



SNAM RETE GAS

PIANO UNICO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS

2025/2034





SNAM RETE GAS

PIANO UNICO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS

2025/2034

Elaborato ai sensi della Deliberazione 468/2018/R/Gas del 27 settembre 2018
e Deliberazione 170/2025/R/Gas del 17 aprile 2025 e s.m.i.

PIANO DECENNALE 2025/2034

CONSIDERAZIONI INTRODUTTIVE



CAMBIAMENTI DEL CONTESTO ESTERNO

Negli ultimi anni, il contesto globale ha subito rapide trasformazioni e profondi cambiamenti che impongono una seria riflessione sul ruolo strategico degli investimenti infrastrutturali.

Questa trasformazione non è infatti stata solo tecnologica o ambientale, ma ha coinvolto l'intero tessuto economico e sociale:

- La pandemia da Covid-19 ha messo in luce la vulnerabilità delle catene di approvvigionamento modificando radicalmente i modelli di produzione e consumo, e ha accelerato la digitalizzazione con impatti crescenti sui fabbisogni di energia (Data Center);
- I conflitti ancora irrisolti - in particolare quello tra Russia e Ucraina e quello in Medio Oriente - unitamente al permanere di tensioni geopolitiche in diverse aree strategiche del pianeta continuano a minacciare la stabilità dei mercati, generando forti oscillazioni nei prezzi delle materie prime e aumentando il rischio di interruzioni nelle forniture;
- La crescente consapevolezza ambientale e gli obiettivi di decarbonizzazione hanno spinto verso una accelerazione degli investimenti in energie rinnovabili che, sebbene necessari, comportano sfide complesse in termini di sicurezza, accessibilità e sostenibilità dei sistemi energetici.

Questi eventi e dinamiche hanno inciso profondamente sulla competitività delle imprese europee, costrette a fronteggiare costi energetici elevati e spesso imprevedibili, e hanno aggravato la condizione delle famiglie più vulnerabili, esponendole sempre più al rischio di povertà energetica.

L'Europa ha compiuto progressi importanti nel ridurre la propria dipendenza dalle forniture di gas da una unica fonte di approvvigionamento.

In particolare, in Italia, tale percorso si è concretizzato con l'entrata in esercizio dei nuovi Terminali di Piombino e Ravenna che hanno consentito di incrementare la capacità di importazione di gas naturale liquefatto (GNL) nonché con il progetto della Linea Adriatica - ormai in fase avanzata di realizzazione - che consentirà di incrementare ulteriormente la capacità del sistema nazionale di importare e trasportare quantitativi di gas lungo la direttrice sud-nord (in prevalenza da nord Africa e Azerbaijan), migliorandone la flessibilità e incrementandone la sicurezza.



Nell'attuale assetto energetico permangono tuttavia diverse criticità. La crescente penetrazione delle fonti rinnovabili, pur essenziale per la decarbonizzazione, ha infatti introdotto nuove sfide per la stabilità dei sistemi elettrici.

Un esempio emblematico della fragilità di tali sistemi è rappresentato dal blackout che ha colpito la Spagna il 28 aprile 2025.

In meno di trenta secondi, una serie di sovratensioni e distacchi di centrali ha fatto venir meno ca. 15 GW di capacità, pari al 60% del fabbisogno energetico del Paese (con ripercussioni anche in Portogallo e nel sud della Francia), causando il collasso della rete iberica ed evidenziando le criticità legate alla diffusione di fonti rinnovabili intermittenti non programmabili e alla bassa inerzia del sistema elettrico. Il costo di tale shutdown è stato stimato in ca. lo 0,1% del PIL nazionale.

Un altro fenomeno che ha messo in luce i limiti degli attuali sistemi energetici è la cosiddetta *'Dunkelflaute'* ("bonaccia oscura"), registrata in Germania nel novembre e dicembre 2024.

Durante questi periodi, la contemporanea assenza di sole e vento ha causato un crollo della produzione da fonti rinnovabili con un fabbisogno impreveduto di ca. 350 GWh il giorno 11 dicembre e una conseguente impennata dei prezzi dell'energia che hanno raggiunto picchi di oltre 900 €/MWh, che è stato possibile soddisfare solo grazie alla generazione termoelettrica.

Questo ha evidenziato l'importanza di disporre di una infrastruttura gas flessibile in grado di rispondere prontamente a eventi di tale natura. In tale circostanza il parco termoelettrico italiano ha contribuito al bilanciamento del sistema tedesco, con un incremento della generazione a gas del 15% e l'inversione flussi elettrici attraverso la Svizzera.

Questi eventi hanno dimostrato quanto sia fondamentale garantire un equilibrio tra rinnovabili e generazione programmabile, rafforzando la presenza nel mix energetico di impianti flessibili e dispacciabili, in grado di intervenire nei momenti critici per evitare interruzioni di servizio, mantenere la stabilità del sistema nonché garantire un ripristino efficiente in caso di emergenza.

NUOVA CENTRALITÀ DELLE INFRASTRUTTURE GAS



Anche a seguito degli eventi sopra descritti, in molti Paesi europei sono state avviate serie riflessioni sulle modalità di conseguimento degli obiettivi di politica energetica e sulle scelte di sviluppo infrastrutturale prevedendo soluzioni che mirano a riequilibrare l'utilizzo dei diversi vettori energetici e delle diverse tecnologie disponibili. In tale contesto, il gas naturale e le infrastrutture del gas stanno assumendo una nuova centralità:

- In Germania, la coalizione di governo ha deciso di incrementare i programmi di installazione di nuova potenza di generazione a gas, portandoli - fino a 35 GW entro il 2035, al fine di garantire la stabilità del sistema elettrico e il bilanciamento della rete, oltre che per supportare la crescita delle rinnovabili. In generale, tali impianti - progettabili per essere convertiti in futuro all'idrogeno - rappresentano una soluzione per compensare l'intermittenza delle rinnovabili e garantire la continuità della produzione elettrica, soprattutto nei periodi di bassa generazione solare ed eolica. Il ruolo del termoelettrico è emerso in modo molto evidente anche nel primo semestre del 2025 dove - a parità sostanziale di domanda rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente - la generazione termoelettrica è aumentata del ca. 10% per fronteggiare il calo di produzione da energia rinnovabile (in particolare quella eolica che si è ridotta di ca. il -18% a causa di condizioni di vento particolarmente deboli).
- Nel Regno Unito, il Dipartimento per l'Energia e Sicurezza Net Zero (DESNZ) nel recente documento *"Midstream gas system: update to the market"* (30 giugno 2025), ha ribadito come il gas sarà cruciale nel supportare la transizione energetica e manterrà un ruolo centrale anche oltre il 2050, grazie a gas *"carbon-neutral"* resi disponibili da fonti *"green"* o *"abated"*. In particolare, la Gran Bretagna continuerà a mantenere una capacità di generazione a gas di 35 GW, come parte fondamentale del *"Clean Power 2030 Action Plan"*, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico.
- In Spagna, dopo il *blackout* di aprile 2025, il Governo e gli operatori hanno incrementato l'attenzione sul ruolo del gas come risorsa di sicurezza ed è aumentato l'uso di centrali a ciclo combinato per garantire stabilità di tensione. Questo ha portato ad una crescita della domanda di gas per generazione elettrica del + 41,2% nel primo semestre 2025.
- In Italia, nel corso dei primi mesi dell'estate 2025, si verificato un significativo incremento nell'utilizzo della generazione termoelettrica per far fronte ai crescenti fabbisogni di consumo, causati principalmente dalle temperature eccezionalmente elevate e dalla flessione delle fonti rinnovabili, in particolare idroelettrico ed eolico penalizzate da condizioni climatiche sfavorevoli. L'effetto delle ondate di calore è stato determinante: ogni grado in più oltre i 27°C ha infatti comportato un incremento della richiesta di oltre 2.000 MW. Nel primo semestre 2025 la domanda gas nel settore termoelettrico è risultata pari a ca. il +16% rispetto all'anno precedente, dimostrando come tale fonte rappresenti una risorsa strategica per garantire la stabilità del sistema elettrico nazionale durante i picchi di consumo estivi.



Va altresì considerato che la “fame” di energia a livello globale continua ad aumentare, con tassi di crescita pari al doppio di quelli osservati nell’ultimo decennio, alimentati da una digitalizzazione sempre più pervasiva, da una crescente elettrificazione dei trasporti e una progressiva industrializzazione delle economie emergenti.

Secondo la IEA, vent’anni fa i data center consumavano meno di 120 TWh mentre oggi i consumi hanno raggiunto i 485 TWh, e le stime sono in continua crescita (ca. 945 TWh al 2030).

Nonostante gli sforzi intrapresi per il continuo efficientamento dei consumi, questo *trend* interesserà anche l’Europa. La domanda di energia non sarà più trainata solo dai settori tradizionali ma si assisterà ad una richiesta sempre maggiore da parte dei data center e dell’intelligenza artificiale. L’addestramento e il funzionamento dei modelli di AI richiedono infatti una potenza di calcolo gigantesca, che si traduce in un fabbisogno energetico enorme.

Questa nuova domanda - che deve esser soddisfatta in modo continuo e affidabile, 24 ore su 24 - non può fare affidamento esclusivamente su fonti rinnovabili intermittenti e non programmabili.

Nello specifico del sistema italiano, oltre agli aspetti sopra rappresentati, la ripresa della produzione primaria di acciaio con la tecnologia DRI (*Direct Reduced Iron*), lo sviluppo dei settori *hard to abate*, l’aumento dei flussi di esportazione verso l’Est Europa, la penetrazione del gas nei settori navali e nel trasporto pesante, e la metanizzazione di nuove aree come la Sardegna, sono tutti fattori che indicano una possibile ulteriore ripresa della domanda di gas nei prossimi anni.

In un contesto energetico in profonda trasformazione, resta peraltro imprescindibile garantire l’alimentazione a gas dei settori industriali più energivori. La decarbonizzazione non può e non deve infatti tradursi in de-industrializzazione. In attesa dello sviluppo di soluzioni che siano in grado di garantire una generazione stabile (come ad es. piccoli impianti nucleari), il gas continua a rappresentare la fonte energetica primaria in grado di alimentare i fabbisogni emergenti dalla continua digitalizzazione, facendo leva su nuove modalità di approvvigionamento, sulla possibilità di essere stoccato per periodi che vanno dalle ore alle stagioni/anni e sui limitati impatti ambientali che possono essere anche azzerati con un coerente sviluppo di sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂.



Il GNL in questi ultimi anni ha ricoperto un ruolo cruciale per la sicurezza e la continuità delle forniture europee e nazionali, garantendo la copertura di una quota sempre più rilevante dei fabbisogni energetici. La capacità di rigassificazione complessiva in Europa, pari a ca. 225 miliardi di metri cubi nel 2022, raggiungerà i ca. 350 miliardi di metri cubi nel 2028, con un incremento del ca. 55%.

Anche in Italia, con l'avvio dei Terminali FSRU di Piombino e Ravenna, la capacità di rigassificazione nazionale ha raggiunto i 28 miliardi di metri cubi (ca. +75% rispetto al 2022), equivalenti ai quantitativi storicamente importati dalla Russia prima dell'avvio del conflitto in Ucraina, oggi di fatto azzerati.

In questo scenario, il GNL potrà contribuire anche in futuro ad assicurare stabilità delle forniture e garantire continuità e accessibilità energetica.

Parimenti, lo Stoccaggio del gas naturale costituisce un pilastro fondamentale per la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti energetici in Europa e in Italia. In un contesto globale instabile, caratterizzato da tensioni geopolitiche e volatilità dei mercati, la capacità di accumulare scorte di gas consente di affrontare con fiducia i picchi di domanda, soprattutto nei mesi invernali.

L'Italia, con oltre 200 TWh di capacità di stoccaggio può fare affidamento ad una importante risorsa che fornisce fino al 30% del gas consumato in inverno, riducendo la dipendenza dalle importazioni e contribuendo alla stabilità del mercato sia in termini di volumi che di prezzi.

DA TRANSIZIONE A INTEGRAZIONE ENERGETICA

La decarbonizzazione del sistema energetico richiede un approccio pragmatico, che tenga conto dei limiti tecnologici e della necessità di garantire sicurezza e competitività. In tale prospettiva, il concetto tradizionale di transizione energetica deve evolvere verso un più ampio principio di “integrazione” energetica, ossia una transizione che non guardi esclusivamente alla mera sostituzione tra fonti ma che integri e aggiunga risorse energetiche all’attuale sistema.

Investire in infrastrutture del gas significa rafforzare la sicurezza energetica e contribuire agli obiettivi di decarbonizzazione, creare le condizioni per accelerare l’integrazione delle fonti energetiche rinnovabili non realizzabile in assenza di un sistema “*back-bone*” programmabile e stabilizzante anche nel medio-lungo termine.

In quest’ottica, le molecole - come gas il naturale, il biometano e l’idrogeno - giocano e giocheranno sempre di più un ruolo complementare e non antagonista agli elettroni, contribuendo al soddisfacimento dei fabbisogni di base e offrendo flessibilità e continuità nei momenti in cui le rinnovabili non sono disponibili.

L’integrazione cross-settoriale permette infatti di ottimizzare il funzionamento delle infrastrutture e di sviluppare nuove sinergie tra produzione, distribuzione e consumo energetico.

I cicli combinati, ad esempio, permettono di integrare elettricità e gas, ma l’integrazione tra settore elettrico e gas va ben oltre il tradizionale “*gas-to power*”, grazie a nuove sinergie di funzionamento e sviluppo delle infrastrutture energetiche.

L’introduzione progressiva di unità di compressione elettriche nella rete di trasporto (e nei siti di stoccaggio) abilita, in una logica di *sector coupling*, risorse aggiuntive di flessibilità per il sistema elettrico, creando opportunità di riduzione dei fabbisogni di rete e contribuendo a un’integrazione più efficiente della generazione rinnovabile.

In prospettiva il sistema energetico potrà fare affidamento anche su impianti “*power-to-gas*” che consentiranno di immagazzinare l’energia rinnovabile in eccesso, convertendola in idrogeno o metano sintetico, da poter utilizzare nei settori *hard-to abate*.

Parimenti, la cattura e lo stoccaggio di CO₂ potranno aiutare a decarbonizzare quei settori nei quali l’elettrificazione non rappresenterà mai una alternativa tecnologicamente percorribile.



Il Piano unico di sviluppo della rete di trasporto del gas 2025-2034 intende quindi rispondere - con consapevolezza e pragmatismo industriale - ai fabbisogni infrastrutturali del settore gas necessari per garantire sicurezza e continuità delle forniture nonché un accesso sostenibile all'energia, nel progressivo percorso di decarbonizzazione e di integrazione delle fonti rinnovabili.

In particolare, gli interventi previsti nel Piano sono legati a esigenze di mantenimento e di potenziamento delle infrastrutture esistenti nonché al miglioramento delle prestazioni del sistema in termini di riduzione delle emissioni climalteranti e di flessibilità anche cross-settoriale.

2025/2034

PIANO UNICO DECENNALE DI SVILUPPO DELLA RETE DI TRASPORTO DEL GAS



EXECUTIVE SUMMARY

L'Italia dipende per oltre l'80% dalle importazioni per soddisfare il proprio fabbisogno energetico; nel caso del gas naturale, questa quota supera il 90%. Tale condizione rende imprescindibile il mantenimento - e, ove necessario, il potenziamento - delle infrastrutture di approvvigionamento, al fine di garantire la continuità e la sicurezza del sistema energetico nazionale. La competitività industriale, infatti, si fonda su un accesso all'energia che sia sicuro, economicamente sostenibile e flessibile, assicurato da infrastrutture affidabili e interconnesse.

Il **Piano unico di sviluppo della rete di trasporto del gas 2025-2034** è lo strumento di programmazione infrastrutturale della rete di trasporto italiana, elaborato coerentemente con la strategia di tutti gli operatori coinvolti, in continuità con i piani di sviluppo predisposti e comunicati alle istituzioni ed ai soggetti interessati negli anni precedenti e secondo le disposizioni del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

Il Piano ha come obiettivo principale quello di favorire lo sviluppo e l'adeguamento della rete di trasporto, affinché essa continui a rappresentare un asset di riferimento per il sistema energetico del Paese, consolidando la propria centralità nel garantire un approvvigionamento di energia sicuro, flessibile e competitivo, contribuendo al contempo alla riduzione delle emissioni. In particolare, il Piano è stato elaborato in coerenza con l'evoluzione attesa del mercato e mira a cogliere gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, di integrazione tra mercati a livello europeo, di sviluppo della liquidità del mercato italiano del gas e di decarbonizzazione dei consumi energetici.

Rispetto alle precedenti edizioni, il Piano include i principali progetti infrastrutturali di sviluppo e di mantenimento (di seguito "progetti" o "interventi") di tutti i gestori di reti di trasporto gas¹, raccolti negli Allegati Schede di Intervento.

I principali progetti descritti nel Piano sono relativi allo sviluppo della capacità di importazione dal sud Italia, alla decarbonizzazione del processo di trasporto e al sector coupling gas-elettrico mediante le centrali dual fuel, alla connessione in rete degli impianti biometano, al mantenimento in sicurezza degli oltre 35.000 km di rete esistente e all'abbattimento delle emissioni di metano in atmosfera.

Il Piano individua, infine, gli interventi necessari per la creazione della rete di trasporto di idrogeno e per abilitare le prime fasi della CCS nel nord Italia, in modo coerente con il percorso di decarbonizzazione definito negli scenari di riferimento europei e nazionali.

¹ Oltre a Snam Rete Gas, Società Gasdotti Italia, Enura, Energie Rete Gas, Gasdotti Alpini, Retragas, Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Netenergy, Metanodotto Alpino e Infrastrutture Trasporto Gas.



CAPITOLI DEL PIANO

01

PIANIFICAZIONE DELLA RETE DI TRASPORTO

Il primo capitolo descrive il processo di pianificazione della rete di trasporto gas, il quadro legislativo e regolatorio di riferimento e gli stakeholders coinvolti.

02

SISTEMA INFRASTRUTTURALE GAS

Il secondo capitolo descrive il sistema infrastrutturale gas nel contesto europeo ed italiano e le caratteristiche della rete di trasporto del gas naturale in Italia.

