio nel primo semestre 2019 ammonta a 11,76 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0,95 miliardi di metri cubi, pari al 7,5%, rispetto ai volumi movimentati nel primo semestre 2018 (12,71 miliardi di metri cubi). La riduzione è attribuibile essenzialmente alle minori erogazioni da stoccaggio (-0,56 miliardi di metri cubi; -8,4%) dovute principalmente all'andamento climatico, unitamente alle minori iniezioni (-0,39 miliardi di metri cubi; -6,5%).

Regolamentazione

Deliberazione 67/2019/R/gas - Regolazione dell'accesso ai servizi di stoccaggio e della loro erogazione. Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2019/2020

Con tale deliberazione, pubblicata in data 27 febbraio 2019, l'Autorità ha razionalizzato e integrato in un Testo Unico (RAST) le disposizioni inerenti l'accesso e l'erogazione dei Servizi di Stoccaggio. Con particolare riferimento alle modalità di determinazione dei corrispettivi regolati, il RAST prevede la sterilizzazione

La capacità complessiva di stoccaggio al 30 giugno 2019, comprensiva dello stoccaggio strategico, è pari a 17,0 miliardi di metri cubi (16,9 miliardi di metri cubi al 30 giugno 2018; +0,1 miliardi di metri cubi). La capacità complessiva include 12,5 miliardi di metri cubi relativi a capacità disponibile di stoccaggio, pressoché interamente conferita al 30 giugno 2019 (98,8%¹⁵ della capacità disponibile per l'anno termico 2019-2020), in aumento di 0,1 miliardi di metri cubi rispetto al 30 giugno 2018, grazie al graduale incremento del working gas associato all'entrata in esercizio dell'impianto di Bordolano. La capacità complessiva include, inoltre, 4,5 miliardi di metri cubi relativi allo stoccaggio strategico (invariata rispetto all'anno termico 2018-2019).

degli effetti derivanti dal conferimento di capacità con meccanismi di mercato a corrispettivi inferiori alla tariffa nonché i criteri di incentivazione per massimizzare l'offerta di prestazioni di stoccaggio.

In particolare la delibera prevede la compensazione tramite la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) della differenza di prezzo tra la tariffa di stoccaggio ed il prezzo di assegnazione ad asta applicato alla capacità conferita, nonché la compensazione dei costi per l'acquisto della capacità di trasporto sostenuti dalle imprese di stoccaggio.

¹⁵ Alla data della presente Relazione la capacità disponibile conferita si attesta pari al 99,4%.

Consultazione n. 288/2019/R/gas - Criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRS)

Con tale documento, pubblicato in data 2 luglio 2019, che si inserisce nell'ambito del procedimento di consultazione avviato con deliberazione n. 68/2018/R/gas dell'8 febbraio 2018, l'Autorità espone gli orientamenti per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (decorrente dal 2020).

In particolare l'Autorità propone:

- l'estensione della durata del periodo di regolazione da 4 a 5/6 anni;
- la conferma del valore del parametro β asset (0,506) ai fini della determinazione del tasso di remunerazione (WACC);
- la conferma della metodologia del costo storico rivalutato per la determinazione della RAB, nonché l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat per la sua rivalutazione;
- la conferma del riconoscimento forfettario del Capitale Circolante Netto, nonché l'attuale valore pari a 0,8%;
- la conferma del calcolo della RAB con esclusione dei lavori in corso (LIC) ed il riconoscimento degli oneri di finanziamento (IPCO);

Deliberazione 297/2019/R/gas - Determinazione, in via definitiva, dei ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio, relativi all'anno 2019

Con tale deliberazione, pubblicata in data 10 luglio 2019, l'Autorità ha approvato i ricavi riconosciuti in via definitiva per il servizio di stoccaggio per l'anno 2019. I ricavi riconosciuti sono pari a 499 milioni di euro. La RAB per l'attività di stoccaggio è pari a 4,0 miliardi di euro.

- la conferma delle vite utili dei cespiti del corrente periodo di regolazione, unitamente all'introduzione di una nuova classe cespiti per le immobilizzazioni materiali con vita utile pari a 5 anni;
- la determinazione dei costi operativi riconosciuti sulla base dei costi effettivi ricorrenti dell'ultimo esercizio disponibile (anno 2018), incrementati delle maggiori efficienze realizzate nell'attuale periodo (profit-sharing 50%), con il fattore di efficientamento (X-factor) dimensionato in modo da restituire agli utenti nel quinto periodo regolatorio le maggiori efficienze realizzate nel quarto periodo;
- la conferma del meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento, prevedendo inoltre che le imprese di stoccaggio possano richiedere di accedere, in via facoltativa, a un sistema di incentivazione potenziato a fronte di una rimodulazione della quota di ricavo riconosciuto soggetta a fattore di copertura;
- la conferma del riconoscimento dei costi di ripristino;
- il riconoscimento dei costi relativi all'Emission Trading System (ETS), sancendo il principio di neutralità dell'impresa rispetto al rischio prezzo ed incentivando comportamenti virtuosi volti a ridurre le emissioni di CO₂.

L'invio delle osservazioni è previsto entro il 5 agosto 2019.