

L'impennata degli Investimenti Italiani nel Gas Ignora il Calo della Domanda

Ana Maria Jaller-Makarewicz, Lead Energy Analyst, Europe, IEEFA



Sommario

Risultati chiave.....	3
Sintesi	4
Il rischio della mancanza di domanda per i terminali progettati.....	4
L'Italia come hub per il gas.....	5
Il continuo declino dei consumi di gas in Italia	7
I prezzi italiani del gas naturale sono tra i più alti in Europa.....	12
Un mercato dominato da un singolo operatore.....	13
I ricavi regolati incentivano gli investimenti.....	13
Un approccio rivisto ai ricavi regolati.....	14
Gli investimenti di Snam.....	16
I ricavi di Snam non dipendono dai volumi di gas.....	17
IEEFA - chi siamo	20
L'autore di questa relazione	20

Figure e tabelle

Figura 1: Bilancio mensile del gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi).....	7
Figura 2: Flussi di gas in condotta diretti in Italia (miliardi di metri cubi).....	8
Figura 3: Flussi di GNL diretti in Italia (miliardi di metri cubi).....	9
Figura 4: Tasso di utilizzo per GNL - FSRU Panigaglia (GWh al giorno)	9
Figura 5: Tasso di utilizzo per GNL - terminale Adriatic LNG (GWh al giorno).....	10
Figura 6: Tasso di utilizzo per GNL - terminale Piombino (GWh al giorno).....	10
Figura 7: Tasso di utilizzo - FSRU Toscana (GWh al giorno).....	11
Figura 8: Prezzi del gas per forniture domestiche in Italia e nella UE (€ per 100 kWh)	12
Figura 9: Framework regolatorio visibile alla base del piano strategico Snam	15
Figura 10: I ricavi regolati di Snam (miliardi di euro).....	18
Figura 11: Aumenti dei ricavi regolati di Snam nel 1° semestre 2024.....	18
Tabella 1: Terminali per GNL in Italia.....	6
Tabella 2: Gli investimenti di Snam	16

Risultati chiave

Snam, l'operatore energetico italiano, continua a investire nelle infrastrutture per il gas nonostante il recente declino della domanda a livello nazionale.

L'incremento degli investimenti da parte di Snam spesso apporta maggiori ricavi regolati. Incentivi di questo tipo potrebbero incoraggiare una spesa di capitale eccessiva.

Snam detiene una quota significativa dell'infrastruttura italiana per il gas naturale liquefatto (GNL) e due dei terminali nazionali progettati per questo combustibile.

La flessione della domanda per il GNL sfocerà in tassi di utilizzo più bassi per il crescente numero di terminali di rigassificazione in Italia.



Sintesi

Il declino dei consumi di gas in Italia solleva interrogativi sul continuo investimento in questo combustibile. I livelli di domanda nazionali per il gas sono diminuiti del 19% dal 2021 al 2024. Nonostante questa contrazione, i piani per le infrastrutture destinate al gas naturale liquefatto potrebbero triplicare la capacità di rigassificazione dell'Italia, portandola da 16,1 miliardi di metri cubi nel 2022 a 47,5 miliardi di metri cubi nel 2026.

Snam Rete Gas, parte del Gruppo Snam, è un operatore chiave nel mercato italiano del gas. Sul territorio nazionale gestisce una rete di metanodotti lunga oltre 32.000 km e rifornisce circa il 95% del mercato interno. La maggior parte dei ricavi di Snam sono "regolati", per assicurare che i servizi siano resi a terzi a parità di condizioni.¹ Tale regolazione potrebbe spingere le aziende a incrementare inutilmente gli investimenti.

Le agenzie di regolazione di vari paesi europei si sono attivate nello sforzo di mitigare il rischio che gli incentivi possano incoraggiare una distorsione a favore delle spese di capitale.² Nel 2021, in Italia l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, ARERA, ha lanciato un programma chiamato Regolazione di spesa e servizi in base agli obiettivi, mirato a consolidare e rafforzare la selettività degli investimenti e l'efficienza dell'uso delle infrastrutture.³ Da questa iniziativa è scaturito un nuovo approccio alla definizione dei ricavi.

A dispetto di questo cambiamento, gli investimenti e i ricavi regolati di Snam sono cresciuti. Nel 1° semestre 2024 i ricavi regolati sono aumentati del 20,1% anno su anno, soprattutto per via del costo medio ponderato del capitale più elevato e della crescita del capitale investito netto nei segmenti trasporto e stoccaggio del gas.

Il rischio della mancanza di domanda per i terminali progettati

Secondo le previsioni, nel primo trimestre 2025 l'Italia accrescerà la capacità di importazione di gas naturale liquefatto (GNL) del 22%, con l'apertura da parte di Snam del nuovo rigassificatore galleggiante (FSRU) di Ravenna con capacità per 5 miliardi di metri cubi. Questo investimento non è congruo con il calo della domanda nazionale per il GNL riscontrato negli ultimi anni. La domanda di gas dell'Italia è scesa del 19% tra il 2021 e il 2024. Le importazioni di GNL sono diminuite del 12% lo scorso anno, secondo Kpler.

¹ Snam. [Regolazione](#). 17 luglio 2024.

² ARERA. [Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale \(ROSS-base\)](#). Dicembre 2021.

³ ARERA. [Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente](#).

Le ricerche pubblicate da ARERA, l'Autorità di Regolazione italiana per Energia, Reti e Ambiente, sottolineano che “il GNL si è rivelato critico nel sostituire le forniture di gas dai metanodotti russi. Tuttavia, l'ulteriore sviluppo dell'infrastruttura per il GNL in un contesto di flessione della domanda potrebbe comportare un significativo eccesso della capacità e provocare la ricaduta dei tassi di utilizzo”.⁴

L'Italia come hub per il gas

A influenzare i rapidi investimenti infrastrutturali per il GNL è stato l'obiettivo, da parte dell'Italia, di diventare un hub energetico europeo. Da febbraio 2022 la capacità nazionale per la rigassificazione è cresciuta di altri 7,5 miliardi di metri cubi, anche grazie all'ampliamento della FSRU Toscana e dei terminali Adriatic LNG e all'installazione di un nuovo impianto FSRU a Piombino. Oltre all'imminente lancio della FSRU Ravenna, nel 2026 sarà operativo anche un nuovo terminale a Porto Empedocle. Per porre fine alla dipendenza dalle importazioni di gas russo l'Italia sta inoltre vagliando lo sviluppo del terminale di Gioia Tauro, il cui progetto era stato precedentemente archiviato, per il potenziale trattamento annuo di 12 miliardi di metri cubi di GNL.⁵ Proposto originariamente nel 2005, il progetto potrebbe venire commissionato nel 2026.

Tutte queste iniziative potrebbero triplicare la capacità nazionale per la rigassificazione del GNL, portandola da 16,1 miliardi di metri cubi nel 2022 a 47,5 miliardi di metri cubi nel 2026. Dinanzi alle previsioni di calo dei consumi italiani ed europei di gas nei prossimi anni, vi è il rischio che questo incremento della capacità si riveli superfluo.

Snam detiene una quota significativa dei terminali per GNL operativi in Italia e il 100% di due terminali progettati.