03

SCENARI ENERGETICI

Il terzo capitolo richiama gli scenari di evoluzione della domanda e offerta di gas naturale in Italia, utilizzati ai fini della valutazione degli interventi mediante Analisi Costi Benefici.

04

ESIGENZE E LOGICHE DI INTERVENTO

Il quarto capitolo descrive le necessità e le logiche di intervento sul sistema di trasporto del gas naturale in relazione all'evoluzione attesa degli scenari.

05

INTERVENTI SULLA RETE DI TRASPORTO

Il quinto capitolo descrive la spesa complessiva e i principali progetti previsti nel Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas.

06

INTERVENTI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA

Il sesto capitolo descrive lo sviluppo della rete di trasporto dell'idrogeno e della rete CO₂ nella prospettiva della transizione energetica.

07

BENEFICI PER IL SISTEMA PAESE

Il settimo capitolo descrive i benefici che i progetti e le iniziative del Piano apportano al sistema energetico italiano e la metodologia utilizzata per effettuare le Analisi Costi Benefici.

INDICE

CONSIDERAZIONI INTRODUTTIVE AL PIANO DECENNALE 2025-2034	2
01 PIANIFICAZIONE DELLA RETE DI TRASPORTO	28
1.1. Contesto Legislativo e Regolatorio	31
1.2. Framework di riferimento per la predisposizione del Piano	37
1.3. Coordinamento fra i gestori della rete di trasporto del gas italiana	41
1.4. Stakeholders engagement	42
02 SISTEMA INFRASTRUTTURALE GAS	46
2.1. Contesto Europeo	48
2.2. Contesto Italiano	54
03 SCENARI ENERGETICI	62
3.1. Contesto internazionale	64
3.2. Consuntivi di domanda e offerta di gas in Italia	66
3.3. Gli scenari nel Piano di sviluppo: scenari congiunti Snam-Terna	78
3.4. Coerenza con altri scenari italiani ed europei	84
3.5. Scenari di domanda per le aree di nuova metanizzazione	85
04 ESIGENZE E LOGICHE DI INTERVENTO	88
4.1. Piano delle capacità di trasporto	90
4.2. Procedure di capacità incrementale	93
4.3. Raccolta di informazioni da Operatori di Trasporto, Stoccaggio e Rigassificazione	95
4.4. Esigenze di sviluppo della capacità di trasporto	98
4.5. Mantenimento e sostituzione della rete di trasporto	99
4.6. Connessione degli impianti biometano	103
4.7. La rete di trasporto multivettoriale	107
4.8. Esigenze e logiche di intervento degli operatori di rete differenti da Snam Rete Gas	108

05 INTERVENTI SULLA RETE DI TRASPORTO 114

5.1. Dimensione degli interventi di Snam Rete Gas	119
5.2. Criteri di progettazione e tutela dell'ambiente di Snam Rete Gas	121
5.3. Interventi di Sviluppo di Snam Rete Gas	122
5.4. Interventi di sostituzione e sicurezza di Snam Rete Gas	135
5.5. Interventi di mantenimento di Snam Rete Gas	140
5.6. Interventi di dismissione di Snam Rete Gas	140
5.7. Altri interventi di Snam Rete Gas	141
5.8. Virtual Pipeline Sardegna	142
5.9. Interventi proposti da operatori differenti da Snam Rete Gas	143
5.10. Impatti tariffari derivanti dalla realizzazione degli interventi inclusi nel Piano	159
5.11. Coerenza con Piano Decennale ENTSG	160

06 INTERVENTI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA 162

6.1. Il sistema Idrogeno	166
6.2. Carbon capture and sequestration (CCS)	179

07 BENEFICI PER IL SISTEMA PAESE 184

7.1. I benefici per il sistema gas	186
7.2. Metodologia ACB	188
7.3. Determinazione dei benefici per il sistema Paese	189
7.4. Determinazione dei costi	195

LEGENDA ACRONIMI

Acronimo	Descrizione Acronimo
ACB	Analisi Costi Benefici
ARERA	Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
BSmc	Miliardi di Standard metri cubi
CO₂	Anidride Carbonica
CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage
DDS	Documento di Descrizione degli Scenari (elaborato da Snam Rete Gas e Terna)
FSRU	Floating Storage and Regassification Unit
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GWh	Gigawattora (Miliardi di Wattora=Milioni di Kilowattora)
GRIP	Gas Regional Investment Plan
H₂	Idrogeno
km	Chilometri
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
mm	Millimetri
MSmc	Milioni di Standard Metri Cubi
MWh	Megawattora (Milioni di Wattora=migliaia di Kilowattora)
PCI	Potere Calorifico Inferiore
PCS	Potere Calorifico Superiore
PdE	Punti di Entrata
PdU	Punti di Uscita
PIC	Progetto di interesse comune
Smc	Standard metri cubi
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattora (Mille Miliardi di Wattora=Miliardi di Kilowattora)
TYND	Ten Year Network Development Plan (Piano Decennale ENTSG)

INDICE DEGLI ALLEGATI

- Allegato I:** Schede di intervento di Snam Rete Gas
- Allegato II:** Schede di intervento Società Gasdotti Italia
- Allegato III:** Schede di intervento Enura
- Allegato IV:** Schede di intervento Energiee Rete Gas
- Allegato V:** Schede di intervento Gasdotti Alpini
- Allegato VI:** Allegato transizione energetica
- Allegato VII:** Schede di intervento promotori terzi gas naturale
- Allegato VIII:** Schede di intervento promotori terzi idrogeno



INDICE DELLE FIGURE

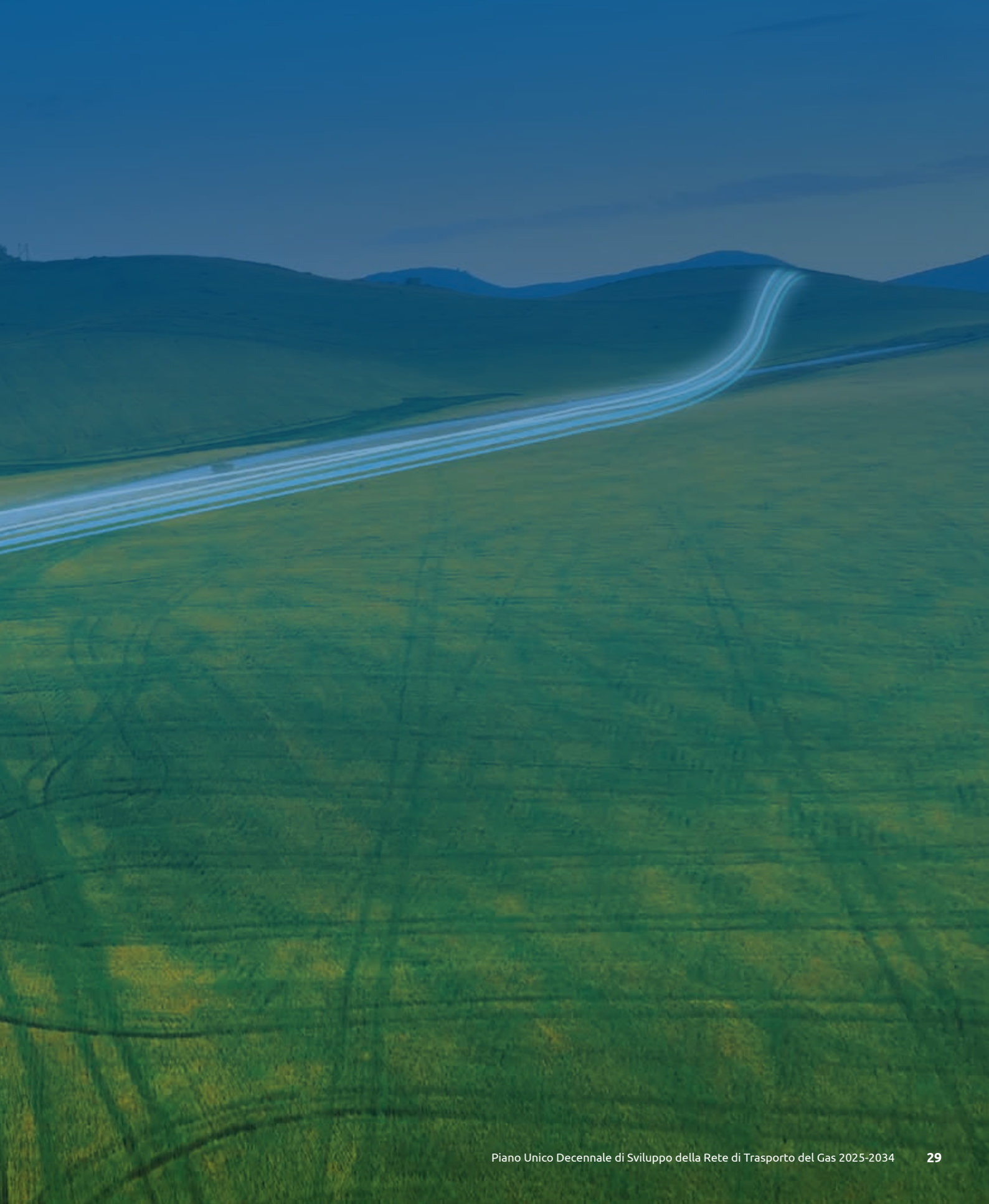
49	Figura 1:	Capacità di rigassificazione [BSmc/anno]
51	Figura 2:	Corridoi gas prioritari
52	Figura 3:	Corridoi idrogeno prioritari
57	Figura 4:	Snam Rete Gas - Infrastruttura di rete
65	Figura 5:	Supply Europa
68	Figura 6:	Importazioni Italia (BSmc)
71	Figura 7:	Importazione di GNL in Italia
75	Figura 8:	Conferimenti e flussi fisici PdE del sud Italia (MSmc/g)
75	Figura 9:	Conferimenti e flussi fisici PdE Tarvisio (MSmc/g)
76	Figura 10:	Conferimenti e flussi fisici PdE GNL (MSmc/g)
76	Figura 11:	Conferimenti e flussi fisici PdU Nord Italia (MSmc/g)
81	Figura 12:	Offerta scenari 2030 [BSmc]
81	Figura 13:	Offerta scenari 2035 [BSmc]
81	Figura 14:	Offerta scenari 2040 [BSmc]
98	Figura 15:	Configurazione importazioni e flussi di gas naturale 2019 - 2024
99	Figura 16:	Rappresentazione dell'età della rete di Snam Rete Gas
101	Figura 17:	Incremento eventi estremi 2010-2024 (Osservatorio Nazionale Città Clima)
101	Figura 18:	Eventi totali per categoria 2010-2024 (Osservatorio Nazionale Città Clima)
102	Figura 19:	Mappa del rischio climatico (Osservatorio Nazionale Città Clima di Legambiente)
105	Figura 20:	Milestone "Procedura di Ottimizzazione"
106	Figura 21:	Quadro completo delle milestone previste per la sottoscrizione del contratto di allacciamento
120	Figura 22:	Principali progetti della rete gas nell'arco temporale del Piano di SRG
130	Figura 23:	Richieste di allacciamento di impianti biometano gestite e accettate
132	Figura 24:	Esiti della procedura connessioni aggiornata al 30/09/2025
133	Figura 25:	Impianti biogas prossimi alla rete Snam, aggregabili o oltre ad 1 km
141	Figura 26:	Nuovo centro direzionale SNAM
142	Figura 27:	Configurazione Virtual Pipeline Sardegna
149	Figura 28:	Configurazione Progetto Enura
159	Figura 29:	Impatti tariffari
169	Figura 30:	Distribuzione geografica della domanda di idrogeno nel periodo 2031-40 secondo i risultati dell'indagine
169	Figura 31:	Distribuzione della domanda di idrogeno nel periodo 2031-40 per settore secondo i risultati dell'indagine
170	Figura 32:	Backbone Italiana per il trasporto di H ₂
172	Figura 33:	Configurazione Fase I e Fase II
175	Figura 34:	Rappresentazione dei corridoi di importazione
177	Figura 35:	Capacità installata di elettrolizzatori per scenario
177	Figura 36:	Evoluzione della capacità zonale degli elettrolizzatori negli scenari
179	Figura 37:	Summary risultati Market Test CO ₂
180	Figura 38:	Distribuzione settoriale dei volumi di CO ₂
180	Figura 39:	Distribuzione geografica dei volumi di CO ₂
182	Figura 40:	Infrastruttura per il trasporto della CO ₂
193	Figura 41:	Modello PEGASUS4

INDICE DELLE TABELLE

53	Tabella 1:	Progetti di interesse comune (PIC)
55	Tabella 2:	Consistenza della rete nazionale e regionale
66	Tabella 3:	Disponibilità energetica lorda per fonte (include bunkeraggi marittimi e aviazione internazionali))
67	Tabella 4:	Domanda di gas in Italia per usi finali
70	Tabella 5:	Utilizzo della rete nel periodo 2020-2024
72	Tabella 6:	Capacità del trasporto gas in import
72	Tabella 7:	Capacità di trasporto in export
73	Tabella 8:	Capacità massime utilizzate nei Punti di Entrata nel periodo 2020-2024
73	Tabella 9:	Capacità massime utilizzate nei punti di uscita nel periodo 2020-2024
74	Tabella 10:	Capacità massime conferite nel periodo 2020-2024
77	Tabella 11:	Capacità massime utilizzate nel periodo 2020-2024
77	Tabella 12:	Capacità massime impegnate nel periodo 2020-2024
78	Tabella 13:	Prezzi commodities e CO ₂ elaborati negli scenari Snam-Terna del DDS 2024
79	Tabella 14:	Proiezioni di domanda di gas naturale e gas verdi in Italia
82	Tabella 15:	Domanda giornaliera di gas in condizione di freddo eccezionale (picco)
83	Tabella 16:	Domanda giornaliera di gas media estiva (fuori picco)
85	Tabella 17:	Volumi annui previsti per il soddisfacimento del mercato servito dalla rete di trasporto per settore e per area geografica
86	Tabella 18:	Scenari di domanda per interventi di nuova metanizzazione Gasdotti Alpini
87	Tabella 19:	Scenari di domanda per interventi di nuova metanizzazione Energia Rete Gas
90	Tabella 20:	Capacità continua di importazione 2024 - 2040
92	Tabella 21:	Capacità continua di esportazione 2024 - 2040
116	Tabella 22:	Spesa prevista nel Piano Unico Decennale di sviluppo della rete del trasporto gas [mln €]
119	Tabella 23:	Spesa prevista nel Piano di Snam Rete Gas [mld €]
122	Tabella 24:	Principali Progetti di Sviluppo di Rete Nazionale
129	Tabella 25:	Principali Progetti di Sviluppo di Rete Regionale a Piano
138	Tabella 26:	Progetti sostituzione di rete nazionale
139	Tabella 27:	Progetti sostituzione di rete regionale
140	Tabella 28:	Progetti di mantenimento per continuità di esercizio di SRG
143	Tabella 29:	Spesa prevista nel Piano SGI [M€]
144	Tabella 30:	Interventi di sviluppo rete nazionale nel Piano SGI
145	Tabella 31:	Interventi di sviluppo rete regionale nel Piano SGI
147	Tabella 32:	Interventi di sostituzione nel Piano SGI
148	Tabella 33:	Spesa prevista nel Piano Enura [M€]
149	Tabella 34:	Domanda a regime FASE 1
149	Tabella 35:	Domanda a regime FASE 2
150	Tabella 36:	Domanda di punta FASE 1
150	Tabella 37:	Domanda di punta FASE 2
151	Tabella 38:	Iter autorizzativo progetto Enura
152	Tabella 39:	Spending progetto Enura
152	Tabella 40:	Spesa prevista nel Piano Energie Rete Gas [M€]
152	Tabella 41:	Principali interventi nel Piano di Energie Rete Gas [M€]
154	Tabella 42:	Spesa prevista nel Piano Gasdotti Alpini [M€]
154	Tabella 43:	Principali interventi previsti nel Piano Gasdotti Alpini [M€]
155	Tabella 44:	Spesa prevista nel Piano Retragas [M€]
155	Tabella 45:	Principali interventi previsti nel Piano Retragas [M€]
156	Tabella 46:	Spesa prevista nel Piano Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas [M€]
157	Tabella 47:	Spesa prevista nel Piano Netenergy [M€]
157	Tabella 48:	Spesa prevista nel Piano di Metanodotto Alpino [M€]
158	Tabella 49:	Spesa prevista nel Piano di Infrastrutture Trasporto Gas [M€]

01

PIANIFICAZIONE DELLA RETE DI TRASPORTO



PIANIFICAZIONE DELLA RETE DI TRASPORTO

Il Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto gas 2025-2034 (di seguito “Piano”) è il primo Piano Unico a livello nazionale elaborato dall’impresa maggiore di trasporto integrando anche gli interventi degli altri gestori di rete, così come previsto dall’articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11, come modificato dalla legge 214/2023.

Il Piano, redatto ogni due anni secondo i criteri previsti dalla delibera 170/2025/R/Gas, costituisce un importante strumento di pianificazione messo a disposizione degli stakeholders del sistema energetico nazionale, fornendo la descrizione dei fabbisogni infrastrutturali e dei relativi interventi previsti.

Nel presente capitolo vengono descritti gli elementi di contesto legislativo e regolatorio nonché le linee guida generali e le modalità di coinvolgimento degli stakeholders di riferimento alla base del processo di predisposizione, consultazione e valutazione del Piano”



1.1. Contesto Legislativo e Regolatorio

L'elaborazione del Piano Decennale è un adempimento previsto dalla normativa comunitaria europea che è stata inizialmente declinata nella normativa nazionale con il D. Lgs. 93/2011.

I requisiti minimi per la predisposizione del Piano sono stati definiti dall'Autorità con la Deliberazione n. 468/2018/R/gas e s.m.i., recentemente aggiornata con Deliberazione 170/2025/R/gas.

Il D. Lgs. 93/2011 è stato oggetto di aggiornamento principalmente a seguito dell'emanazione della legge n.214 del 30 dicembre del 2023 la quale ha disposto che l'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, trasmetta all'Autorità e al Ministero un unico piano decennale di sviluppo dell'intera rete di trasporto gas, in luogo dei piani di sviluppo di ciascun gestore e che la frequenza di aggiornamento del piano decennale sia biennale e non più annuale.

1.1.1. Disposizioni comunitarie

La normativa comunitaria di riferimento per la predisposizione del Piano si fonda sui seguenti atti:

- **Regolamento (UE) 2017/1938**, relativo alle misure per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, che ha abrogato il Regolamento (UE) 994/2010;
- **Regolamento (UE) 2022/869**, che stabilisce gli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e abroga il Regolamento (UE) 347/2013;
- **Comunicazione COM (2022) 230**, nota come REPowerEU, che definisce le linee guida della Commissione Europea per affrontare le sfide energetiche e climatiche derivanti dal conflitto russo-ucraino;
- **Direttiva (UE) 2024/1788**, che stabilisce norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, abrogando la Direttiva 2009/73/CE;
- **Regolamento (UE) 2024/1789**, relativo ai mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che abroga il Regolamento (CE) 715/2009.

Regolamento (UE) 2017/1938

Il Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio stabilisce misure per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'Unione Europea.

In particolare, l'articolo 5 introduce l'obbligo per gli Stati membri di assicurare che, in caso di guasto della principale infrastruttura del gas, le restanti infrastrutture siano in grado di coprire la domanda totale di gas in una giornata di consumo eccezionalmente elevato (criterio N-1, con domanda 1 su 20 anni).

Inoltre, salvo esenzioni, i gestori dei sistemi di trasporto devono garantire la bidirezionalità permanente su tutte le interconnessioni transfrontaliere tra Stati membri, per rafforzare la resilienza e la cooperazione in caso di crisi.

Regolamento (UE) 2022/869

Il Regolamento (UE) 2022/869 ("nuove TEN-E") definisce i criteri per la selezione dei Progetti di Interesse Comune (PIC) e introduce i Progetti di Mutuo Interesse (PMI) con paesi terzi.

Il nuovo Regolamento rivede le infrastrutture prioritarie alla luce dei nuovi obiettivi di politica climatica ed energetica ("Green Deal"), includendo le categorie infrastrutturali dell'idrogeno (reti, stoccaggi e impianti di ricezione) e degli elettrolizzatori aventi funzione "network-related", oltre a confermare la categoria CO₂ estendendola anche agli impianti collegati agli stoccaggi. Il Regolamento inoltre stabilisce che debbano essere inclusi nei più recenti Piani decennali di sviluppo delle reti (TYNDP), così come i progetti candidati alla selezione. La lista dei PIC/PMI viene aggiornata ogni due anni e i progetti già selezionati devono essere rivalutati per confermare la loro rilevanza a livello europeo.

Piano REPower EU e progetti PNRR

Il Piano REPowerEU, lanciato dalla Commissione Europea nel maggio 2022 in risposta alla crisi energetica causata dal conflitto russo-ucraino, mira a diversificare le fonti di approvvigionamento, migliorare l'efficienza energetica e aumentare la quota di energia rinnovabile. In relazione al primo dei tre obiettivi, il Piano europeo individua tra le infrastrutture essenziali alcune opere incluse in questo Piano, in particolare il progetto Linea Adriatica².

Direttiva (UE) 2024/1788

La Direttiva (UE) 2024/1788 stabilisce un quadro comune per i mercati del gas naturale e dell'idrogeno, definendo regole per trasporto, distribuzione, fornitura e stoccaggio. In particolare, definisce norme relative all'organizzazione e al funzionamento dei settori, l'accesso ai mercati, i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni nonché la gestione dei sistemi del gas naturale e dell'idrogeno.

L'articolo 55 della Direttiva stabilisce che i gestori delle reti di trasporto del gas naturale e dell'idrogeno siano tenuti a redigere almeno ogni due anni, previa consultazione di tutti i soggetti interessati, un Piano decennale di sviluppo della rete basato sulla domanda e sull'offerta esistenti e previste. Gli Stati membri possono scegliere tra un piano unico per ciascun vettore energetico (gas naturale e idrogeno) o un piano integrato, e i Piani devono indicare le infrastrutture da costruire o potenziare, gli investimenti futuri, le riconversioni previste e le relative scadenze.

L'Autorità, in esito alla consultazione di tutti i soggetti interessati, valuta i fabbisogni di investimento, la coerenza con le valutazioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento, con i Piani Decennali di ENTSG, ENNOH e ENTSGE e con il piano nazionale per l'energia e il clima, nonché controlla e valuta l'attuazione del Piano.

Regolamento (UE) 2024/1789

Il Regolamento stabilisce norme non discriminatorie per l'accesso ai sistemi del gas naturale e dell'idrogeno, promuovendo mercati trasparenti, integrati e sicuri.

In particolare, il Regolamento ha previsto la costituzione delle associazioni ENTSG (per il gas) ed ENNOH (per l'idrogeno), incaricate di elaborare ogni due anni i Piani decennali di sviluppo delle reti (TYNDP) a livello europeo, basati sui piani nazionali e focalizzati sulle capacità transfrontaliere e sui Progetti di Interesse Comune (PIC).

L'allegato al Regolamento disciplina anche la gestione della congestione contrattuale, prevedendo meccanismi per l'assegnazione della eventuale capacità supplementare disponibile.

1.1.2. Disposizioni nazionali

La normativa di riferimento in ambito nazionale per la predisposizione del Piano è costituita prevalentemente dai seguenti provvedimenti:

- **Decreto Legislativo 1° giugno 2011**, n. 93 e s.m.i., in particolare come aggiornato dalla Legge 30 dicembre 2023, n. 214;
- **Delibera 468/2018/R/gas e s.m.i.**, in particolare come modificata dalla Delibera 170/2025/R/gas recante disposizioni sul piano di sviluppo unico della rete di trasporto del gas naturale;
- **La Delibera 195/2022/R/gas** recante le disposizioni per la definizione di una metodologia di valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto del gas naturale.

2 Comunicazione COM (2022) 230 del 18 maggio 2022, Annex 3: "Further supplies to the region could come through full scale TAP expansion, but upgrading TAP would require accelerated additional infrastructure investments in the Italian transmission grid (Adriatica Line and Matagiola - Massafra pipeline which are PCI projects on the 5th PCI list). If the Italian transmission network is reinforced, it would enable increased flows from the South to the North of Italy which would be relevant for additional flows from TAP, EastMed, and Northern Africa."

Decreto Legislativo 1° giugno 2011 come aggiornato con la Legge 30 dicembre 2024, n.214

Il D. Lgs. 1° giugno 2011, aggiornato dalla Legge 214/2024, recepisce la Direttiva 2009/73/CE e stabilisce che l'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori di rete, trasmetta ogni due anni all'Autorità e al Ministero un Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale. Il Piano deve garantire adeguatezza del sistema, sicurezza degli approvvigionamenti, sostenibilità ambientale ed economicità degli investimenti. Il Piano deve inoltre stimare l'evoluzione della domanda e dell'offerta, considerando anche gli investimenti previsti in altri Paesi nello stoccaggio e nei terminali GNL.

Delibera 468/2018/R/gas e s.m.i

La Delibera definisce le modalità di consultazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e i requisiti minimi per la loro predisposizione e per l'analisi costi-benefici degli interventi.

In particolare, nell'Allegato A della Delibera sono descritti:

- i contenuti minimi del Piano (infrastrutture da realizzare o potenziare, investimenti previsti, dismissioni, ecc.);
- i documenti da allegare e da includere nel Piano;
- le modalità di coordinamento tra i gestori della rete;
- le procedure di consultazione pubblica del Piano.

Gli ultimi aggiornamenti della Delibera 468/2018/R/gas sono stati introdotti dai seguenti provvedimenti:

- **Delibera 122/2023/R/gas** che introduce modifiche sui criteri di valutazione dei Piani, sul coordinamento tra imprese di trasporto e di distribuzione per lo sviluppo delle reti in aree di nuova metanizzazione e sui requisiti informativi relativamente agli interventi di sostituzione sulla base degli indicatori di cui alla metodologia Asset Health elaborata da Snam Rete Gas ai sensi della delibera 195/2022/R/gas. La delibera prevede inoltre che l'impresa maggiore di trasporto possa presentare all'Autorità proposte di modifica dei criteri applicativi per le analisi costi-benefici, previa consultazione con i soggetti interessati.
- **Delibera 220/2023/R/gas** recante i criteri di ottimizzazione delle connessioni degli impianti di biometano alle reti gas, incluse le reti di distribuzione, e le modalità di mappatura delle disponibilità attuali e future di capacità di immissione nelle reti gas. La delibera prevede inoltre un'integrazione dei requisiti informativi relativi agli interventi di connessione degli impianti di biometano da includere nel Piano.
- **Delibera 532/2023/R/gas** che approva le modifiche al documento Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici proposte da Snam Rete Gas.
- **Delibera 392/2024/R/gas** che introduce orientamenti specifici relativi agli scenari congiunti di trasmissione e trasporto, in particolare: una nuova scadenza per i documenti di descrizione degli scenari, una nuova attività di raccolta di informazioni da parte degli utenti attuali e potenziali delle reti e l'avvio di un processo di consultazione di lungo periodo sull'evoluzione del sistema energetico.
- **Delibera 170/2025/R/gas** che adegua i criteri applicativi per la redazione del piano decennale a quanto previsto dalla legge n. 214 del 30 dicembre 2023, definendo tempistiche e processo di aggiornamento del piano unico della rete di trasporto nazionale e assegnando all'impresa principale di trasporto la responsabilità di coordinare gli altri gestori della rete, identificare i fabbisogni e le linee di intervento, esaminare le proposte di intervento e le eventuali sovrapposizioni, redigere le analisi costi-benefici degli interventi, raccogliere le proposte di infrastrutture di trasporto, stoccaggio e rigassificazione che impattano sulla rete e valutarne gli effetti. La delibera inoltre introduce modifiche ai requisiti informativi, ai criteri minimi per l'aggiornamento del piano e per la redazione dell'analisi costi e benefici degli interventi.

1.1.3. Evoluzioni del quadro normativo per il biometano

Considerata l'importanza del biometano quale fonte di energia rinnovabile e programmabile, immediatamente integrabile nel sistema energetico tramite le infrastrutture gas esistenti, si è ritenuto utile descrivere l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio a supporto dello sviluppo del settore.

- **Decreto interministeriale del 5 dicembre 2013**, che promuove lo sviluppo del biometano come fonte rinnovabile e ne definisce le prime modalità di incentivazione, assegnando all'Autorità il compito di definire le modalità attuative e di monitoraggio.
- **Delibera 46/2015/R/gas e s.m.i**, che definisce le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, in attuazione di quanto previsto dal decreto 5 dicembre 2013, successivamente aggiornate con i provvedimenti 27/2019/R/gas e 64/2020/R/gas;
- **Decreto interministeriale del 2 marzo 2018**, che promuove l'uso del biometano nei trasporti, in linea con le direttive europee sulle energie rinnovabili, individuando incentivi per nuovi impianti (o impianti riconvertiti) che producono biometano da rifiuti, residui agricoli, alghe o biogas, un limite massimo di 1,1 miliardi di Sm³/anno di biometano incentivabile, una scadenza al 31 dicembre 2022 per l'entrata in esercizio degli impianti che intendono accedere agli incentivi e un periodo di incentivazione massimo di 10 anni, gestito dal GSE.
- **Decreto ministeriale del 15 settembre 2022** (Decreto "Biometano"), che oltre ad estendere gli incentivi agli usi diversi da quello del trasporto, introduce nuovi meccanismi di incentivazione che prevedono come misure principali:
 - una tariffa di 110 €/MWh (aumentata fino a 115 €/MWh per gli impianti più piccoli, fino a 100 Smc/h) per il biometano prodotto con matrici agricole e agroindustriali "non rifiuto" della durata di 15 anni;
 - un incentivo in conto capitale fino al 40% dei costi di realizzazione degli impianti, considerando tra i costi ammissibili anche quelli di connessione alle reti di trasporto e distribuzione;
 - 5 bandi di ammissione agli incentivi, per complessivi 2,25 miliardi di Sm³/anno, da effettuarsi nel biennio 2023-2024.
- **Decreto del Ministro n. 224 del 14 luglio 2023**, che istituisce un registro di Garanzie d'Origine (GdO) per i gas rinnovabili in Italia, incluso il biometano, propedeutico al riconoscimento dei titoli GdO ai fini ETS.
- **Delibera 220/2023/R/gas**, che introduce disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni in applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.
- **Delibera 131/2024/R/gas**, di approvazione delle procedure relative alle informazioni necessarie per la mappatura della capacità di trasporto e la stima della capacità di produzione di biometano e alle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano alle reti gas.



1.1.4 Evoluzioni del quadro normativo per le reti multivettoriali

Evoluzione del quadro normativo nel contesto europeo

Nell'ultimo decennio l'Unione Europea ha intrapreso un percorso virtuoso per il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica, perseguendo con determinazione gli obiettivi definiti con gli accordi di Parigi del 2015. Questo percorso ha portato alla definizione del "Green Deal Europeo", il quadro strategico generale lanciato nel 2019 per rendere l'Europa il primo continente climaticamente neutro entro il 2050, al quale è seguito nel settembre 2020 la pubblicazione del pacchetto "Fit for 55", con l'obiettivo di ridurre le emissioni di anidride carbonica nel 2030 del 55% rispetto ai livelli di emissione del 1990.

Il Net-Zero Industry Act (NZIA), parte integrante del Green Deal Industrial Plan, è una delle principali declinazioni legislative del Green Deal e si pone l'obiettivo di rafforzare la produzione di tecnologie a zero emissioni nell'Unione Europea e accelerare la transizione verso la neutralità climatica.

Di seguito vengono brevemente descritte le principali misure di stimolo (i.e. leve) previste dalla Commissione Europea per la produzione e lo sviluppo infrastrutturale di idrogeno rinnovabile, per il quale la revisione della Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED III) ha indicato l'obiettivo complessivo di penetrazione dell'idrogeno rinnovabile sui consumi totali di energia al 2030, prevedendo leve specifiche per il settore industriale, della mobilità e, anche se in maniera più marginale, per il settore residenziale.

Leve per la produzione

La revisione della Direttiva ETS (Emission Trading system), congiuntamente all'introduzione del meccanismo **CBAM**³ (Carbon Border Adjustment Mechanism), crea i presupposti per uno stimolo della produzione di idrogeno rinnovabile nel suo complesso.

La nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED III) esplicita la possibilità di utilizzare il sistema delle **Garanzie di Origine** (GO) anche per i combustibili gassosi rinnovabili di origine non biologica (RFNBOs), come l'idrogeno, mentre con l'iniziativa **EU Hydrogen Bank** la Commissione Europea intende sostenere la produzione domestica di idrogeno rinnovabile in Europa con uno strumento comune di aste a premio fisso per 10 anni finanziato in parte dall'Innovation Fund e in parte da schemi nazionali, che potrebbe essere esteso in una seconda fase anche all'import di idrogeno⁴. La RED III prevede che l'elettricità utilizzata per la produzione di idrogeno rinnovabile rispetti una serie di criteri, dettagliati nell'ambito di due atti delegati sviluppati a corollario della precedente Direttiva sulle fonti rinnovabili 2018/2001/EU (RED II). Il primo atto delegato stabilisce le condizioni a cui l'idrogeno e i carburanti a base di idrogeno possono essere considerati RFNBOs, mentre il secondo atto delegato stabilisce la metodologia per calcolare le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dai carburanti rinnovabili di origine non biologica e dai carburanti derivanti da carbonio riciclato. Infine, oltre alle regole che determinano le condizioni per cui l'idrogeno possa essere categorizzato come rinnovabile, rileva in termini di standard la regola tecnica CEN EN 16325, a definizione delle regole comuni di cancellazione delle garanzie d'origine idrogeno all'interno dell'Unione.

Leve per lo sviluppo infrastrutturale

La revisione di Direttiva e Regolamento gas, il cosiddetto **Hydrogen and Gas decarbonisation package** (approvato nel 2024), il **Regolamento AFIR** (Alternative Fuel Infrastructure Regulation) sullo sviluppo delle infrastrutture per i carburanti alternativi, il **Regolamento TEN-E** (Trans-European Networks for Energy), introducono delle disposizioni normative abilitanti dello sviluppo delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e stoccaggio di idrogeno, nonché degli elettrolizzatori⁵ aventi "network related function".

³ Disposto normativo europeo che prevede l'introduzione di un meccanismo di compensazione per le emissioni di CO₂ incorporate nei beni importati in UE da paesi terzi che non hanno ancora introdotto misure equivalenti a quelle europee di carbon pricing.

⁴ Comunicazione sull'Hydrogen Bank, 16/03/2023.

⁵ Per le infrastrutture CO₂ è prevista la predisposizione di uno specifico Pacchetto con avvio delle attività nella seconda parte del 2025 e iter legislativo nel 2026.

Evoluzione del quadro normativo nel contesto nazionale

Il 3 luglio 2024 il Governo ha inviato a Bruxelles la proposta di **aggiornamento del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)** che conferma l'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ e, relativamente all'idrogeno e al biometano, individua degli obiettivi nazionali in linea con le politiche comunitarie di penetrazione dei gas verdi e dei combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO - di cui l'idrogeno fa parte) incluse nella Direttiva RED III (Renewable Energy Directive) e nelle proposte di regolamento RefuelEU Aviation e FuelEU Maritime.

Il **PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza)** riconosce all'idrogeno un ruolo di primo piano, con l'allocazione di 3,6 miliardi di euro di fondi per favorire la penetrazione dell'idrogeno rinnovabile nei settori dell'energia, dell'industria e dei trasporti. Tra il 2022 e il 2023 sono stati aperti e assegnati i bandi per il supporto alla produzione di idrogeno rinnovabile in aree industriali dismesse (H2 Valleys, fino a 500 milioni di euro), per lo sviluppo di stazioni di rifornimento a idrogeno (stanziati 230 milioni di euro), per il supporto alla sperimentazione dell'idrogeno nel trasporto ferroviario (fino a 300 milioni di euro), per il supporto all'utilizzo di idrogeno nei settori hard-to-abate (fino a 1 miliardo di euro) e per altri sviluppi in ambito idrogeno (fino a 610 milioni di euro).