⁴ ARERA. [LNG in Italy: infrastructures, market design and challenges \(Il GNL in Italia: infrastrutture, assetto del mercato e sfide\)](#). 10 giugno 2024.

⁵ Ports Europe. [Port of Gioia Tauro is a possible site for LNG regasification terminal \(Il porto di Gioia Tauro come possibile sito per un terminale di rigassificazione del GNL\)](#). 11 aprile 2024.

Tabella 1: Terminali per GNL in Italia

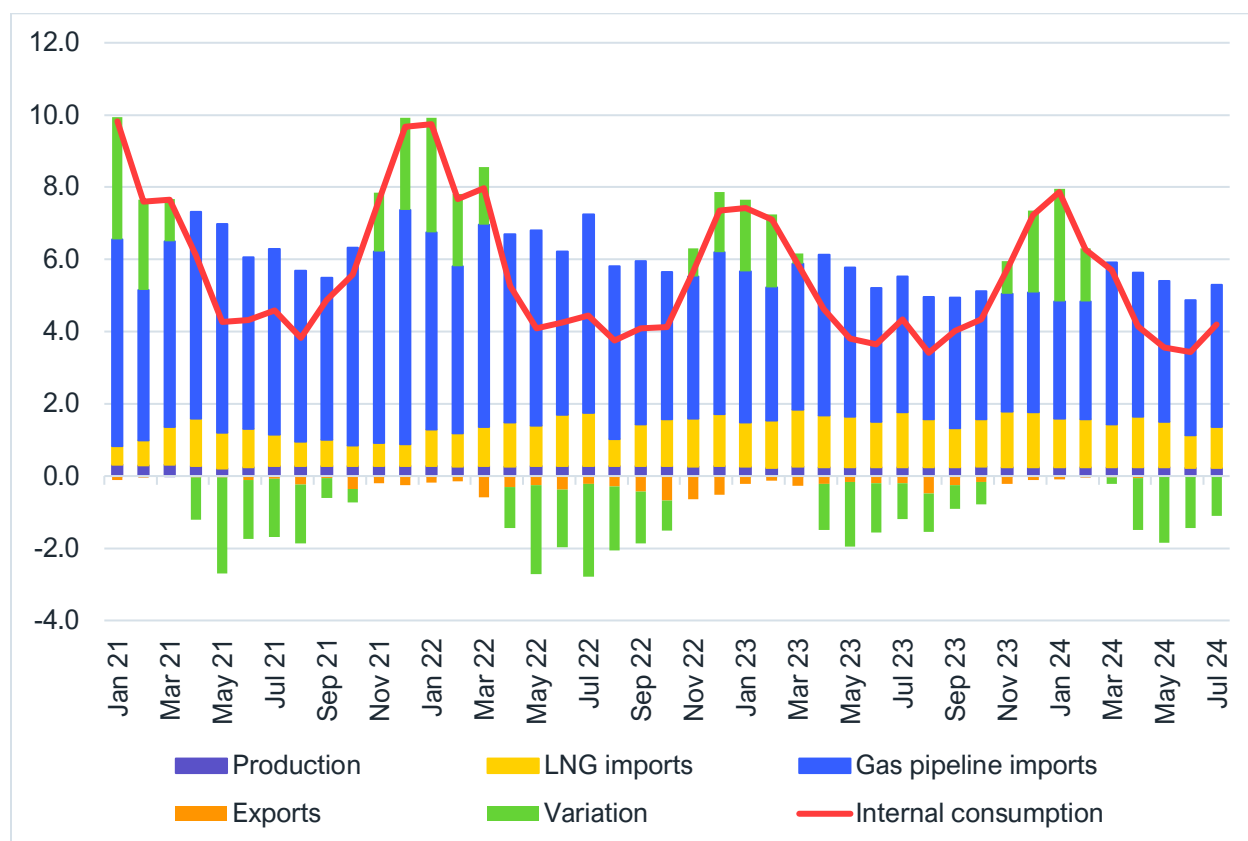
Impianto	Anno di avvio	Operatore	Azionisti	2021 capacità (mld m ³)	Aumenti capacità (mld m ³)			
					2022	2023	2025	2026
FSRU Toscana	2013	OLT Offshore LNG Toscana	Snam (49,07%) Igneo Infrastructure Partners (48,24%), Gola LNG (2,69%)	3,6		1,5		
Panigaglia (onshore)	1971	GNL Italia	Snam Rete Ga (100%)	3,5				
Adriatic LNG (struttura in cemento armato offshore)	2009	ExxonMobil, QatarEnergy, Snam	Snam (30%), VTTI (70%)	8,0	1,0			
Piombino (Italis LNG FRSU)	2023	FSRU Italia	Snam (100%)			5,0		(5,0)
Liguria (Italis LNG FRSU)	Trasferimento della FSRU in Liguria nel 2021	FSRU Italia	Snam (100%)					5,0
Ravenna (FSRU BW Singapore)	In programma nel 2025	Depositi Italiani GNL	Snam (100%)				5,0	
Porto Empedocle	In programma nel 2026	Nuove Energie (di proprietà dell'Enel)	Enel (100%)					8,0
Gioia Tauro	In programma nel 2026	LNG Medgas Terminal	Iren (50%), Sorgenia (50%)					12,0
Capacità totale installata				15,1	16,1	22,5	27,5	47,5

Fonte: Gas Infrastructure Europe (Infrastruttura europea per il gas), Statista, IEEFA.

Il continuo declino dei consumi di gas in Italia

Dal 2021 al 2023 la domanda italiana per il gas si è contratta del 19% ed è rimasta piatta nel 2024.

Figura 1: Bilancio mensile del gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi)



Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.

Sebbene la produzione italiana di gas si sia mantenuta bassa e stabile negli ultimi anni, le importazioni di gas in condotta sono calate del 28% nel periodo 2021-2023.

I volumi importati dalla Russia attraverso il gasdotto Trans Austria Gas sono passati da 29,1 miliardi di metri cubi nel 2021 a 2,8 miliardi di metri cubi nel 2023, con una flessione del 90%. Nello stesso periodo le importazioni dalla Libia attraverso il gasdotto Greenstream sono diminuite del 22%. Di contro, i volumi provenienti dall'Europa nord-occidentale passando per la Svizzera, attraverso il gasdotto Transitgas, sono triplicati fra il 2021 e il 2023, le importazioni di gas algerino dal gasdotto

Transmed sono aumentate del 9% e quelle dall'Azerbaijan attraverso il gasdotto Trans Austria Gas del 38%.