Nel mese di giugno 2025 è stata approvato uno schema di disegno di legge delega, volto a definire un quadro normativo aggiornato per promuovere tecnologie strategiche come la cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS) unitamente allo sviluppo dell'idrogeno, in particolare assegnandone le funzioni di autorità di regolazione ad ARERA. Il provvedimento punta a disciplinare in modo organico la filiera della cattura e stoccaggio della CO₂ ed interviene sulla regolazione del settore idrogeno. Per tale disegno è prevista una procedura di urgenza al fine di accelerare l'adozione dei decreti attuativi necessari (12 mesi per la CCS) a realizzare gli obiettivi climatici ed energetici fissati dal PNIEC e dal Green Deal europeo.

In relazione alla CCS, nel mese di agosto 2025 il MASE ha pubblicato lo studio previsto dalla legge 11 del 2 febbraio 2024, che fornisce un'analisi dettagliata degli aspetti tecnici, economici e regolatori funzionali a definire un quadro normativo che abiliti lo sviluppo della filiera CCUS in Italia, per raggiungere gli obiettivi di riduzione dei gas serra.

Leve per lo sviluppo della domanda

Il principale meccanismo di sostegno alla domanda di idrogeno a livello nazionale è costituito dai **Certificati Bianchi (CB)**, a seguito del riconoscimento dell'idrogeno tra le tecnologie ammissibili sancito dal Decreto direttoriale 3 maggio 2022.

Il perimetro di applicazione di tale meccanismo si differenzia a seconda degli usi finali, in particolare:

- interventi che apportano una riduzione dell'utilizzo di energia fossile esclusivamente rispetto a consumi elettrici;
- interventi che apportano una riduzione dell'utilizzo di energia fossile rispetto a tutti i consumi;
- interventi realizzati sull'impianto di elettrolisi nel settore industriale;
- acquisto di mezzi di trasporto a trazione elettrica, gas naturale, GNL, GPL, ibride o a idrogeno nel settore reti, servizi e trasporti;
- impianti di produzione di energia termica e frigorifera a idrogeno nel settore civile.

Il **Decreto 224 del 14/07/23** concernente le modalità di emissione, trasferimento, riconoscimento e annullamento delle **garanzie di origine** della produzione di energia da fonti rinnovabili (riferite anche a idrogeno e biometano), nel fornire un quadro normativo di riferimento per ottemperare tramite le suddette GO agli obblighi definiti in ambito ETS, contribuisce in modo sostanziale a porre le basi della crescita della domanda di gas verdi nei rispettivi mercati.

Leve per lo sviluppo della produzione

I principali disposti di leva allo sviluppo della produzione di idrogeno rinnovabile in Italia si riconducono alle esenzioni degli oneri di sistema in Italia per la produzione di idrogeno rinnovabile, previste dall'Art. 23(1) del DL PNRR, che prevede che gli elettrolizzatori che producono idrogeno rinnovabile siano esonerati dal pagamento di oneri generali afferenti al sistema elettrico. Inoltre, anche se attualmente non ne è ancora stata data applicazione con riferimento alla produzione di idrogeno rinnovabile, l'Articolo 13 del Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n.210 prevede già un «graduale passaggio» dal PUN a prezzi zonali per tutti gli utenti elettrici e ci si può dunque aspettare che a tendere gli elettrolizzatori preleveranno energia elettrica a prezzi zonali.

1.2. Framework di riferimento per la predisposizione del Piano

1.2.1. Perimetro del Piano

Il Piano descrive l'evoluzione programmata delle reti di trasporto gas di tutti gli operatori di trasporto italiani nel decennio 2025 - 2034.

Gli interventi descritti nel Piano afferiscono sia alla rete nazionale che alla rete regionale di trasporto e sono di varia natura e finalità: in particolare, sono rivolti allo sviluppo della rete per supportare l'evoluzione del mercato, al mantenimento delle condizioni di sicurezza e della disponibilità del servizio di trasporto, al miglioramento dei livelli di servizio, all'efficientamento e alla riduzione degli impatti ambientali.

Il Piano include la descrizione qualitativa di alcuni progetti rilevanti per il sistema gas nazionale, la cui effettiva realizzazione è ancora da definire, ma per i quali le attività preparatorie di ingegneria e acquisizione dei permessi ricadono all'interno del periodo di Piano.

Il Piano inoltre comprende la descrizione dei progetti di trasporto, di stoccaggio e rigassificazione del Gnl di operatori terzi, dei relativi impatti sul sistema gas e una prima indicazione delle eventuali infrastrutture di trasporto che si rendono necessarie a seguito della realizzazione di tali progetti.

Il Piano descrive infine la rete italiana multivettoriale per il trasporto di CO₂ e idrogeno, evidenziandone il ruolo centrale nella decarbonizzazione del sistema energetico. Oltre al trasporto di biometano già integrato nella rete, sarà infatti necessario sviluppare infrastrutture dedicate per collegare i punti di cattura della CO₂ agli impianti di stoccaggio e per supportare la futura produzione e distribuzione dell'idrogeno. La trasformazione della rete, già a partire dal 2030, potrà guidare la transizione energetica, favorendo l'integrazione dei nuovi vettori e il raggiungimento degli obiettivi climatici.



1.2.2. Obiettivi del Piano Decennale

Il Piano decennale delinea uno sviluppo della rete di trasporto del gas funzionale alla transizione energetica, abilitando l'integrazione di nuovi vettori e il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Ogni intervento è classificato secondo i principali driver di sviluppo, in coerenza con quanto previsto dall'Allegato A della Delibera ARERA 170/2025/R/gas:

- **Sicurezza dell'approvvigionamento:** rafforzare la rete attraverso interventi che permettano di gestire differenti configurazioni di approvvigionamento e di domanda, in modo da:
 - Garantire la copertura dei consumi in ogni configurazione di esercizio e/o di supply.
 - Risolvere le congestioni mediante interventi finalizzati a rimuovere eventuali limiti infrastrutturali che non consentirebbero di massimizzare i potenziali di fornitura e/o di soddisfare la domanda.
- **Integrazione del mercato:** Integrare il mercato grazie a interventi che consentano di migliorarne il funzionamento e di diminuire il costo della bolletta energetica per i consumatori (mediante la creazione di nuova capacità di trasporto) nonché di garantire il rispetto degli accordi internazionali per il collegamento del mercato nazionale con quello di altri paesi. Un'importante categoria di interventi riguarda quelli volti a favorire l'integrazione fra sistemi energetici (e.g. tra sistema elettrico e sistema gas, c.d. Sector coupling).
- **Concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento:** Favorire concorrenza, competizione e liquidità del mercato, con interventi che incrementino la diversificazione e la competizione degli approvvigionamenti, anche mediante la possibilità di integrare nuove fonti sia tradizionali che riferite ai green gases.
- **Metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda:** Metanizzare aree non servite e soddisfare nuova domanda, con interventi che rendano fruibile il gas (ivi inclusi i green gases) nei territori non ancora raggiunti dalla rete di trasporto e/o funzionali a soddisfare l'incremento dei consumi in settori tradizionali e/o nuovi.
- **Esercizio in sicurezza della rete:** mantenere e/o possibilmente ridurre il livello di rischio complessivo delle infrastrutture esistenti in modo da assicurare ai consumatori finali un servizio sicuro di approvvigionamento energetico. In particolare:
 - Rafforzare la resilienza del sistema mediante interventi che permettano di fronteggiare eventi estremi e non prevedibili.
 - Favorire la continuità della fornitura con interventi che permettano di garantire la copertura dei consumi in ogni condizione di esercizio.
- **Sostenibilità ambientale:** adottare tecnologie sempre più low carbon ed efficienti che consentano di ridurre l'impatto ambientale e supportare il processo di decarbonizzazione anche promuovendo il fuel switching. In particolare:
 - Ridurre le emissioni di gas ad effetto serra e di gas inquinanti con interventi che permettano di limitare quanto più possibile gli impatti dell'attività di trasporto del gas.
 - Integrare le FER elettriche e green gases mediante interventi che ne possano facilitare e favorire l'accoglimento nei sistemi di trasporto.
 - Incrementare l'efficienza energetica con interventi volti a ottimizzare i consumi e ad aumentare i rendimenti degli impianti funzionali all'attività.
- **Qualità del servizio:** promuovere la qualità del servizio erogato con interventi che rispondano quanto più possibile alle esigenze degli utenti della rete e degli altri stakeholder rafforzando al contempo gli standard di sicurezza.

1.2.3. Criteri di definizione del Piano Decennale

Gli obiettivi descritti nel paragrafo precedente vengono perseguiti seguendo tre principi fondamentali alla base della programmazione infrastrutturale della rete di trasporto.

Creazione di valore sostenibile per gli stakeholder del sistema

Le linee guida per la definizione degli interventi, e gli interventi stessi, hanno la finalità di creare valore attraverso investimenti a supporto del sistema infrastrutturale e di supportare le politiche energetiche ed economiche del paese per un periodo che travalica l'arco temporale del piano, considerandone l'evoluzione anche oltre il 2040.

Efficienza industriale e finanziaria

Gli interventi descritti nel piano decennale sono definiti in base a criteri di elevata efficienza industriale e finanziaria. Il perseguimento di tali criteri avviene mediante una fase preliminare di definizione degli interventi, in cui sono valutate diverse alternative in grado di ottimizzare sia l'aspetto funzionale e di esercizio della rete, che l'aspetto economico, anche in considerazione delle possibili evoluzioni del sistema energetico. Questo esercizio risulta particolarmente importante nel contesto attuale, in cui è richiesta un'analisi approfondita delle infrastrutture non solo rispetto al loro utilizzo attuale ma anche in relazione agli utilizzi futuri, al fine di supportare il raggiungimento degli obiettivi a lungo termine del paese, ivi compresi quelli di decarbonizzazione.

Coerenza e conformità con il quadro legislativo e regolatorio

Le decisioni alla base del Piano decennale di sviluppo della rete sono sviluppate in conformità al quadro legislativo europeo e nazionale e al quadro regolatorio definito da ARERA e descritto nei paragrafi precedenti. In particolare, il Piano viene predisposto:

- in coerenza con quanto richiesto dalla disciplina europea per quanto concerne gli sviluppi specifici di capacità di trasporto nei punti di interconnessione tra stati Membri (e.g. capacità bidirezionali previste dal Regolamento (CE) n. 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 e dal Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93);
- in coerenza con il framework europeo, con particolare riferimento al Piano decennale di ENTSG (TYNDP) e ai Progetti di Interesse Comune (PIC);
- in coerenza con gli scenari di riferimento redatti in coordinamento tra l'impresa maggiore di trasporto e il gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica, nonché in coerenza con altri scenari sviluppati sia in ambito nazionale sia europeo;
- in coordinamento con i soggetti terzi interessati all'elaborazione del Piano stesso;
- sulla base delle richieste pervenute dai clienti della rete di trasporto, i.e. richieste di allacciamento di nuovi punti di consegna/riconsegna, esiti di eventuali procedure di Capacità Incrementale/Open Season nonché richieste specifiche raccolte durante gli incontri di coordinamento con gli operatori infrastrutturali nazionali ed esteri.

La legge 214/23 ha modificato il decreto legislativo 93/11 prevedendo che sia l'impresa maggiore di trasporto, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete, a trasmettere all'Autorità e al Ministero un unico piano decennale di sviluppo dell'intera rete di trasporto gas, in luogo dei piani di sviluppo di ciascun gestore, come precedentemente previsto. Con Delibera 170/2025/R/gas, l'Autorità ha attribuito all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità di individuare i fabbisogni infrastrutturali per quanto riguarda le necessità a livello di sistema complessivo, mentre ha confermato in capo ai singoli gestori la responsabilità di individuare i fabbisogni infrastrutturali con riferimento ai fabbisogni localizzati sulle proprie reti attribuendo all'impresa maggiore di trasporto il ruolo di esaminare gli interventi degli altri gestori, segnalare eventuali interventi aggiuntivi che si rendono necessari, e indicare eventuali sovrapposizioni o incoerenze tra gli interventi proposti.

1.2.4. Processo di elaborazione del Piano Decennale

Il processo di elaborazione del Piano Unico Decennale di Sviluppo della rete del trasporto gas prevede le seguenti fasi.

Fase I - Definizione delle linee guida e degli interventi

Il processo di definizione dei fabbisogni inizia con una fase preliminare che si svolge negli anni pari (ai sensi della normativa vigente) in cui Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto elabora in coordinamento con l'operatore della trasmissione elettrica gli scenari previsionali di domanda e offerta di medio e lungo termine, che vengono raccolti nel documento di descrizione degli scenari previsionali di domanda e offerta di medio e lungo termine elaborato ai sensi della deliberazione 392/2024/R/COM.

Ogni gestore di rete di trasporto, sulla base dello studio dei fabbisogni specifici della propria rete e delle informazioni contenute negli scenari di domanda e offerta, identifica e definisce i singoli interventi da inserire nel piano decennale.

In questa fase l'impresa maggiore di trasporto raccoglie anche le informazioni sui progetti di promotori terzi mediante pubblicazione sul proprio sito di specifici questionari e pubblica il documento sui criteri applicativi per l'analisi costi-benefici, che include l'aggiornamento dei relativi parametri entro il 30 settembre di ciascun anno pari (da Deliberazione 170/2025/R/gas per la redazione del Piano 2025-2034, la pubblicazione del documento sui criteri applicativi per l'analisi costi benefici è avvenuta entro il 15 giugno).

Fase II - Definizione e stesura del Piano Decennale

La normativa in vigore prevede che la predisposizione del Piano unico decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas venga effettuata da Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto. In particolare:

- Gli operatori inviano le informazioni di loro competenza per la compilazione del Piano Decennale entro il 31 ottobre degli anni pari nella situazione a regime (per la predisposizione del Piano 2025-2034, entro il 15 luglio 2025), secondo i format precedentemente messi a disposizione da Snam Rete Gas e debitamente condivisi con l'Autorità e con gli operatori terzi interessati all'elaborazione del Piano. Nei format vengono indicati i dati descrittivi della rete di competenza di ogni operatore, le criticità presenti sulla rete, oltre a tutte le informazioni di dettaglio sugli interventi proposti rilevanti ai fini dell'analisi economica dei costi e dei benefici. Le informazioni, le valutazioni e le assunzioni degli altri operatori di trasporto sono riportate nel presente Piano così come ricevute eccetto i contenuti che Snam Rete Gas elabora, sulla base di proprie valutazioni, all'interno del documento di coordinamento.

- Snam Rete Gas analizza le proposte di intervento ricevute e si coordina ove necessario con i singoli operatori, valutando eventuali sovrapposizioni o duplicazioni.
- Snam Rete Gas elabora l'analisi dei costi e dei benefici per tutti gli interventi proposti a Piano secondo i criteri definiti dalla normativa in vigore ed esplicitati all'interno del Piano stesso, redigendo il documento di Piano completo di tutti gli allegati.
- Il Piano viene inviato all'Autorità e al Ministero Ambiente e Sicurezza Energetica in quanto autorità competenti in materia entro il 28 febbraio degli anni dispari nella situazione a regime (ai sensi della Del. 170/2025/R/gas, in deroga al termine sopra indicato il Piano 2025-2034 dovrà essere trasmesso entro il 15 ottobre 2025).

Fase III - Definizione e stesura del Piano Decennale

L'Autorità, ricevuto il Piano, lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete/infrastrutture effettivi o potenziali secondo modalità aperte e trasparenti ai sensi di quanto previsto dall'articolo 16 del D.Lgs. 93 dell'11 giugno 2011 e s.m.i. e dalla Delibera 170/2025/R/GAS. Le osservazioni pervenute vengono trasmesse tempestivamente dall'Autorità alle imprese di trasporto.

Durante la fase di consultazione sono organizzate, ove ritenuto opportuno, una o più sessioni pubbliche di presentazione del Piano, finalizzate a offrire chiarimenti e informazioni aggiuntive ai soggetti interessati. Tali sessioni sono organizzate, su iniziativa dell'Autorità, dall'impresa maggiore di trasporto, in coordinamento con le altre imprese di trasporto.

Entro 60 giorni dalla trasmissione delle osservazioni pervenute, l'impresa maggiore di trasporto predispone e trasmette all'Autorità un documento di controdeduzioni a tali osservazioni. A tali fini, l'impresa maggiore di trasporto può richiedere informazioni alle altre imprese di trasporto. L'Autorità provvederà a pubblicare sul proprio sito internet, il documento di controdeduzioni e le osservazioni pervenute.

All'Autorità spetta infine il compito di verificare che il Piano contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e risulti coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP), completando la valutazione del Piano di norma entro il 31 dicembre di ogni anno dispari.

1.3. Coordinamento fra i gestori della rete di trasporto del gas italiana

Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, è il soggetto responsabile del coordinamento degli operatori italiani di trasporto gas per la redazione del Piano.

A tal fine Snam Rete Gas predispose la documentazione necessaria per la raccolta delle informazioni necessarie per la redazione del Piano e organizza diversi incontri in plenaria con gli altri operatori di trasporto, in cui viene data evidenza delle principali linee di intervento individuate sulla rete di trasporto nazionale e vengono illustrate le modalità di comunicazione delle informazioni inerenti i fabbisogni infrastrutturali e gli interventi da inserire nel Piano.

Vengono inoltre pianificati incontri bilaterali fra Snam Rete Gas e i singoli operatori per approfondire eventuali aspetti tecnici e garantire la condivisione delle informazioni alla base degli interventi da inserire nel Piano.

Il Piano infine è corredato dal “*Documento di coordinamento tra imprese di trasporto*” che descrive le eventuali sovrapposizioni fra i vari interventi e le opere che si rendono necessarie sulla rete di trasporto di Snam Rete Gas a seguito della realizzazione degli interventi degli altri operatori. E’ inoltre fornita evidenza degli eventuali interventi (ulteriori rispetto a quelli contenuti nel Piano) che si renderebbero necessari sulla rete ai fini della realizzazione degli interventi.