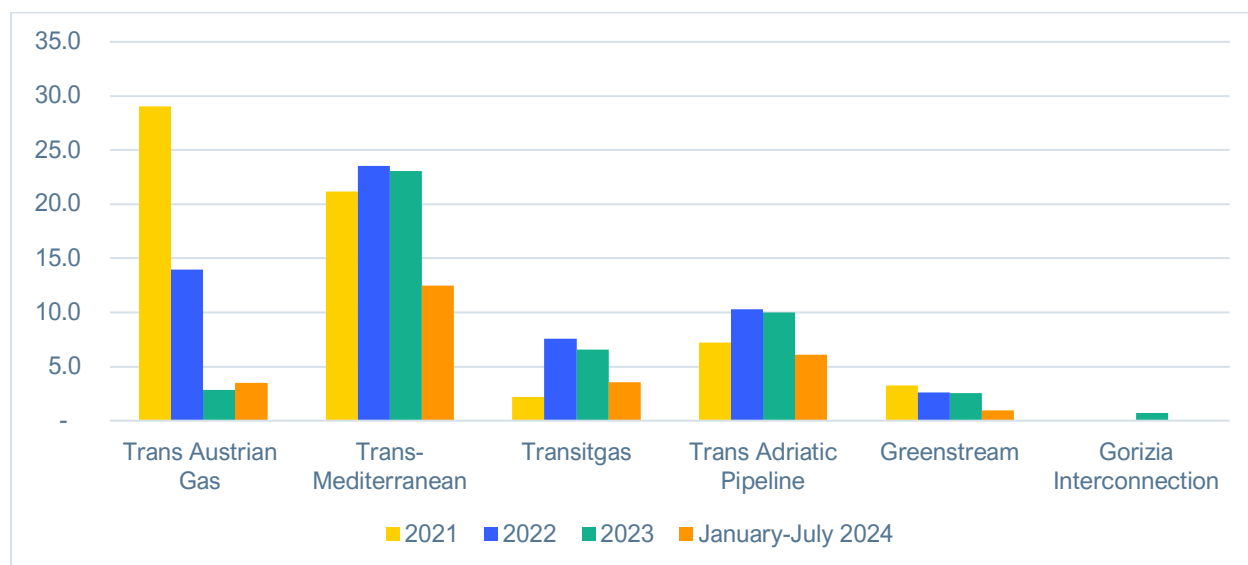


I tassi medi di utilizzo dei terminali italiani per GNL tra gennaio e settembre 2024 suggeriscono che i volumi di rigassificazione non stanno tenendo il passo con l'ampliamento della capacità per questo combustibile.

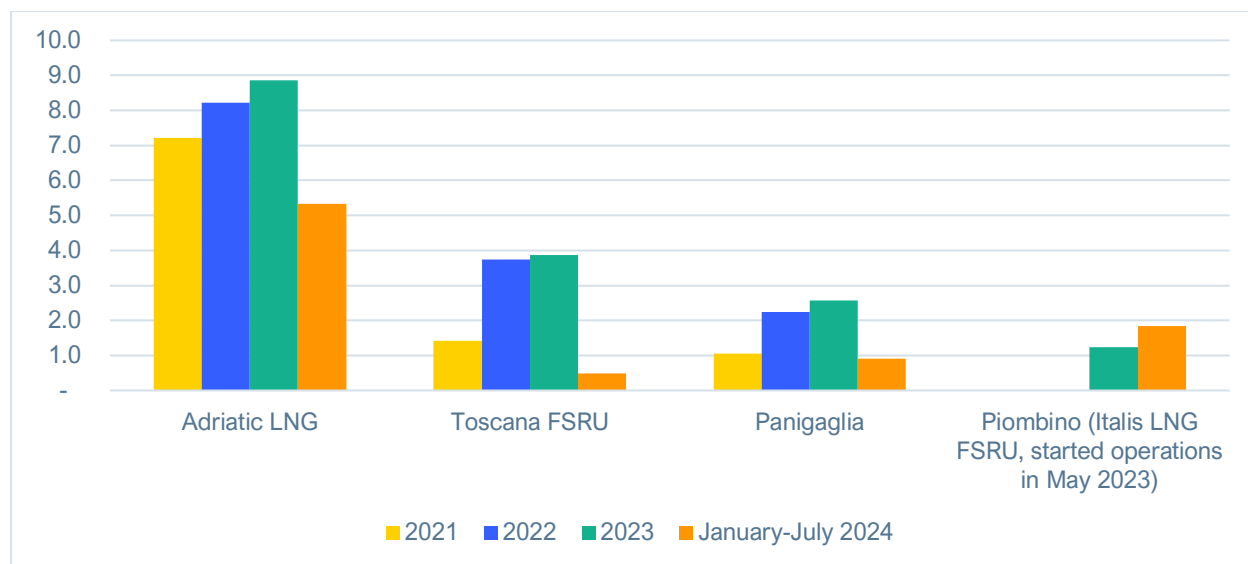
Per quanto riguarda il GNL, i volumi importati dall'Italia sono cresciuti del 71% dal 2021 al 2023, per poi ridursi del 12% nel 2024.

Le importazioni ai terminali FSRU di Panigaglia e Toscana sono più che raddoppiate tra il 2021 e il 2023, mentre quelle al terminale Adriatic LNG sono aumentate del 23%. Il terminale FSRU Italis LNG di Piombino è diventato operativo a maggio 2023.

Figura 2: Flussi di gas in condotta diretti in Italia (miliardi di metri cubi)

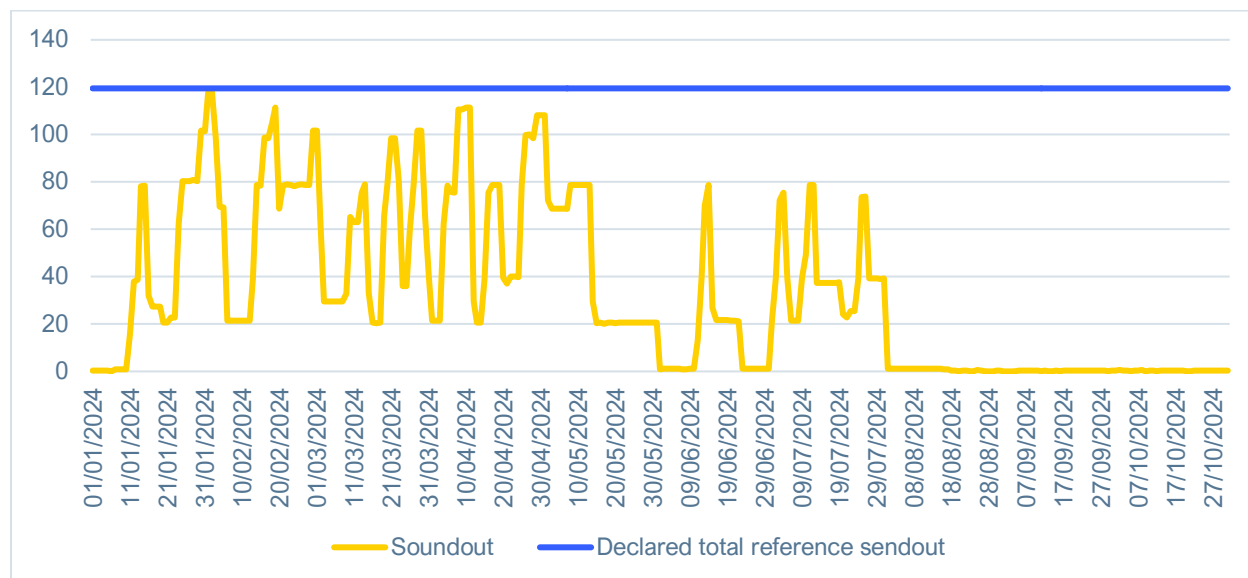


Fonte: Kpler, IEEFA.

Figura 3: Flussi di GNL diretti in Italia (miliardi di metri cubi)

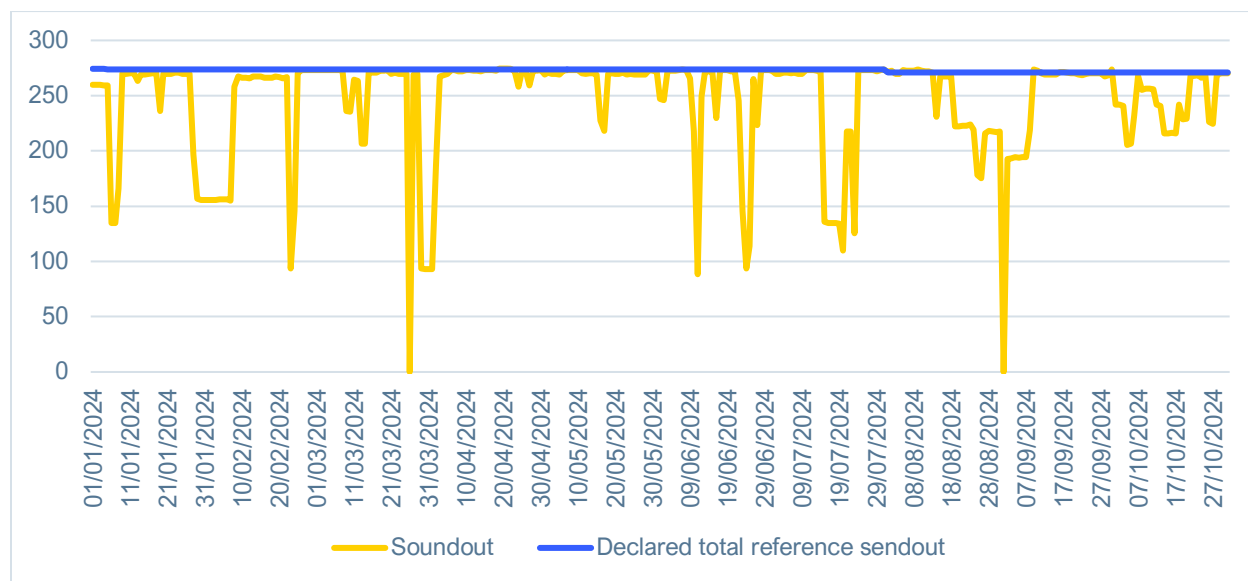
Fonte: Kpler, IEEFA.

I tassi medi di utilizzo dei terminali italiani per GNL tra gennaio e settembre 2024 suggeriscono che i volumi di rigassificazione non stanno tenendo il passo con l'ampliamento della capacità per questo combustibile. In tale periodo sono stati registrati tassi di utilizzo elevati per Adriatic LNG (90%) e Piombino (67%), ma molto più contenuti per la FSRU Panigaglia (28%) e per il terminale FSRU Toscana (13%), fuori servizio da fine febbraio 2024.

Figura 4: Tasso di utilizzo per GNL - FSRU Panigaglia (GWh al giorno)

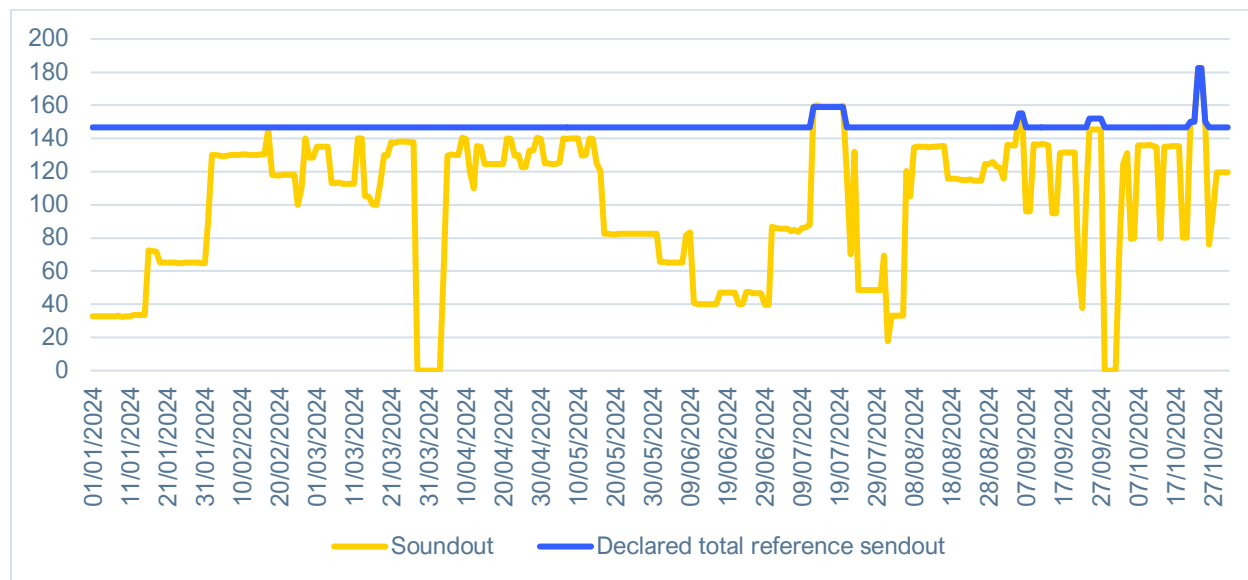
Fonte: Gas Infrastructure Europe (Infrastruttura europea per il gas).

Figura 5: Tasso di utilizzo per GNL - terminale Adriatic LNG (GWh al giorno)

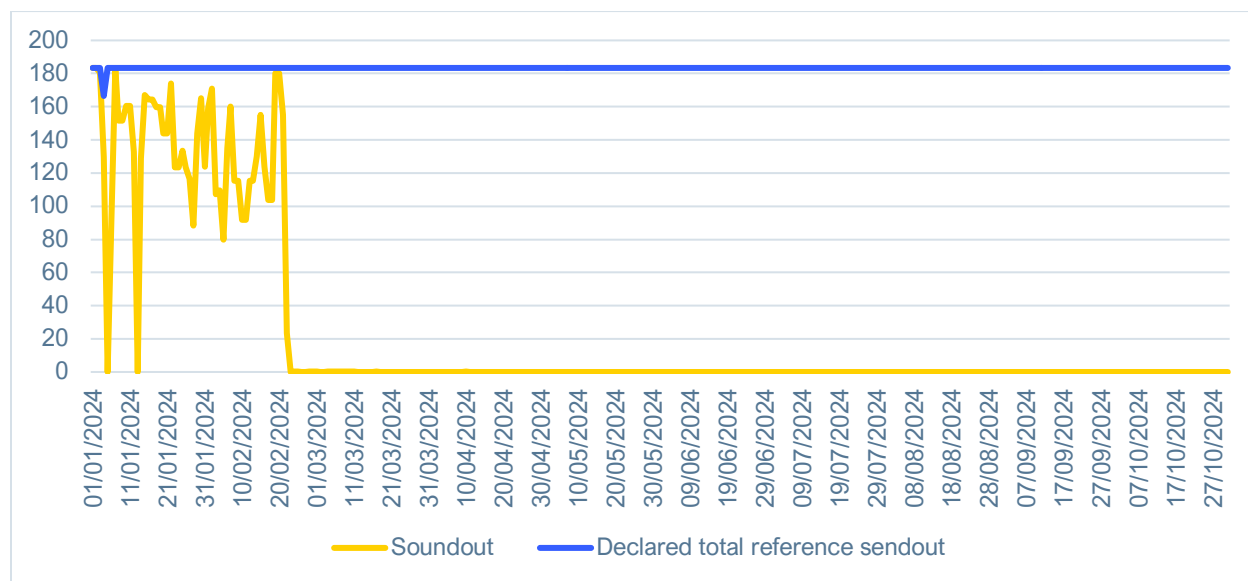


Fonte: Gas Infrastructure Europe (Infrastruttura europea per il gas).