1.4. Stakeholders engagement

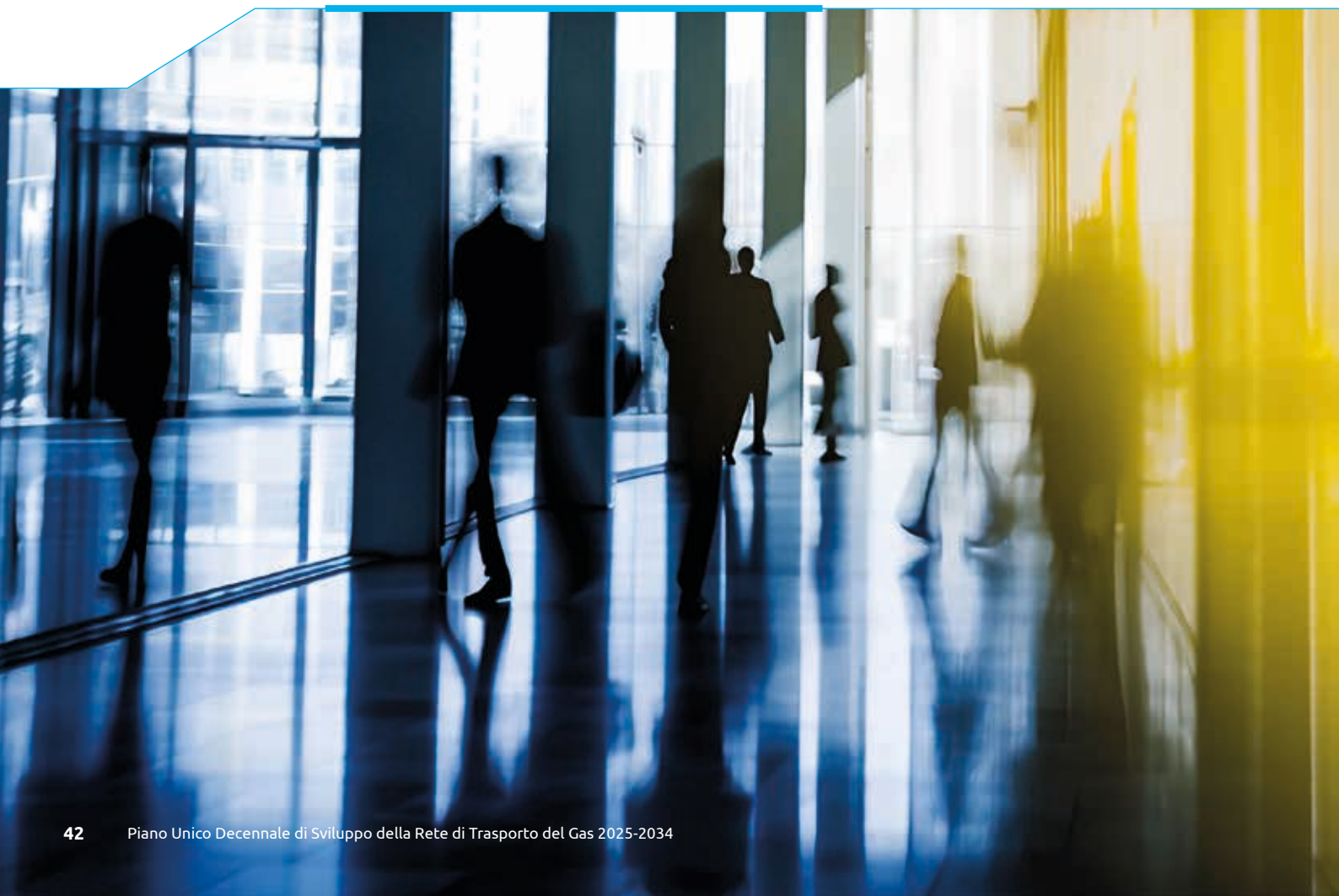
Il confronto tra gli operatori di rete e tutti i potenziali portatori di interesse rappresenta un elemento fondamentale per garantire che gli sviluppi infrastrutturali pianificati seguano un percorso trasparente e rispettoso degli interessi collettivi.

Lo sviluppo di un piano decennale coordinato tra tutti gli operatori del trasporto di gas naturale, insieme al contestuale allineamento con gli altri gestori delle infrastrutture del sistema gas e alla successiva fase di consultazione, rappresenta un'importante occasione di confronto tra operatori di sistema e di mercato. Questo processo mira a garantire l'inclusione di tutti gli interlocutori interessati e a instaurare un dialogo continuo e trasparente. Il contesto internazionale, che ha riportato al centro del dibattito pubblico le esigenze legate alla sicurezza energetica e all'integrazione dei mercati, unitamente alla crescente attenzione verso i temi della transizione energetica, rendono il coinvolgimento e il dialogo con gli stakeholder ancora più necessario e significativo.

Tale attività si affianca al costante dialogo che Snam Rete Gas e gli altri operatori infrastrutturali intrattengono con gli attori istituzionali di riferimento - dai Ministeri alle Regioni, fino alle singole amministrazioni comunali - con l'obiettivo di illustrare lo sviluppo della rete e dei progetti in corso, promuovendo il pieno coinvolgimento dei principali stakeholder.

Negli ultimi anni, l'engagement degli stakeholder del sistema infrastrutturale del gas naturale si è rivelato determinante per una condivisione trasparente degli obiettivi di sviluppo del settore. In particolare, a seguito dei cambiamenti del contesto geopolitico - in primis il conflitto russo-ucraino e quello nel medio oriente - le attività di coinvolgimento si sono concentrate sul contributo alla sicurezza energetica, con l'obiettivo di condividere strategie, obiettivi e iniziative.

Il focus dell'attività di stakeholder engagement si è quindi orientato sulla valorizzazione del ruolo strategico delle infrastrutture e di progetti chiave come i rigassificatori di Piombino e Ravenna e il gasdotto Linea Adriatica. Parallelamente, è stato fondamentale il contributo del settore alle iniziative a supporto dello sviluppo dei gas verdi (idrogeno e biometano) e delle nuove tecnologie per la decarbonizzazione, in particolare la Carbon Capture and Storage (CCS).



1.4.1. Coordinamento con operatori infrastrutturali

L'attività di coordinamento con i gestori delle infrastrutture poste a monte o a valle della rete di trasporto italiana è funzionale a conseguire la completezza del Piano e l'assenza di sovrapposizioni o ritardi nell'ottenimento dei benefici attesi dagli interventi.

Tale coordinamento è disciplinato dai regolamenti e dalle procedure previste in ambito europeo e nazionale ed è favorito dal processo di raccolta delle informazioni nell'ambito del processo di redazione del piano decennale. Gli esiti di tale attività di coordinamento fra gli operatori di rete e i gestori delle infrastrutture di monte o di valle sono descritti nel capitolo 4 del presente Piano.

Coordinamento con operatori infrastrutturali

Snam Rete Gas raccoglie le informazioni relative alle infrastrutture - esistenti o in fase di ideazione o sviluppo - di trasporto, stoccaggio e rigassificazione interconnesse con la rete di infrastrutture, per verificare la necessità di mettere a disposizione capacità incrementali di trasporto in entrata e/o in uscita e pianificare eventuali interventi di sviluppo.

La raccolta avviene mediante gli opportuni moduli pubblicati sul sito web di Snam e nel corso di incontri di coordinamento o approfondimento organizzati da Snam Rete Gas nell'ambito del processo di elaborazione del Piano.

L'esito della raccolta e gli eventuali impatti sul sistema gas derivanti dalle esigenze delle infrastrutture interconnesse sono descritti nel capitolo 4 del presente Piano, unitamente ad una prima descrizione degli interventi che si rendono necessari sulla rete di trasporto gas italiana.

Coordinamento con i gestori delle reti di trasporto gas in UE

Il Regolamento UE 2017/459, che istituisce un codice di rete relativo ai meccanismi di assegnazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas ("Codice CAM"), prevede all'articolo 6 che gli operatori interconnessi condividano un metodo per allineare le capacità relative allo stesso punto di interconnessione. Il metodo deve garantire un'analisi approfondita delle capacità tecniche, al fine di massimizzare la capacità offerta sul punto. Snam Rete Gas e gli operatori europei interconnessi hanno definito una metodologia che prevede, tra l'altro, l'obbligo di scambiarsi le informazioni relativamente alle future evoluzioni della capacità sui punti di interconnessione coinvolti da progetti di sviluppo, con particolare riferimento a quanto previsto all'interno del Piano decennale di sviluppo della rete a livello Europeo.

Con frequenza annuale vengono organizzate riunioni di coordinamento ed eventualmente scambi documentali, contestualmente al processo di definizione delle capacità di trasporto.

Il regolamento UE 2017/459 prevede inoltre che ogni anno dispari si raccolgano dal mercato, a valle delle aste annuali di capacità, le richieste di capacità incrementali che possono essere presentate dai soggetti interessati sui punti di entrata o di uscita esistenti o di prossima realizzazione. Tale processo favorisce la collaborazione fra gli operatori di trasporto che devono sviluppare le proposte di capacità e lo sviluppo coordinato dei progetti eventualmente necessari per soddisfare le richieste capacità incrementali.

Coordinamento con gestori di reti di trasporto gas non UE

Per quanto riguarda i punti di interconnessione fra la rete di trasporto italiana e le reti di Paesi non facenti parte dell'Unione Europea, il coordinamento è garantito da riunioni periodiche che Snam Rete Gas organizza con continuità anche per lo scambio di informazioni tecnico/operative lungo la catena di trasporto (e.g., Ucraina-Slovacchia-Austria o Algeria-Tunisia).

In particolare, per quanto riguarda i punti di Mazara del Vallo e Gela, ossia le principali interconnessioni della rete nazionale con Paesi non UE, il coordinamento è garantito da quanto previsto dagli "Interconnection Point Agreement" stipulati fra Snam Rete Gas e i gestori delle reti interconnesse.

Piano decennale ENTSG (TYNDP) e Progetti di Interesse Comune (PCI)

Ogni anno pari, ENTSG coordina la redazione del piano di sviluppo della rete del gas europea raccogliendo le informazioni necessarie dagli operatori e assicura lo svolgimento di incontri di coordinamento con i gestori delle infrastrutture interconnesse prima dell'inserimento dei progetti nel Ten Year Network Development Plan (TYNDP). L'inserimento di un progetto all'interno del TYNDP è condizione necessaria per poterlo candidare come Project of Common Interest (PCI), in quanto tale selezione viene effettuata dalla Commissione Europea ogni anno dispari sulla base di metodologie definite che consolidano le analisi dei costi e dei benefici elaborate da ENTSG.

Nel corso del processo di elaborazione del TYNDP i progetti sono suddivisi e assegnati a gruppi di lavoro funzionali, all'interno dei quali vengono svolte attività di coordinamento con il fine di presentare sviluppi coerenti e concertati fra i vari promotori presenti sullo stesso corridoio.

Procedure di allacciamento/incremento delle capacità

La normativa nazionale e i codici di rete sviluppati da ogni operatore disciplinano le modalità con cui gli utilizzatori della rete di trasporto possono richiedere nuova capacità e/o nuovi allacciamenti.

In particolare, per le capacità di importazione ed esportazione, il Regolamento (UE) 2017/459 (CAM NC) al Capo V descrive il processo con il quale gli utenti della rete possono esprimere richieste di capacità incrementale sui punti di entrata ed uscita dalla rete nazionale di trasporto italiana interconnessi con metanodotti, esistenti o di nuova realizzazione, di altri Paesi facenti parte dell'Unione Europea.

Per quanto riguarda tutti gli altri punti di importazione ed esportazione, ivi compresi i punti di entrata interconnessi a impianti di rigassificazione, vale invece la delibera 245/2019/R/Gas.

Le procedure sopra descritte disciplinano le modalità di interazione e coordinamento fra gli operatori di trasporto e i promotori delle iniziative di trasporto o rigassificazione, mentre il coordinamento con gli operatori di altre infrastrutture, quali ad esempio di stoccaggio e distribuzione, avviene attraverso il processo di allacciamento descritto nei codici di rete degli operatori di trasporto.

Coordinamento con Imprese di distribuzione e/o stazioni appaltanti

La pianificazione degli interventi di sviluppo in aree di nuova metanizzazione presuppone la raccolta di informazioni rilevanti ai fini della elaborazione delle analisi costi benefici, la definizione degli indicatori di costo specifico e capacità lineare e in generale richiede un'attività di coordinamento con le imprese di distribuzione e/o le stazioni appaltanti, che avviene tramite incontri dedicati e scambi formalizzati di informazioni.

1.4.2. Coordinamento con le Istituzioni e gli Enti

Istituzioni Europee

Snam Rete Gas partecipa attivamente alle attività previste a livello europeo riguardo alla pianificazione comunitaria delle reti di trasporto gas. In particolare, Snam Rete Gas garantisce il proprio contributo in tutte le fasi di elaborazione del TYNDP di ENTSOG e partecipare ai Gruppi Regionali di riferimento nell'ambito del processo di selezione dei progetti di interesse comune. Infine, Snam Rete Gas e gli altri operatori di trasporto hanno la possibilità di partecipare attivamente alle attività propedeutiche alla definizione e aggiornamento dei regolamenti europei.

ARERA

Gli operatori di trasporto gas e in particolare Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, mantengono un dialogo continuo con l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), organizzano incontri e tavoli tecnici, rispondono a documenti di consultazione e proposte, raccolgono dati e assicurano il monitoraggio continuo del proprio operato nel rispetto delle direttive emanate dall'Autorità stessa. Con particolare riferimento all'attività di predisposizione del Piano, Snam Rete Gas coordina le attività relative alla consultazione prevista dalla delibera 170/2025/R/gas in relazione al webinar di presentazione del Piano, alla predisposizione dei documenti ad esito della consultazione stessa nonché a fornire i necessari chiarimenti all'Autorità sui contenuti e le assunzioni del documento di Piano.

MASE

Analogo coordinamento continuo è in atto con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), autorità competente in materia di sicurezza delle forniture ai sensi del regolamento EU 2017/1938. In tale ambito Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, fornisce il proprio supporto al Ministero per quanto concerne le valutazioni in tema di sicurezza degli approvvigionamenti per quanto di competenza e partecipa attivamente ai tavoli di lavoro istituiti presso il MASE in relazione a tematiche specifiche (e.g. sviluppo della filiera CCUS, idrogeno).

Enti locali

I rapporti e le interazioni degli operatori di trasporto gas con le amministrazioni statali, regionali e locali sono costanti e frequenti, al fine di soddisfare le richieste di informazioni relative ai progetti e/o alle proprie attività, dare corso ai necessari iter autorizzativi per la realizzazione degli interventi pianificati e favorirne l'accettabilità sul territorio, in un contesto di grande trasparenza e rispetto di ruoli e responsabilità.

1.4.3. Attività di customer care

Snam Rete Gas e gli altri operatori promuovono, con frequenza almeno annuale, incontri dedicati ai propri clienti (i.e. "shipper" o "trader"), in cui vengono approfondite tematiche legate ai processi commerciali e ai conseguenti impatti sulla gestione operativa della rete di trasporto.

Gli incontri con i clienti costituiscono importanti momenti di confronto sulle esigenze degli utilizzatori e dei gestori della rete di trasporto, consentendo di accrescere la conoscenza delle reciproche e talvolta complesse tematiche commerciali e gestionali e accrescere la qualità del servizio offerto.

Negli ultimi anni Snam ha organizzato con regolarità workshop commerciali ed altri eventi su tematiche specifiche utilizzati come occasione di confronto con gli Utenti della rete di trasporto.

02

SISTEMA INFRASTRUTTURALE GAS

SISTEMA INFRASTRUTTURALE GAS

2.1. Contesto Europeo

2.1.1 Le infrastrutture gas europee

La rete europea del gas è un'infrastruttura altamente interconnessa in grado di garantire una capacità di importazione di circa 700 BSmc/a di gas naturale, tramite una rete di gasdotti internazionali interconnessi con la Norvegia, la Russia, l'Algeria, la Libia e l'Azerbaijan, e numerosi impianti di ricezione e rigassificazione di GNL in cui approdano le navi metaniere provenienti dai principali Paesi produttori, tra cui Algeria, Nigeria, Qatar e Stati Uniti.

La rete del gas europea è costituita da circa 220.000 chilometri di gasdotti⁶ e dispone di 9.500 MW di potenza installata nelle centrali di compressione del gas, che assicurano le capacità di interconnessione necessarie per la copertura del mercato europeo e per garantire adeguati livelli di flessibilità e di diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento.

L'alto livello di interconnessione della rete gasdotti e l'elevata capacità di stoccaggio costituiscono i principali vantaggi competitivi del sistema gas Europeo rispetto ad altri sistemi, maggiormente dipendenti da un'unica fonte di approvvigionamento come il Far East, la cui domanda soprattutto nei mesi invernali ha costituito il principale driver di prezzo sul mercato spot del GNL in Europa negli ultimi anni.

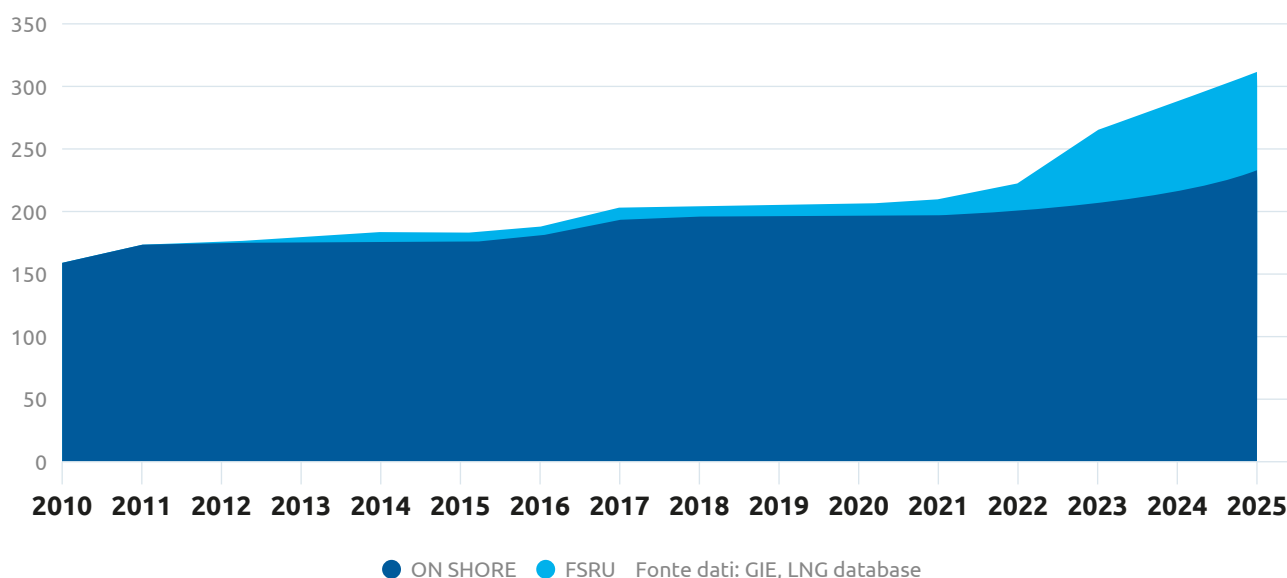
Un'importante fonte di diversificazione per l'Europa è garantita dalle infrastrutture per la rigassificazione del GNL. Dal primo terminale di rigassificazione europeo di Barcellona, realizzato nel 1969 e tutt'oggi operativo con una capacità di rigassificazione di circa 17 BSmc/a, l'Europa ha ampliato la propria rete di terminali GNL, con l'obiettivo di soddisfare la crescita della domanda e aumentando al contempo la flessibilità del sistema energetico. La comparsa dei primi terminali FSRU, con i terminali FSRU OLT di Livorno e di Klaipeda (Lituania), è avvenuta nel decennio 2010-2019, trovando ulteriore slancio più di recente, a seguito della crisi Russo-Ucraina, con l'entrata in esercizio di diverse FSRU in particolare in Germania e Italia.

Attualmente, in Europa (inclusa UK), sono operativi 49 terminali GNL per una capacità complessiva di rigassificazione di circa 310 BSmc/a, che per il 75% è relativa a impianti onshore e il 25% fornita da impianti offshore. Tale capacità potrà incrementare fino a ca. 350 BSmc/a entro i prossimi tre anni, con il completamento di nuovi progetti in fase di realizzazione.

6 Source: Global Energy Monitor.

Nel seguente grafico si osserva l'aumento della capacità di rigassificazione in EU nell'orizzonte temporale 2010-2025.

Figura 1: Capacità di rigassificazione [BSmc/anno]



Il sistema gas Europeo dispone inoltre di un sistema di stoccaggio gas ben sviluppato, con 179 siti di stoccaggio, prevalentemente sotterranei, per una capacità complessiva di circa 141 BSmc di gas naturale (1.495 TWh). Il sistema di stoccaggio Europeo è in grado di accumulare il gas naturale, tipicamente nei mesi primaverili, estivi e autunnali, con una capacità di iniezione massima giornaliera di circa 1.357 MSmc (14,4 TWh/g), e di restituirlo nei mesi invernali con una capacità massima di erogazione giornaliera pari a circa 2.067 MSmc, (22 TWh)⁷. Questi valori includono l'Ucraina, i cui volumi di stoccaggio sono pari a circa 30 BSmc (320 TWh), con una capacità di iniezione di circa 210 MSmc/g (2,2 TWh/g) e di erogazione di circa 142 MSmc/g (1,5 TWh/g).

Le infrastrutture europee del gas sono state progressivamente sviluppate nel corso degli anni per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, promuovere l'integrazione dei mercati e lo sviluppo della concorrenza oltre che della sostenibilità ambientale, anche a seguito del recepimento del regolamento EU 347/2013 ("prime linee guida TEN-E") sugli orientamenti per lo sviluppo tempestivo e l'interoperabilità delle aree e dei corridoi prioritari dell'infrastruttura energetica europea.

Lo sviluppo di una infrastruttura altamente interconnessa, composta da gasdotti e da impianti di rigassificazione del GNL e di stoccaggio e in grado di garantire elevate capacità di importazione, trasporto e stoccaggio del gas naturale, ha permesso al sistema energetico europeo di far fronte alle discontinuità che hanno caratterizzato il mercato energetico, in particolare negli ultimi anni.

Gli eventi verificatisi nel 2022 a seguito del conflitto fra Russia e Ucraina, che hanno determinato la progressiva diminuzione delle importazioni di gas della Russia fino al loro quasi completo annullamento, hanno riportato i temi della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'indipendenza energetica al centro delle agende politiche e delle strategie di sviluppo infrastrutturale. L'attenzione a questi temi è destinata a crescere nel prossimo futuro se si considera il ruolo fondamentale che svolgerà il gas naturale nel contesto della transizione energetica, come fonte di energia complementare alle energie rinnovabili, per supportare l'integrazione delle infrastrutture e soddisfare la domanda di energia dei paesi dell'Unione.

⁷ I dati comprendono anche i valori di UK per una capacità di stoccaggio complessiva di circa 32 TWh, con una capacità di iniezione massima giornaliera di circa 471 GWh/g, di restituire il gas naturale accumulato nei mesi invernali con una capacità massima di erogazione giornaliera pari a circa 490 GWh/g.

Uno dei pilastri su cui si basa la strategia europea per conseguire l'indipendenza energetica dalla Russia e aumentare la resilienza del sistema energetico è il programma REPower EU⁸, che ha affrontato il tema del fabbisogno infrastrutturale di gas a livello europeo con l'intento di superarne le limitazioni. L'analisi confluita nel Repower EU ha evidenziato che, una volta conclusi i progetti d'interesse comune (PIC) del quinto elenco (tra i quali è incluso il progetto Linea Adriatica, in fase di realizzazione), sarà necessario soddisfare il fabbisogno regionale supplementare di infrastrutture e interconnessioni, al fine di compensare l'equivalente delle importazioni russe venute a mancare. In particolare, viene enfatizzato il ruolo delle FSRU, che "possono ridurre significativamente la dipendenza dal gas russo nel breve periodo", rafforzando il ruolo e la strategicità del corridoio meridionale di cui il sistema di trasporto italiano è componente essenziale.

In questo contesto va interpretato il recente sviluppo di nuova capacità di importazione di GNL, che oltre ai terminali entrati in esercizio nel 2022 e nel 2023 (5 nuove FSRU, 1 nuovo terminale onshore⁹ e l'espansione di 3 terminali esistenti), include l'espansione di un terminale onshore in Belgio e l'entrata in esercizio di 4 nuovi terminali FSRU nel 2024 e nella prima metà del 2025, portando un incremento della capacità europea di importazione di GNL fino agli attuali 820 MSmc/g¹⁰. Ulteriori 4 terminali (2 FSRU e 2 nuovi terminali on-shore) sono attualmente in fase di realizzazione, per un ulteriore incremento di capacità di importazione di GNL di 85 MSmc/g¹¹.

La capacità di trasporto, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale nonché l'elevata interconnessione della rete di gasdotti europei costituiscono elementi chiave anche nel contesto della transizione energetica, garantendo la disponibilità del gas naturale al fianco delle fonti rinnovabili non programmabili e assicurando adeguata capacità di produzione termoelettrica programmabile a gas sul territorio, a presidio della sicurezza e della continuità delle forniture elettriche.

2.1.2. Priorità europee e progetti di interesse comune (PIC)

Il Regolamento (UE) 2022/869 ("nuove linee guida TEN-E") del 30 maggio 2022¹² descrive le linee guida in materia di infrastrutture energetiche transeuropee, con lo scopo di facilitare lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti dell'energia tra Stati membri e permettere il raggiungimento degli obiettivi europei di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti.

Riconsiderando le infrastrutture energetiche prioritarie alla luce dei nuovi obiettivi di politica climatica ed energetica ("Green Deal europeo") e valutando le infrastrutture del gas naturale esistenti come adeguatamente interconnesse e resilienti, il nuovo Regolamento, oltre a confermare la categoria CO₂ estendendola anche agli impianti associati agli stoccaggi, introduce nuove categorie infrastrutturali, quali:

- infrastrutture idrogeno (reti, stoccaggi e impianti di ricezione);
- elettrolizzatori con funzione attinente alla rete ("network-related function");
- reti del gas intelligenti ("Smart gas grids", volte a facilitare l'integrazione nella rete del gas prevalentemente di biometano e idrogeno).

Anche corridoi e aree tematiche prioritari sono stati aggiornati in ragione della revisione delle categorie di infrastrutture ammissibili.

Per progetti del gas naturale sufficientemente maturi, le nuove TEN-E prevedono all'art. 32.3 la possibilità di mantenere il titolo di PIC - per ulteriori 4 anni dalla data di entrata in vigore del Regolamento e solo per progetti già inseriti nel quinto elenco PIC - in relazione a specifici diritti e obblighi (inclusi nel Capo III del Regolamento e prevalentemente riferiti al rilascio delle autorizzazioni). L'art. 24 del Regolamento prevede inoltre una deroga per i progetti gas di interconnessione con Paesi Membri non ancora interconnessi alla rete transeuropea, quali Malta e Cipro.

⁸ COM (2022) 108 REPowerEU e COM (2022) 230 Piano d'azione REPowerEU.

⁹ L'unico impianto on shore avviato è Brunsbüttel LNG terminal in Germania a cui si aggiunge l'avvio del terminale El Musel in Spagna già conteggiato in quelli esistenti (completato nel 2012).

¹⁰ Elaborazione dati da ALSI Platform, GLE database e Report MBS "LNG and Natural Gas Market Outlook"; ottobre 2023.

¹¹ Report MBS "LNG and Natural Gas Market Outlook"; ottobre 2023, Annex A e Annex C1 TYNDP 2022 ENTSG.

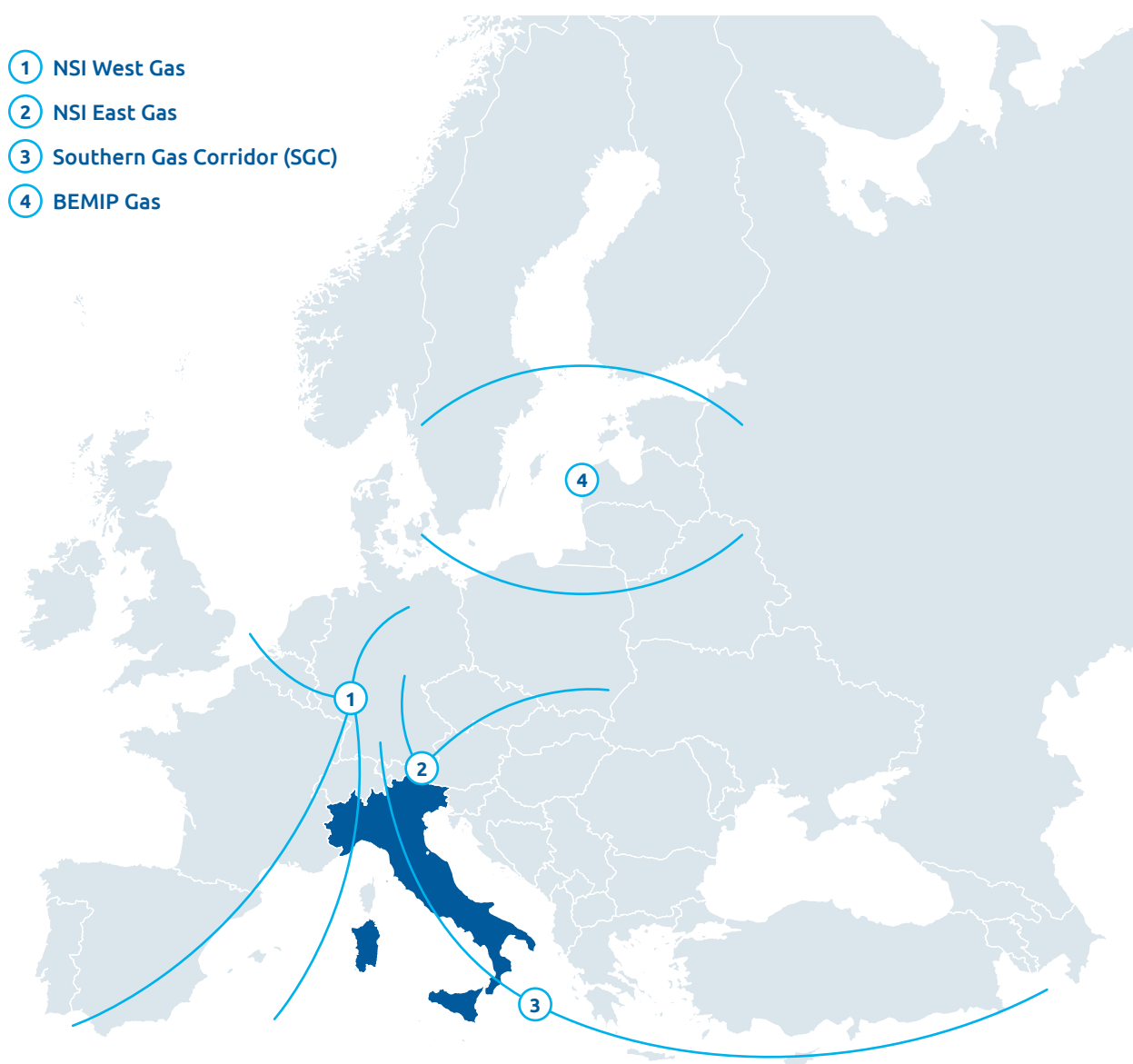
¹² Sostituisce il Regolamento 2013/347/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013.

Ai fini dell'identificazione dei PIC, si riporta nel seguito un confronto tra corridoi ad alta priorità per il gas naturale (prime TEN-E) e quelli ridefiniti come validi per idrogeno ed elettrolizzatori, come ridefiniti dalle nuove TEN-E.

Il Regolamento 2013/347 prevedeva quattro corridoi gas prioritari (con coinvolgimento dell'Italia nei primi tre):

1. Interconnessione Sud-Nord in Europa Occidentale ("NSI West Gas")
2. Interconnessione Sud-Nord in Europa centro-orientale e sud-orientale ("NSI East Gas")
3. Corridoio Sud ("Southern Gas Corridor - SGC")
4. Piano di interconnessione del mercato energetico del Baltico ("BEMIP Gas")

Figura 2: Corridoi gas prioritari

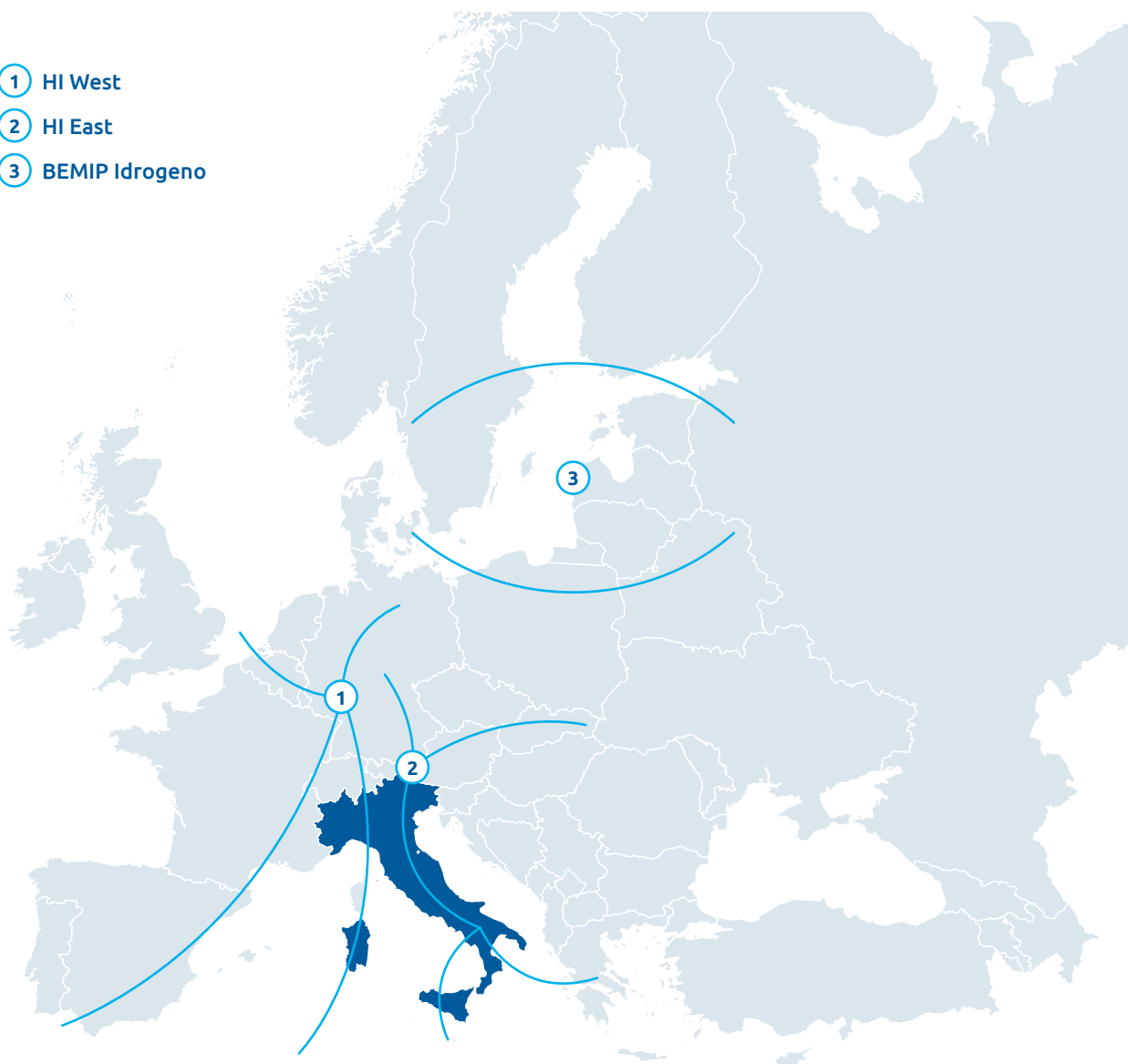


Il Regolamento 2022/869 individua tre corridoi prioritari per idrogeno ed elettrolizzatori (con coinvolgimento dell'Italia nei primi due):

1. Interconnessioni nell'Europa Occidentale ("HI WEST")
2. Interconnessione nell'Europa centro-orientale e sud-orientale ("HI EAST")
3. Piano di interconnessione del mercato energetico Baltico ("BEMIP idrogeno")

Figura 3: Corridoi idrogeno prioritari

- ① HI West
- ② HI East
- ③ BEMIP Idrogeno



I progetti individuati come Progetti di Interesse Comune (PIC) sono quelli in grado di offrire benefici significativi ad almeno due Stati membri, assegnando un ruolo più centrale alla dimensione della sostenibilità - criterio necessariamente richiesto a ciascun progetto - e ridefinendo come benefici accessori i criteri dell'integrazione dei mercati, del rafforzamento della concorrenza e della sicurezza degli approvvigionamenti.