Figura 6: Tasso di utilizzo per GNL - terminale Piombino (GWh al giorno)



Fonte: Gas Infrastructure Europe (Infrastruttura europea per il gas).

Figura 7: Tasso di utilizzo - FSRU Toscana (GWh al giorno)

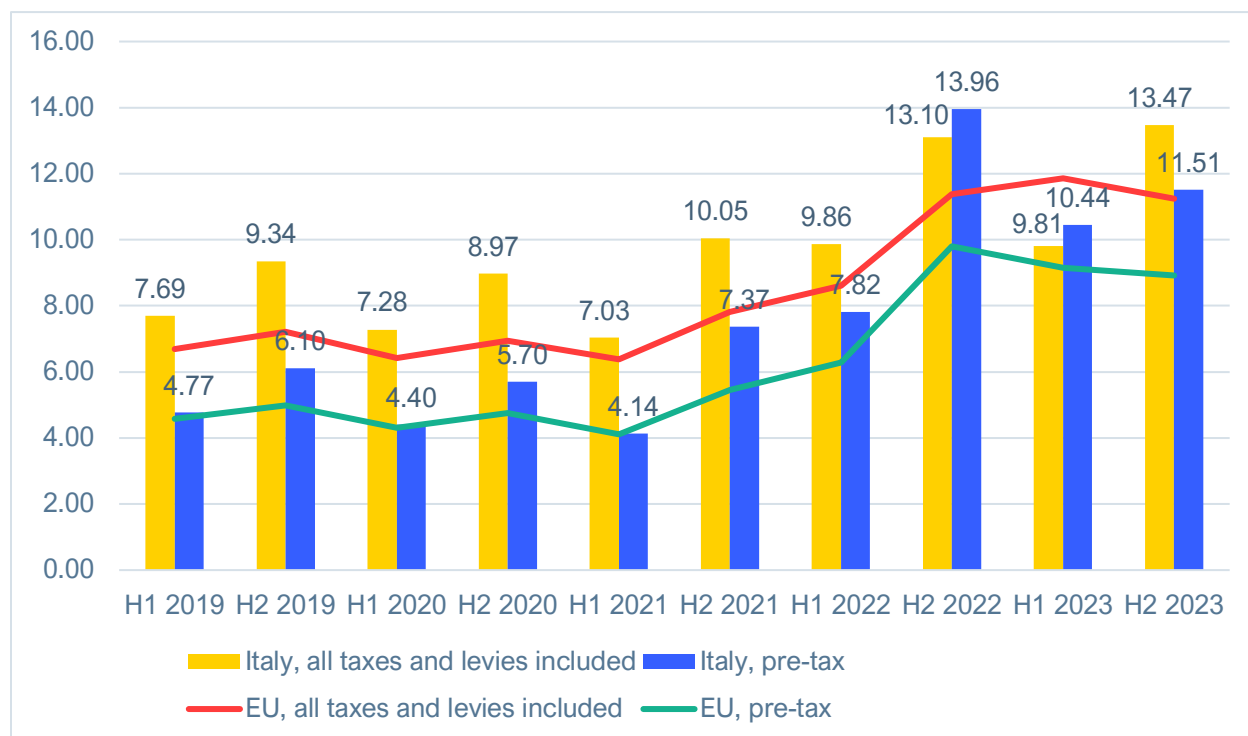
Fonte: Gas Infrastructure Europe (Infrastruttura europea per il gas).

Se i consumi italiani di gas continueranno a diminuire, nel 2030 la domanda nazionale per il GNL sarà pari a meno di un terzo della capacità di rigassificazione del Paese.

I prezzi italiani del gas naturale sono tra i più alti in Europa

Nel secondo semestre 2023 le tariffe nazionali per forniture domestiche di gas naturale in Italia risultavano superiori alla media nell'Unione Europea (UE).

Figura 8: Prezzi del gas per forniture domestiche in Italia e nella UE (€ per 100 kWh)



Fonte: Eurostat.⁶

L'Italia fa molto affidamento sulle importazioni di gas naturale⁷ e sull'elevata tassazione dei consumi energetici. A titolo di esempio, nel 1° semestre 2022 l'imposta sul valore aggiunto rappresentava il 22% dei prezzi per le forniture domestiche di gas in Italia. Inoltre, i consumatori pagano un'imposta regionale e un'imposta basata sui consumi effettivi. Per aiutare gli utenti dinanzi al rialzo dei costi, a fine 2022 e per il 2023 il Governo ha ridotto al 5% l'IVA sul gas.

I prezzi medi per le forniture di gas domestico nella UE sono aumentati vertiginosamente nel 2022, con l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia. Nello stesso anno, i prezzi in Italia hanno raggiunto livelli record: ben €13,5 per 100 kWh. Nel secondo semestre 2023 i prezzi medi per le forniture di gas domestico nella UE sono diminuiti.

⁶ Eurostat. [Statistiche sul prezzo del gas naturale](#). Ottobre 2024.

⁷ Statista. [Dependency rate from imports of natural gas in Italy from 2006 to 2021 \(Tasso di dipendenza dalle importazioni di gas naturale in Italia dal 2006 al 2021\)](#), 23 maggio 2024.

Un mercato dominato da un singolo operatore

Snam Rete Gas, parte del Gruppo Snam, è il massimo operatore italiano per i sistemi di trasporto gas. Sul territorio nazionale gestisce una rete di metanodotti lunga oltre 32.000 km e rifornisce circa il 95% del mercato interno. Tutte le condotte di Snam Rete Gas consentono l'inversione dei flussi.⁸

A confronto, Società Gasdotti Italia, il secondo operatore nazionale per il trasporto del gas naturale, gestisce una rete lunga circa 1.300 km, prevalentemente nel Sud del paese.

Snam controlla inoltre Infrastrutture Trasporto Gas, gestore del metanodotto di 83 km Cavarzere-Minerbio che trasporta il gas del terminale Adriatic LNG alla rete nazionale all'altezza di Minerbio.⁹

Il settore della distribuzione gas in Italia è alquanto frammentario. Snam mantiene una quota del 13,5% in Italgas,¹⁰ il massimo operatore italiano che detiene il 28% della rete di distribuzione di gas metano.

Snam ha la massima proprietà di gasdotti nella UE.¹¹ La sua rete copre circa 38.000 km in Italia e all'estero.¹²

Un consorzio che include Snam (60%), Enagás (20%) e Fluxys (20%) mantiene una quota del 66% nell'operatore greco DESFA.

I ricavi regolati incentivano gli investimenti

La maggior parte dei ricavi di Snam sono "regolati", per assicurare che i servizi siano resi a terzi a parità di condizioni.¹³ Tale regolazione può incoraggiare le aziende a investire di più per accrescere i ricavi.

Le attività regolate di Snam interessano il trasporto, dispacciamento, stoccaggio e rigassificazione del gas. La natura regolata di tali attività definisce principalmente i ricavi e le tariffe consentiti, le regole per accedere alle infrastrutture e la qualità dei servizi erogati.

L'ARERA regola i sistemi tariffari italiani per i servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas. Per esempio, definisce i criteri per l'applicazione delle tariffe in ciascun periodo di regolazione.

⁸ Agenzia Internazionale per l'Energia. [Italy Natural Gas Security Policy \(La politica italiana per la sicurezza del gas naturale\)](#). 18 ottobre 2022.

⁹ Snam. [Snam completa l'acquisizione di Infrastrutture Trasporto Gas e del 7,3% di Adriatic LNG da Edison](#). 13 ottobre 2017.

¹⁰ Snam. [Acquisizioni e dismissioni](#). Maggio 2024.

¹¹ Statista. [Length of pipelines owned by leading natural gas transporting companies in the European Union \(EU\) as of 2019 \(Lunghezza dei gasdotti delle principali aziende di trasporto gas naturale nell'Unione Europea \(UE\) nel 2019\)](#). Luglio 2019.

¹² Snam. [Chi siamo](#). 15 Gennaio 2025.

¹³ Snam. [Regolazione](#). 17 luglio 2024.

A livello della UE, l'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori Energetici aiuta ad assicurare l'operatività ottimale di un singolo mercato europeo per l'elettricità, e inoltre per il gas naturale. Il framework di regolamentazione applicabile alle infrastrutture UE per il GNL varia a seconda degli stati membri. I terminali sono inclusi nel capitale investito netto (RAB) dei sistemi nazionali, allo scopo di mitigare i rischi di investimento assicurando entrate garantite, con tariffe stabilite mediante procedure regolate che consentono l'accesso di terzi.¹⁴

Alcuni terminali nella UE sono soggetti a regimi di accesso negoziato, mediante trattative dirette tra operatori/promotori e utenti. Questi terminali sono esentati dal concedere accesso a terzi. Di prassi, gli impianti FSRU operano in base a regimi negoziati. I terminali di questo tipo assicurano la capacità mediante contratti a lungo termine per ridurre il rischio di incertezze future sui costi.

Un approccio rivisto ai ricavi regolati

Gli incentivi derivanti dalla regolazione creano potenzialmente una distorsione a favore delle spese di capitale (capex).¹⁵ Le agenzie di regolazione in vari paesi europei si stanno adoperando per la mitigazione di questo effetto indesiderato.¹⁶

Nel 2021 l'ARERA ha lanciato un programma chiamato Regolazione di spesa e servizi in base agli obiettivi (ROSS), mirato a trasformare la regolazione delle infrastrutture energetiche. Questo ha portato a un nuovo approccio al momento di stabilire i ricavi dai servizi infrastrutturali per elettricità e gas regolati dall'autorità.

Le basi logiche del ROSS sono le seguenti:¹⁷

- Incoraggiare la responsabilizzazione delle aziende consolidando un orientamento "che guarda avanti" (*forward-looking*) alla spesa
- Supportare la transizione energetica
- Potenziare l'integrazione di meccanismi *output-based* (o incentivi basati sulle *performance*, in cui le esigenze del sistema vengono tipicamente definite in termini di risultati misurabili o metriche delle *performance*)

Per i ricavi nell'ambito della metodologia ROSS è fondamentale comprendere le quote dei ricavi a copertura dei costi di capitale (capex) e dei costi operativi (opex).¹⁸ Il 2024 è il primo anno di applicazione della metodologia ROSS e, di conseguenza, la *baseline* di spesa totale del 2024 costituirà il riferimento per la determinazione delle tariffe di trasporto del gas.

¹⁴ Agenzia Europea per la Cooperazione tra i Regolatori Energetici. [Analysis of the European LNG market developments \(Analisi degli sviluppi del mercato europeo per il GNL\)](#). 19 aprile 2024.

¹⁵ ARERA. [Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale \(ROSS-base\)](#). Dicembre 2021.

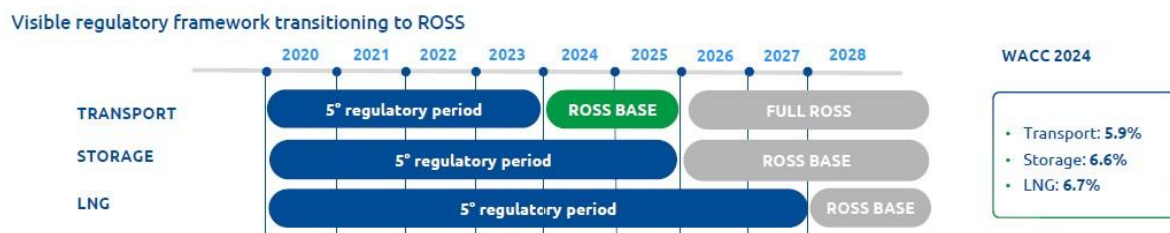
¹⁶ Ibid.

¹⁷ ARERA. [Incontro con analisti](#). 12 aprile 2023.

¹⁸ ARERA. [Orientamenti iniziali: Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione \(6PRT\)](#).

Un nuovo codice di regolazione approvato dall'ARERA introduce le caratteristiche salienti del ROSS. Il codice enuncia i criteri generali per definire la *baseline* delle spese e la remunerazione degli operatori di reti nell'arco di otto anni (2024-2031).¹⁹ I ricavi consentiti per tali operatori influenzano in modo diretto le tariffe applicate agli utenti, differenziate per ciascun servizio di rete.²⁰

Figura 9: Framework regolatorio visibile alla base del piano strategico Snam



Fonte: Snam.²¹

Il complessivo framework del concetto ROSS prevede tre fasi: definire la *baseline* di spesa totale, calcolare gli incentivi monetari e stimare i ricavi consentiti.²²

1. La *baseline* di spesa totale è pari alla somma di *baseline* di spesa di capitale (capex) e *baseline* dei costi operativi (opex). Nella prima applicazione, la *baseline* di spesa di capitale è pari alla capex effettiva. Di conseguenza, non vengono ancora stabiliti incentivi sulla capex.
2. Gli incentivi fondamentali sono la differenza che intercorre tra la *baseline* di spesa totale e le spese totali sostenute dalle aziende. Questa differenza rappresenta l'efficienza produttiva conseguita dalle aziende, e viene ulteriormente suddivisa in elementi di efficienza opex e capex.
3. I ricavi consentiti di un'azienda sono la somma della spesa effettiva e la quota di guadagni di efficienza. A questo punto, si applica un approccio a "quota opex-capex fissa" per calcolare le componenti *slow money* e *fast money*, remunerando l'azienda in base alla somma di *fast money*, rendimento dei costi capitalizzati e ammortamenti. Le spese correlate agli asset con vita utile inferiore a tre anni sono considerate "fast money", mentre tutte le altre spese sono "slow money".