I PIC godono di uno «status di priorità» a livello nazionale, grazie al quale possono beneficiare di iter autorizzativi più rapidi e di un trattamento regolatorio incentivante, oltre che godere della possibilità di accedere a finanziamenti europei.

Il 19 novembre 2021 la Commissione Europea ha adottato la quinta lista PIC, che contiene 98 progetti, di cui 20 riferiti al settore del gas naturale, tra i quali figurano per l'Italia il progetto "Potenziamento delle capacità di trasporto interno Sud-Nord in Italia (Linea Adriatica) e delle capacità di trasporto in Puglia (gasdotto Matagiola-Massafra)" (PIC n° 7.3.4), descritto in dettaglio nel seguito del presente documento.

Gli altri PIC del settore gas, caratterizzati da diversi stadi di sviluppo, che impattano direttamente sul sistema italiano e possono mantenere una certa rilevanza, in ragione delle norme transitorie e deroghe incluse nelle nuove TEN-E, sono indicati nella tabella di seguito riportata.

Tabella 1: Progetti di interesse comune (PIC)

PIC	CORRIDOIO	RIFERIMENTO PIC
Connessione di Malta alla rete europea del gas - gasdotto di interconnessione con l'Italia (Gela)	NSI WEST GAS	5.19
Gasdotto da giacimenti di gas del Mediterraneo orientale alla Grecia continentale via Creta [attualmente noto come EastMed]	SGC	7.3.1
Gasdotto offshore dalla Grecia all'Italia [attualmente noto come "Poseidon pipeline"]	SGC	7.3.3
Potenziamento delle capacità di trasporto interno sud-nord in Italia (Adriatic line) e delle capacità di trasporto in Puglia (gasdotto Matagiola - Massafra)	SGC	7.3.4

Tra i PIC del gas naturale già realizzati figurano il potenziamento dell'interconnessione tra Italia, Germania e Francia attraverso la Svizzera per la realizzazione di flussi fisici bidirezionali (concluso nel 2018) e il Trans Adriatic Pipeline (TAP), collegato alla rete nazionale gasdotti mediante il gasdotto "Interconnessione TAP", entrato in esercizio a fine 2020. Quest'ultimo progetto in particolare ha consentito all'Italia di accedere a una nuova fonte competitiva di gas naturale, accrescendo la sua diversificazione delle fonti di approvvigionamento con benefici in termini di competitività e riduzione dei prezzi energetici sia in Italia che in Europa.

Successivamente, il 28 novembre 2023 la Commissione Europea ha adottato la sesta lista di progetti di interesse comune (PIC). La lista contiene 166 PIC, di cui 65 riferiti al trasporto dell'idrogeno, tra i quali figurano per l'Italia il progetto "Italian H2 Backbone" (ad eccezione della tratta Poggio Renatico - Passo Gries) nell'ambito del PCI "Hydrogen Corridor Italy-Austria-Germany", afferente al corridoio HI EAST.

La lista include anche 14 progetti relativi all'area prioritaria del trasporto transfrontaliero di CO₂, tra cui figura anche il progetto di "carbon liquefaction, transportation and storage", denominato "Callisto", promosso in joint venture da Snam, Eni e Air Liquid.

Infine, in relazione alla possibilità di deroga prevista all'art.24, la sesta lista ha stabilito di mantenere lo status di PCI per i seguenti progetti riferiti al gas naturale, potenzialmente rilevanti anche per il sistema italiano:

- Connessione di Malta alla rete europea del gas - gasdotto di interconnessione con l'Italia (Gela)
- Gasdotto da giacimenti di gas del Mediterraneo orientale alla Grecia continentale via Cipro e Creta [attualmente noto come EastMed].

Si trova attualmente alle fasi finali il processo di definizione della settima lista PCI, in cui oltre all'"Italian H2 Backbone" è stato valutato anche il progetto di stoccaggio H2 "Fiume Treste Livello F". La pubblicazione della nuova lista è prevista per novembre 2025.

2.2. Contesto Italiano

Il sistema infrastrutturale gas italiano è costituito da una rete di trasporto di oltre 35.000 chilometri di gasdotti, 13 impianti di stoccaggio, 5 terminali di ricezione e rigassificazione di GNL e una rete di distribuzione di oltre 260.000 chilometri di lunghezza. Il sistema nel suo complesso è gestito da 8 operatori di trasporto, 2 operatori di stoccaggio, 4 operatori di rigassificazione e 191 operatori di distribuzione.

Questo sistema ha assicurato nel 2024 un quantitativo di gas immesso (importazioni e produzione nazionale) intorno ai 62 BSmc annui (682 TWh), a cui è corrisposto un volume di gas movimentato nello stesso anno di oltre 70 BSmc (770 TWh), considerando anche i volumi immessi e destinati allo stoccaggio e all'esportazione. Negli inverni più rigidi, quale quello del 2012 caratterizzato da temperature invernali particolarmente rigide, il sistema gas riesce a soddisfare un fabbisogno giornaliero di oltre 450 MSmc (5 TWh). Anche se nei prossimi anni la domanda annua di gas naturale in Italia è attesa in leggera diminuzione, i picchi giornalieri rimarranno sostanzialmente invariati: la capacità di copertura dei picchi di fabbisogno del sistema gas dovrà pertanto continuare a garantire la flessibilità necessaria al sistema energetico italiano e la sicurezza del sistema elettrico.

La guerra in Ucraina e il sostanziale azzeramento delle importazioni di gas dalla Russia che ne è conseguito, hanno comportato la necessità di importanti interventi infrastrutturali sul sistema gas italiano, come descritto nel successivo paragrafo 3.2.3.

La rete di trasporto gas italiana è suddivisa per legge in rete nazionale e rete regionale. L'articolo 9 del Decreto Legislativo 164/2000 definisce la Rete Nazionale Gasdotti come la rete *"costituita dai gasdotti ricadenti in mare, dai gasdotti di importazione ed esportazione e relative linee collegate necessarie al loro funzionamento, dai gasdotti interregionali, dai gasdotti collegati agli stoccaggi, nonché dai gasdotti funzionali direttamente e indirettamente al sistema nazionale del gas"*.

La rete nazionale è pertanto costituita da gasdotti di grande diametro, di norma gestiti in alta pressione (i.e. prima specie ovvero MOP >24 bar), e include i nodi di smistamento, le centrali di compressione e tutte le opere accessorie collegate all'esercizio dei rispettivi gasdotti (e.g. il tratto offshore dell'allacciamento al terminale FSRU di Ravenna include la piattaforma atta a garantire il suo collegamento al terminale e la diga frangiflutti).

La rete regionale, di conseguenza, è costituita da tutti gli altri gasdotti, normalmente di diametro medio e piccolo, gestiti oltre che in alta pressione anche a pressioni inferiori (i.e. in seconda specie, $12 < \text{MOP} < 24$ bar e in terza specie, $5 < \text{MOP} < 12$), i quali assicurano il trasporto del gas ai clienti finali e alle reti di distribuzione. La rete di trasporto regionale include anche gli impianti di regolazione della pressione e, in futuro, potrebbe includere anche gli impianti di compressione del gas in "reverse flow", dei quali si intravede la necessità nei prossimi anni, quale conseguenza della forte crescita delle immissioni di biometano nelle reti regionali più periferiche.

La consistenza di rete suddivisa per ogni singolo operatore di trasporto è riportata nella tabella seguente.

Tabella 2: Consistenza della rete nazionale e regionale

DATI IN KM		2021	2022	2023	2024
Rete nazionale	Snam Rete Gas	9.571	9.671	9.652	9.743
	Società Gasdotti Italia	661	736	749	771
	Infrastrutture Trasporto Gas	84	84	84	84
Totale Rete Nazionale		10.316	10.491	10.485	10.598
Rete regionale	Snam Rete Gas	23.112	23.111	23.105	23.097
	Società Gasdotti Italia	1.058	1.060	1.047	1.048
	Retragas	421	423	386	388
	Energie Rete Gas	142	142	142	142
	Metanodotto Alpino	76	76	76	76
	CMVTG	51	51	51	51
	Netenergy	35	35	35	35
	Infrastrutture Trasporto Gas	-	-	1	2
Totale Rete Regionale		24.895	24.898	24.843	24.839
TOTALE RETE DI TRASPORTO		35.211	35.389	35.328	35.437

2.2.1. La rete di Snam Rete Gas

Snam Rete Gas, impresa maggiore di trasporto, gestisce circa il 93% della rete di trasporto gas italiana, che corrisponde ad una lunghezza di ca. 32.800 chilometri di gasdotti.

Sulla rete di trasporto Snam Rete Gas sono ubicati punti di entrata e di uscita interconnessi con i gasdotti di importazione e con i terminali di rigassificazione di GNL, 11 dei 13 punti di interconnessione fisici con gli impianti di stoccaggio e il 90% ca. dei clienti finali allacciati alla rete gas, per un mercato servito mediamente pari al 98% della domanda italiana di gas.

Evoluzione della rete Snam

L'infrastruttura di trasporto gas di Snam Rete Gas si è sviluppata a partire dai primi anni del dopoguerra con la realizzazione di metanodotti inizialmente di medio e piccolo diametro, ubicati prevalentemente nella pianura padana. Il primo nucleo della rete di trasporto era costituito dai gasdotti realizzati per collegare i pozzi di Cortemaggiore (PC) ai principali centri urbani del Nord Italia, ai quali si sono aggiunti successivamente i gasdotti del versante appenninico e del centro/sud Italia a seguito delle scoperte di gas naturale dell'Adriatico e in Abruzzo, Basilicata e Sicilia.

Nel 1971 è entrato in esercizio il primo terminale di rigassificazione italiano, quello di Panigaglia, collegato con i mercati della pianura padana dal gasdotto La Spezia-Cortemaggiore e successivamente con i gasdotti al servizio delle aree costiere della Toscana.

Nella prima metà degli anni Settanta vi è stato un forte sviluppo delle importazioni e conseguentemente della rete di trasporto, con la realizzazione dei gasdotti di importazione dalla Russia e dall'Olanda attraverso i valichi di Tarvisio e di Passo Gries, seguita agli inizi degli anni '80 dalla realizzazione del primo gasdotto trans-mediterraneo che da Mazara del Vallo giunge fino a Minerbio. Queste direttrici di trasporto sono state potenziate a partire dalla metà degli anni '90, a fronte delle esigenze di incremento delle importazioni di pari passo con l'aumento della domanda e la progressiva riduzione delle produzioni nazionali, che fino alla metà degli anni '80 coprivano ca. il 50% della domanda.

L'espansione della rete di trasporto è stata accompagnata dallo sviluppo delle centrali di compressione, dotate di tecnologie all'avanguardia che già a partire dagli anni Settanta ne permettevano il controllo da remoto.

Negli anni 2000 è iniziato lo sviluppo delle infrastrutture funzionali all'esportazione del gas naturale verso i Paesi del Nord-Europa e l'Austria, cui si aggiungerà nel 2026 l'entrata in esercizio della nuova unità di compressione di Poggio Renatico.

Nell'ultimo decennio, oltre al collegamento alla rete nazionale gasdotti del gasdotto TAP (Trans Adriatic Pipeline), si è reso necessario il rafforzamento della dorsale di trasporto dal sud Italia, con il progetto Linea Adriatica tutt'ora in corso di realizzazione, e i collegamenti dei nuovi terminali di rigassificazione di Piombino e Ravenna alla rete nazionale, ormai completati.

Funzionamento della rete

La rete è configurata come un unico sistema Entry-Exit che, consentendo l'inversione dei flussi di gas nelle principali direttrici di trasporto, è in grado di far fronte alle esigenze di bilanciamento in qualsiasi condizione di domanda prevista, ovviamente con l'ausilio dello stoccaggio che, oltre a costituire un imprescindibile elemento di sicurezza degli approvvigionamenti, è di fondamentale importanza nel bilanciamento fisico della rete in tempo reale.

I criteri adottati nella progettazione delle centrali di compressione, che sono dotate di riserva di potenza, e la magliatura della rete di trasporto rendono il sistema nel suo complesso molto affidabile, facendo in modo che nessuna sua singola parte o impianto risulti di per sé critica per il sistema di approvvigionamento italiano.

La gestione delle attività di esercizio e di bilanciamento fisico della rete è assicurata dalla Sala Controllo del Centro di Dispacciamento di Snam Rete Gas, che è presidiata h24 ogni giorno dell'anno e che assicura il controllo da remoto degli impianti, dei gasdotti e delle centrali di compressione. La sala controllo si avvale di un complesso sistema di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA) in tempo reale e di una rete di telemetria ad elevata affidabilità di funzionamento, grazie alla ridondanza dei sistemi utilizzati e a vie di trasmissione multiple e diversificate.

La gestione della rete sul territorio nazionale è assicurata grazie al presidio di 8 Distretti gestionali, 48 Centri di Manutenzione e 13 Centrali di compressione.

Figura 4: Snam Rete Gas - Infrastruttura di rete



Rete nazionale

La consistenza della rete nazionale al 31 dicembre 2024 è di 9.743 chilometri, in stragrande maggioranza costituiti da gasdotti posati a terra e in minima parte da condotte sottomarine (i.e. i gasdotti di attraversamento dello stretto di Messina e i collegamenti offshore dei terminali FSRU di Livorno e Ravenna).

I diametri della rete nazionale variando da un minimo di 600 millimetri (i.e. DN600 o 24") a un massimo di 1.400 millimetri (i.e. DN1400 o 56"), con pressioni comprese tra 24 e 75 bar a terra e 80 e 115 bar nelle tratte sottomarine.

La rete nazionale si sviluppa lungo tre principali direttrici di trasporto, che collegano i punti di entrata interconnessi con i gasdotti di importazione dal Nord Africa e dall'Azerbaijan (dorsale sud), dalla Russia (dorsale nord-est) e dal Nord Europa (dorsale nord-ovest) con le principali aree di mercato e con i siti di stoccaggio.

Di seguito una breve descrizione delle principali direttrici di trasporto della rete nazionale:

- Mazara del Vallo - Minerbio: due linee (in alcune tratti, tre linee) di diametro DN1050 - DN1200, che collegano il Punto di Entrata di Mazara del Vallo a Minerbio, lunghe circa 1.500 chilometri ciascuna. I gasdotti si raccordano presso il terminale di importazione di Mazara alle condotte sottomarine trans-mediterranee, che fanno parte del sistema di importazione del gas naturale dall'Algeria e che collegano Cap Bon in Tunisia con la Sicilia, attraversando il canale di Sicilia a profondità di oltre 600 metri.
- Gela - Enna: una linea lunga 67 chilometri (DN900), che collega il Punto di Entrata di Gela, presso il terminale del gasdotto sottomarino Greenstream di importazione dalla Libia, alla rete di trasporto nazionale presso Enna, lungo la dorsale di importazione Mazara - Minerbio.
- Interconnessione TAP: una linea di 56 chilometri (DN1400), che collega il punto di Entrata di Melendugno, interconnesso con il gasdotto TAP di importazione del gas dall'Azerbaijan, al gasdotto Palagiano-Brindisi presso Brindisi, a sua volta interconnesso con la dorsale di importazione Mazara - Minerbio a sud, presso Montesano, e a nord presso Campochiaro.
- Tarvisio - Sergnano: tre linee di circa 900 chilometri (DN850 - DN1400), che dal Punto di Entrata/Uscita di Tarvisio, interconnesso con il gasdotto di importazione austriaco TAG, attraversano la Pianura Padana fino a Sergnano. Negli ultimi anni è stato completato (2018) il potenziamento (170 chilometri) di questa direttrice nel tratto da Zimella a Cervignano e nel tratto da Cervignano a Mortara (56 km) con una nuova linea, del diametro di 1.400 millimetri, in sostituzione della vecchia linea di diametro 850/750 millimetri.

- Gorizia - Flaibano: una linea (in un tratto due linee) di circa 65 chilometri (DN650 - DN1050) che collega il punto di Entrata/Uscita di Gorizia interconnesso con la rete di trasporto slovena all'impianto di Flaibano, lungo la dorsale di importazione da Tarvisio.
- Passo Gries - Mortara: una linea di 177 chilometri (DN1200), che collega il Punto di Entrata/Uscita di Passo Gries interconnesso con il gasdotto svizzero Transigas al nodo di Mortara nella Pianura Padana.

La rete nazionale Snam Rete Gas è inoltre interconnessa ai seguenti impianti GNL:

- GNL Italia di Panigaglia: collegato alla rete nazionale nei pressi di Parma con un gasdotto di circa 110 chilometri;
- Adriatic LNG di Porto Viro: collegato alla rete nazionale presso il nodo di Minerbio con il gasdotto Cavarzere - Minerbio, della società Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A., e al punto di entrata di Cavarzere con un gasdotto sottomarino gestito dall'operatore del terminale;
- OLT di Livorno: collegato alla rete nazionale con un gasdotto di 36 chilometri, di cui 28 chilometri sottomarini;
- FSRU Italia di Piombino: collegato alla rete nazionale con un gasdotto di 8 chilometri;
- FSRU Italia di Ravenna: collegato alla rete nazionale con un gasdotto a terra di 31 chilometri e con un gasdotto offshore di 11 chilometri cui sono annesse la piattaforma di collegamento e la diga frangiflutti di protezione.