¹⁹ Bovera, F., Schiavo, L.L. & Vailati, R. [Combining Forward-Looking Expenditure Targets and Fixed OPEX-CAPEX Shares for a Future-Proof Infrastructure Regulation: the ROSS Approach in Italy \(Combinare target di spesa forward-looking e quote OPEX-CAPEX fisse per una regolazione infrastrutturale a prova di futuro: l'approccio ROSS in Italia\)](#). Current Sustainable/Renewable Energy Reports. 23 agosto 2024.

²⁰ Ibid.

²¹ Snam. [Piano strategico 2023-27](#). 25 gennaio 2024.

²² Bovera, F., Schiavo, L.L. & Vailati, R. [Combining Forward-Looking Expenditure Targets and Fixed OPEX-CAPEX Shares for a Future-Proof Infrastructure Regulation: the ROSS Approach in Italy \(Combinare target di spesa forward-looking e quote OPEX-CAPEX fisse per una regolazione infrastrutturale a prova di futuro: l'approccio ROSS in Italia\)](#). Current Sustainable/Renewable Energy Reports. 23 agosto 2024.

Il Wacc identifica il rendimento riconosciuto al capitale investito e viene calcolato secondo la metodologia del CAPM - Capital Asset Pricing Model.²³ I nuovi investimenti potrebbero essere incentivati con una remunerazione aggiuntiva rispetto al tasso di ritorno base Wacc.

Gli investimenti di Snam

Negli ultimi anni Snam ha continuato a investire nelle infrastrutture per gas e GNL, nonostante il calo della domanda per entrambi in ambito nazionale.

Investimenti:

- 2022
 - €400 milioni per l'acquisizione della FSRU Golar Tundra e altri investimenti infrastrutturali per il GNL
 - €1,6 miliardi in infrastrutture per il gas
 - €300 milioni per la transizione energetica, compresi €200 milioni in acquisizioni per biometano
 - Il capitale investito netto (RAB) è aumentato del 5% grazie ai nuovi investimenti
- 2023
 - €331 milioni per l'acquisizione della FSRU BW Singapore
 - €410 milioni per acquisire il 49,9% di SeaCorridor, operatore dei gasdotti che collegano Algeria e Tunisia all'Italia
 - Il RAB è aumentato del 6% grazie ai nuovi investimenti
- 1° semestre 2024
 - Adeguamento del terminale GNL di Ravenna
 - Investimenti nella rete di trasporto gas
 - Realizzazione della Linea Adriatica

Tabella 2: Gli investimenti di Snam

Investimenti (€ milioni)	2021	2022	2023	1° semestre 2023	1° semestre 2024
--------------------------	------	------	------	------------------	------------------

²³ Snam. [Regolazione della rigassificazione](#). 14 aprile 2023.

Infrastruttura gas	1.223	1.611	1.978	665	1.101
Trasporto	1.013	1.015	1.147	471	796
Stoccaggio	160	173	225	91	101
GNL	50	423	606	103	204
Transizione energetica	47	315	216	69	58
Totale	1.270	1.926	2.194	734	1.159

Fonte: Snam.

L'incremento degli investimenti da parte di Snam spesso porta a maggiori ricavi regolati. I ricavi aziendali regolati sono cresciuti del 14,4% nel 2023, e del 20,1% nel 1° semestre 2024. Di contro, risultavano ridotti del 7,1% nel 2022.

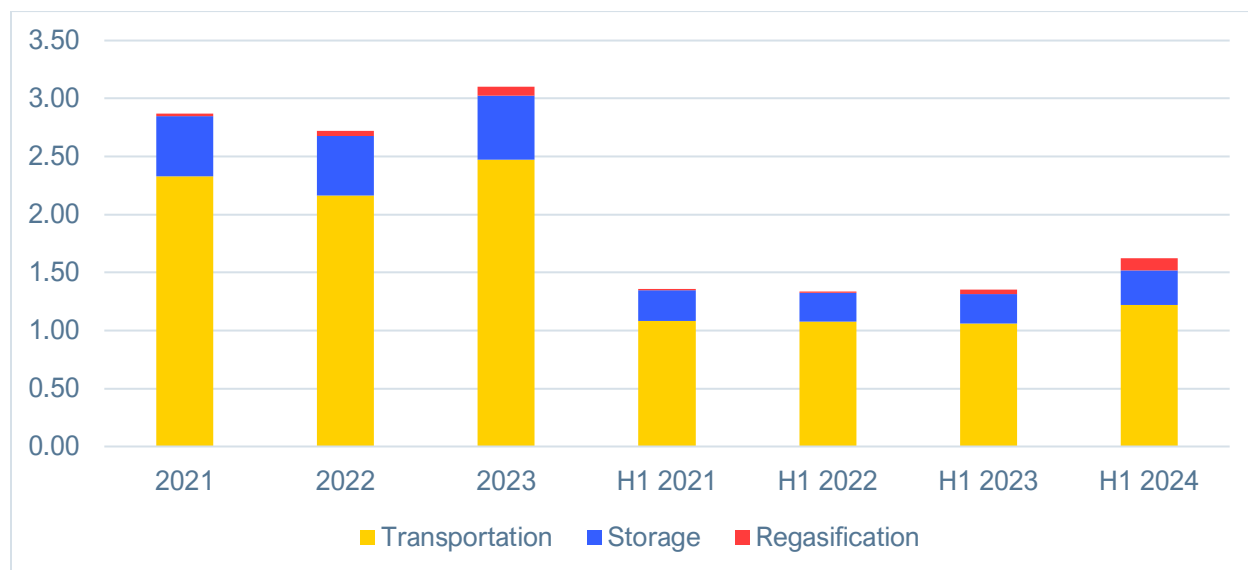
I ricavi di Snam non dipendono dai volumi di gas

I ricavi regolati di Snam nel 2023 sono aumentati di €385 milioni. Il balzo del 20,1% anno su anno (€272 milioni) dei ricavi regolati nel 1° semestre 2024 è riconducibile principalmente ai fattori che seguono:²⁴

- WACC in rialzo in tutti i segmenti operativi (+€86 milioni)
- Crescita del RAB nei segmenti trasporto e stoccaggio (+€74 milioni, compresi incentivi ridotti *input-based*)²⁵
- L'effetto ROSS sui business di trasporto del gas (+€33 milioni)
- Operazioni al terminale di rigassificazione di Piombino (+€43 milioni)
- Riconoscimento dei ricavi dei volumi aumentati di rigassificazione nel 2023 (+€29 milioni, rispetto ai ricavi superiori per il 2022 riconosciuti nel 2023)
- Incentivi *output-based* (+€8 milioni), grazie a servizi più flessibili erogati agli utenti nel segmento stoccaggio per le aste a breve termine, in particolare per il servizio inversione flussi (+€13 milioni), in parte assorbiti dagli incentivi più contenuti nel settore trasporto (-€5 milioni)

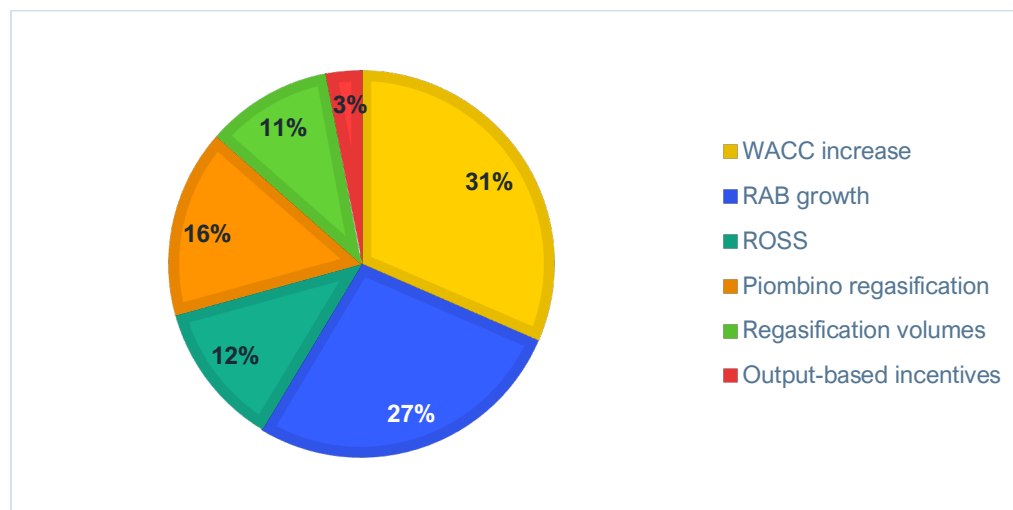
²⁴ Snam. [Risultati finanziari del primo semestre 2024: +57,9% di investimenti, crescita sostenuta dell'EBITDA adjusted, utile netto adjusted a 691 milioni di euro](#). 31 luglio 2024.

²⁵ Gli incentivi *input-based* costituiscono un approccio di tipo tradizionale alla regolazione delle aziende, valutando l'entità della loro spesa per erogare o migliorare un servizio.

Figura 10: I ricavi regolati di Snam (miliardi di euro)

Fonte: Snam.

Del mercato aumento dei ricavi regolati di Snam nel 1° semestre 2024, solo l'11% è riconducibile ai volumi di rigassificazione, e solo il 3% agli incentivi *output-based*. Piuttosto, tale aumento è stato promosso prevalentemente dal WACC più elevato e dalla crescita del RAB nei segmenti di trasporto e stoccaggio gas.

Figura 11: Aumenti dei ricavi regolati di Snam nel 1° semestre 2024

Fonte: Snam.

Sebbene gli alti ricavi regolati di Snam non dipendano dai volumi di gas, il suo prezzo azionario è aumentato.

A maggio 2024 la società di ricerca sugli investimenti CFRA ha incrementato il target del prezzo azionario per Snam, portandolo da €4,50 a €5,00 e consigliando di mantenere il titolo in portafoglio.²⁶ L'adeguamento ha fatto seguito all'annuncio da parte di Snam di un incremento del 17,8% anno su anno del proprio EBITDA per il primo trimestre 2024, giunto a quota €703 milioni. Questa crescita è stata attribuita ai forti ricavi regolati, anche se è stata in parte assorbita dal minore contributo del business della transizione energetica.²⁷

Nel 2022 il Magellan Financial Group ha comunicato che, trattandosi di un'azienda energetica regolata con meno di 1% dei ricavi correlati ai volumi di gas, secondo le previsioni i livelli di ricavi di Snam non avrebbero subito marcate variazioni.²⁸ Piuttosto, i ricavi sono vincolati all'investimento operato da Snam nel RAB e al ritorno sul capitale investito che l'autorità di regolazione stabilisce su tale spesa.²⁹ Questo framework apporta prevedibilità e stabilità alle prospettive di guadagno dell'azienda. Il capitale investito è indicizzato all'inflazione nel tempo, proteggendo il potere di guadagno reale degli investitori.³⁰

Se si vuole affrontare l'incongruenza dell'aumento degli investimenti infrastrutturali per il gas nonostante la recente flessione della domanda in Italia, il framework regolatorio nazionale dovrà allineare l'incentivazione degli investimenti alle effettive esigenze del mercato.

²⁶ Investing.com. [Snam shares hold rating; price target raised to EUR5.00 from EUR4.50 \(Hold rating per i titoli Snam; aumento del target del prezzo da EUR4,50 a EUR5,00\)](#). 16 maggio 2024.

²⁷ Ibid.

²⁸ Magellan Financial Group. [Stock Story: Snam](#) (Storia di un titolo: Snam). Ottobre 2022.

²⁹ Ibid.

³⁰ Ibid.

IEEFA - chi siamo

L'Istituto per l'Economia dell'Energia e l'Analisi Finanziaria (IEEFA) esamina le questioni relative ai mercati, alle tendenze e alle politiche energetiche. La sua missione è accelerare la transizione verso un'economia energetica diversificata, sostenibile e redditizia. www.ieefa.org

L'autore di questa relazione

Ana Maria Jaller-Makarewicz

Ana Maria Jaller-Makarewicz è la Lead Energy Analyst per il team Europa di IEEFA. Le sue ricerche vertono sugli aspetti correlati ai settori gas e GNL, nonché su altre questioni energetiche europee rilevanti.

Ana Maria è una consulente energetica internazionale con oltre 25 anni di esperienza all'attivo nei mercati e settori di energia e gas naturale.

In Colombia ha lavorato per aziende elettriche, per una società di distribuzione gas e presso un'università. Nel Regno Unito, come consulente energetica ha analizzato il mercato globale del gas naturale. In Bosnia ed Erzegovina ha rivestito il ruolo di consulente supportando i regolatori dell'energia elettrica, mentre in Nigeria ha collaborato con il Ministero per l'Energia; inoltre, ha lavorato come collaboratrice indipendente per la Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC). Ana Maria ha anche realizzato e diretto programmi di formazione energetica in Africa, Asia, Medio Oriente, America Latina ed Europa.

La presente relazione è unicamente a scopo informativo ed educativo. L'Istituto per l'Economia dell'Energia e l'Analisi Finanziaria ("IEEFA") non fornisce consulenza su questioni fiscali e legali o relativamente a investimenti, prodotti finanziari o aspetti contabili. La presente relazione non intende fornire raccomandazioni fiscali e legali o in merito a investimenti, prodotti finanziari o aspetti contabili, e gli utenti non dovranno fare affidamento su di essa. Nulla di quanto contenuto nella presente relazione è da intendersi come consulenza relativamente a investimenti o prodotti finanziari, come offerta o sollecitazione di un'offerta di acquisto o di vendita, o come raccomandazione, opinione, approvazione o sponsorizzazione di qualsivoglia prodotto finanziario, classe di prodotti finanziari, titolo, società o fondo. L'IEEFA non si assume alcuna responsabilità per le decisioni di investimento o di altra natura prese dagli utenti di questo documento. Tutte le ricerche correlate agli investimenti e le decisioni di investimento sono di responsabilità degli utenti di questo documento. La presente relazione non è da intendersi come guida generale agli investimenti o come fonte di raccomandazioni od opinioni specifiche o generali in relazione ad alcun prodotto finanziario. Se non attribuite ad altri, le opinioni espresse in questa sede sono unicamente le nostre opinioni attuali. Talune informazioni presentate possono essere state fornite da terzi. L'IEEFA ritiene che tali informazioni di terzi siano affidabili e ove possibile ha controllato i registri pubblici per verificarle. Tuttavia, non garantisce l'accuratezza, la tempestività o la completezza di dette informazioni, che sono salvo modifica senza preavviso.