Fanno parte della rete nazionale Snam Rete Gas le 13 centrali di compressione, necessarie per la spinta del gas nei gasdotti, compensando l'energia (in forma di pressione - prevalenza) persa durante il trasporto a causa dell'attrito del gas nelle condotte.

Nelle centrali di compressione, distribuite lungo le dorsali di trasporto a distanze medie di circa 200 chilometri, sono installate le unità di compressione, costituite da compressori centrifughi azionati da turbine a gas (e nel prossimo futuro anche da motori elettrici).

Al 31 dicembre 2024 risultano installate 49 unità di compressione per una potenza complessiva di 961 MW. La rete nazionale è inoltre interconnessa con 13 siti di stoccaggio che sono collocati generalmente in punti nevralgici del sistema frequentemente corrispondenti a nodi di smistamento del gas. I collegamenti degli stoccaggi sono quindi caratterizzati da lunghezze limitate ma diametri elevati.

Rete regionale

La rete di trasporto regionale, che si estende per 23.097 chilometri, è costituita da gasdotti di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della rete nazionale.

La rete regionale assicura il trasporto del gas naturale a livello regionale e locale per la fornitura del gas ai clienti finali direttamente allacciati e alle imprese di distribuzione, per l'immissione in rete del gas proveniente dalle produzioni nazionali e dagli impianti di produzione di biometano ed infine per la riconsegna del gas alle altre reti di trasporto interconnesse.

2.2.2. Reti di trasporto di altri gestori

Oltre a Snam Rete Gas, esistono in Italia altri 7 operatori che svolgono attività di trasporto gas, due dei quali eserciscono anche una quota della rete nazionale di trasporto:

Società Gasdotti Italia S.p.a.

Il sistema di trasporto SGI è un insieme di gasdotti in alta pressione che si sviluppano per circa 1800 chilometri con tubazioni di diametro variabile tra 2" e 24".

La rete di trasporto SGI è costituita da alcuni gasdotti inseriti in rete nazionale (RNG) e per la parte restante da metanodotti e allacciamenti regionali (RRG); la rete nazionale di SGI è completamente interconnessa e integrata con la rete di Snam Rete Gas.

Il sistema di rete nazionale comprende:

- la rete in Area Est, in parte denominata "ex Cellino" in territorio marchigiano-abruzzese, che si estende dalla provincia di Foggia a sud, sino alla provincia di Macerata a nord;
- la rete in Area Ovest, in parte denominata "ex SGM" (dal nome della Società originariamente proprietaria di tale infrastruttura), che si estende dal Lazio (provincia di Roma) fino alla Puglia (provincia di Foggia) attraverso il Molise e un piccolo tratto in Campania;
- il gasdotto di Collalto (in Veneto, provincia di Treviso);
- la rete di Garaguso (in Basilicata);
- la rete di Comiso (in Sicilia, provincia di Ragusa).

Il sistema è interconnesso con 8 campi di produzione di gas naturale, con 2 stoccaggi di Stogit Adriatica, con la rete nazionale di Snam Rete Gas in 9 punti di interconnessione oltre che con reti di piccola entità di proprietà di Consorzi per lo Sviluppo Industriale delle aree di Venafro-Isernia e Termoli. I clienti finali serviti dalla rete di S.G.I sono circa 300.

SGI dispone di un servizio di dispacciamento fisico coordina in tempo reale la movimentazione del gas dalla sua immissione ai punti di prelievo.

L'obiettivo è monitorare il bilanciamento fisico della rete di trasporto, assicurando che il gas raggiunga i Punti di Riconsegna nei tempi e nelle quantità concordate, mantenendo i più elevati standard di efficienza e sicurezza.

Infrastrutture Trasporto Gas S.p.a.

La rete di trasporto di Infrastrutture Trasporto Gas è costituita da un metanodotto di ca. 80 chilometri, facente parte della rete nazionale gasdotti, che collega il punto di entrata di Cavarzere, interconnesso al rigassificatore offshore Adriatic LNG, con la rete Snam Rete Gas presso Minerbio.

Retragas S.r.l.

La rete regionale Retragas è direttamente interconnessa alla rete di Snam Rete Gas ed è costituita da quattro distinti segmenti di rete, dislocati sul territorio della Lombardia e del Trentino-Alto Adige.

Il sistema di trasporto, costituito da una rete di 388 chilometri di metanodotti in alta e media pressione e di diametro variabile tra i 25 e 1400 millimetri con pressioni massime di esercizio comprese tra 5 e 12 bar, è alimentato da 8 punti di interconnessione con la rete regionale dell'impresa maggiore di trasporto e garantisce la riconsegna del gas alle reti di distribuzione o ai clienti finali allacciati direttamente.

Le reti e gli impianti che costituiscono il sistema sono realizzate, mantenute e gestite secondo le normative vigenti e le regole di buona tecnica. In particolare, Retragas gestisce il sistema di trasporto attraverso il centro di telecontrollo di gruppo, per garantire un esercizio sicuro ed efficiente delle reti.

Energie Rete Gas S.r.l.

L'insieme di metanodotti di Energie Rete Gas consiste in quattro antenne principali alimentate dalle cabine di Ceva (CN), Nucetto (CN), Chatillon (AO) e Pollein (AO) per un'estensione totale di circa 75 chilometri.

Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas

La rete di trasporto del CMVTG è composta da circa 50 chilometri di gasdotti in 3^a specie con diametro tra DN200 e DN400 che interconnettono circa 20 city-gate della distribuzione.

Netenergy Service

Netenergy Service S.r.l. è il gestore della rete di trasporto del gas naturale nella zona industriale del Basso Molise, con sede a Termoli. La rete, in esercizio dal 1976, è interconnessa alla Rete Nazionale di proprietà di Società Gasdotti Italia S.p.A. ed è destinata principalmente all'utenza industriale. L'infrastruttura si estende per circa 35 chilometri, di cui 26,4 chilometri in alta pressione e 10 chilometri in media/bassa pressione, include le cabine di regolazione e misura ai clienti finali e un servizio di spacciamento e rispetta gli standard di sicurezza richiesti dalla normativa e dalla regolamentazione vigente.

Metanodotto alpino

La rete di trasporto di Metanodotto Alpino costituita da circa 76 chilometri da DN100 a DN300 con MOP 12 bar è interconnessa con la rete di Snam Rete Gas e serve 11 comuni sparsi tra l'Alta Val Chisone e l'Alta Val Susa, garantendo l'approvvigionamento degli impianti di cottura e di riscaldamento di circa 80.000 alloggi.

Oltre agli operatori elencati, altre due società si sono costituite come gestori della rete trasporto con l'obiettivo di sviluppare il trasporto di gas naturale in zone non ancora metanizzate:

- Enura S.p.A.¹³: la società sta sviluppando un progetto di metanizzazione della Sardegna per un totale di circa 190 chilometri di rete nazionale e circa 170 chilometri di rete regionale¹⁴
- Gasdotti Alpini S.r.l.: la società sta sviluppando un progetto per la metanizzazione di alcune aree della provincia di Trento per un totale di circa 300 chilometri di rete regionale.

¹³ Enura è una Società partecipata di Snam (55% delle azioni) che controlla anche SRG al 100%.

¹⁴ I chilometri di rete indicati sono quelli per i quali è stata presentata la valutazione di impatto ambientale, ai quali è necessario aggiungere ulteriori circa 20 km di rete nazionale, 40 km di rete regionale e ulteriori 50 km di allacciamenti previsti dal progetto di metanizzazione della Sardegna.

2.2.3. Stoccaggio

In Italia sono attivi tredici campi di stoccaggio di gas naturale, sviluppati a partire da giacimenti di produzione di gas esauriti e ubicati in Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Abruzzo.

La capacità di stoccaggio complessivamente disponibile nei siti di stoccaggio italiani nell'anno termico 2023/24 è stata di ca. 18 miliardi di metri cubi, inclusi circa 4,5 miliardi di metri cubi di riserva strategica, il cui valore è stato definito dal MASE per far fronte a possibili emergenze gas.

Lo stoccaggio svolge un ruolo di primaria importanza nel mercato italiano, in quanto costituisce la maggiore fonte di flessibilità per il sistema durante i mesi invernali caratterizzati da picchi di domanda molto elevati e fornisce un significativo (oltre 190 TWh) margine di sicurezza degli approvvigionamenti energetici in un mercato, quale quello italiano, fortemente dipendente dalle importazioni.

Le infrastrutture di stoccaggio e i relativi operatori sono di seguito descritti:

- Stogit¹⁵: è il maggior operatore attivo nello stoccaggio di gas naturale in Italia e uno dei maggiori operatori a livello europeo con 9 concessioni operative, per uno spazio di stoccaggio utilizzabile di circa 16,5 GSmc (179 TWh), di cui circa 4,5 GSmc (49 TWh) di stoccaggio strategico.
- Stogit Adriatica¹⁶: società attiva nello stoccaggio di gas naturale in Italia, con 3 impianti con un volume di working gas pari a circa 1 GSmc (11 TWh), di cui 140 MSmc (1,5 TWh) adibiti a riserva strategica.
- Ital Gas Storage: società che gestisce il sito di stoccaggio di Cornegliano Laudense avente circa 1 GSmc (11 TWh) di volume.

2.2.4. Rigassificazione

L'importazione di GNL in Italia è oggi garantita da cinque terminali di rigassificazione:

- l'impianto di Panigaglia (Snam Energy Terminals), unico impianto terrestre operativo dal 1971, dispone di una capacità di stoccaggio di circa 100.000 m³ liquidi di GNL (i.e. 60 MSm³), di una capacità di rigassificazione di 10,5 MSm³/g (114 GWh/g) e di una capacità di importazione annua di circa 3,5 GSmc (38 TWh);
- l'impianto di Rovigo, al largo di Porto Levante (Adriatic LNG), operativo dalla seconda metà del 2009, dispone di una capacità di stoccaggio di circa 250.000 m³ liquidi di GNL, di una capacità di rigassificazione di 26,4 MSmc/g (286 GWh/g) e di una capacità di importazione annua di 9 GSmc (87 TWh);
- il terminale offshore FSRU di Livorno (OLT), operativo dal 2013, dispone di una capacità di stoccaggio di 137.500 m³ liquidi di GNL, di una capacità di rigassificazione di 15 MSmc/g (163 GWh/g) e di una capacità di importazione annua di 3,75 GSmc (41 TWh);
- il terminale FSRU di Piombino (Snam Energy Terminals), operativo dal 2023, dispone di una capacità di stoccaggio di 170.000 m³ liquidi di GNL, di una capacità di rigassificazione di 14 MSmc/g (152 GWh/g) e di una capacità di importazione annua di 5 GSmc (54 TWh);
- il terminale FSRU di Ravenna (Snam Energy Terminals), operativo dal 2025, dispone di una capacità di stoccaggio di 170.000 m³ liquidi di GNL, di una capacità di rigassificazione di 21 MSmc/g (228 GWh/g) e di una capacità di importazione annua di 5 GSmc (54 TWh).

¹⁵ Stogit è controllata al 100% da Snam che gestisce anche SRG al 100%.

¹⁶ In precedenza Edison Stoccaggio, recentemente acquisita da Snam mediante la controllata Stogit.

03

SCENARI ENERGETICI

SCENARI ENERGETICI

3.1. Contesto internazionale

Il cambiamento climatico è un elemento centrale nelle politiche internazionali e richiede soluzioni concertate da una molteplicità di attori economici e istituzionali a livello mondiale.

L'obiettivo di decarbonizzazione che viene perseguito nelle policy riguarda la limitazione del riscaldamento globale al di sotto dei 2 gradi centigradi, rendendo ancor più stringenti gli sforzi definiti nell'accordo di Parigi, adottato dalla Conferenza delle Parti (COP) del 2015 (limitazione dell'incremento di temperatura a 1,5 °C).

I prossimi 5 anni saranno fondamentali per raggiungere tale obiettivo: le emissioni di CO₂ entro il 2030 dovranno diminuire di circa il 25% e raggiungere lo zero entro il 2070. Considerando lo scenario più ambizioso dell'accordo di Parigi, con un aumento limitato a 1,5°C, le emissioni globali dovrebbero diminuire di circa il 45% rispetto ai livelli del 2010 entro il 2030, raggiungendo l'obiettivo "emissioni zero" intorno al 2050. Al fine di raggiungere gli obiettivi definiti dagli accordi internazionali, sarà dunque necessario intraprendere dei percorsi di mitigazione - in parte già avviati - caratterizzati da riduzione della domanda di energia, decarbonizzazione dell'elettricità e di altri combustibili, decarbonizzazione degli usi finali dell'energia, riduzione delle emissioni agricole e utilizzo di tecnologie di carbon capture and sequestration (CCS).

L'Unione Europea ha voluto assumere un ruolo centrale nella sfida alla decarbonizzazione, adottando la European Climate Law (entrata in vigore il 31 luglio 2021) che impone impegni sfidanti di medio e lungo termine con l'obbligo per l'EU27 del raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050.

Come step intermedio al 2030, con il pacchetto "Fit-for-55" l'Unione Europea ha inoltre posto il target di riduzione delle emissioni di CO₂ al 55% rispetto ai livelli del 1990, a dimostrazione del crescente impegno nell'affrontare i problemi legati al clima e nel limitare il riscaldamento globale.

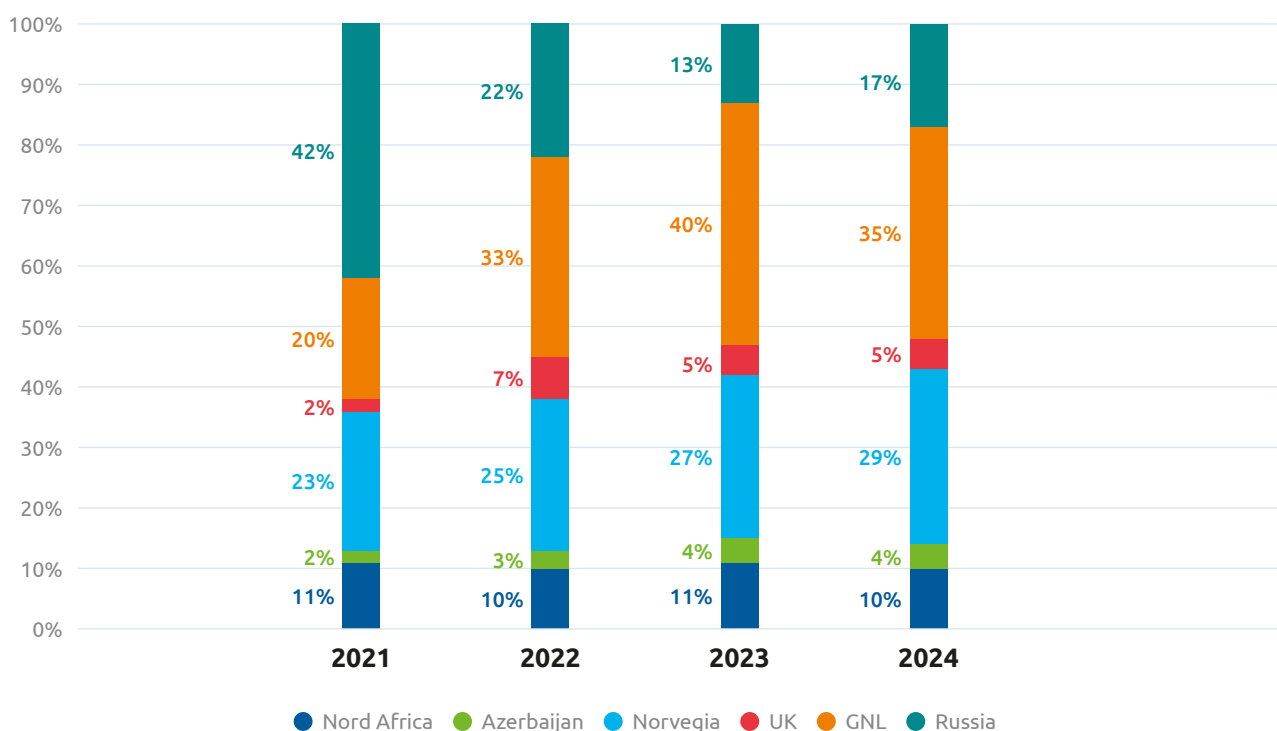
Gli obiettivi di decarbonizzazione fissati dall'UE sono stati tuttavia messi in discussione dalle conseguenze che il conflitto in Ucraina ha generato sul sistema energetico europeo, rendendo necessaria una modifica della traiettoria di transizione energetica che tenesse conto della necessità di garantire sicurezza di approvvigionamento e accessibilità economica dell'energia.

Il prezzo del gas negli ultimi anni ha infatti evidenziato una crescita della volatilità, che il sistema infrastrutturale gas italiano ed europeo dovrà essere in grado di affrontare con il fine di trovare una sintesi fra il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e la necessità di un approvvigionamento energetico che garantisca la sicurezza degli approvvigionamenti a prezzi sostenibili per l'industria e i consumatori finali.

La rinuncia alle importazioni di combustibili fossili dalla Russia ha richiesto una rapida ridefinizione della traiettoria di sviluppo del panorama energetico europeo rendendo necessari investimenti che garantiscano la sicurezza dell'approvvigionamento nell'infrastruttura del gas favorendo anche la liquidità del mercato energetico.

Come è possibile osservare dal grafico seguente, le importazioni dalla Russia che nel 2021 garantivano la copertura del 42% del fabbisogno europei si sono ridotte a meno del 20% nel 2024, rimpiazzate dagli incrementi di importazione di GNL e dalla Norvegia.

Figura 5: Supply Europa¹⁷



Alla sfida della transizione energetica si è quindi aggiunta la sfida della sicurezza energetica, diventata ormai cruciale per tutti gli Stati membri dell'UE a causa della loro dipendenza dalle importazioni. La sicurezza energetica è in primis determinata dalla dimensione fisica, vale a dire la disponibilità, l'affidabilità e l'adeguatezza dell'approvvigionamento di gas naturale, ma è anche legata alla dimensione economica, ovvero l'accessibilità e la ragionevolezza dei prezzi determinati dal mercato che risultano più alti rispetto ai prezzi precedenti il 2020.

Come descritto nei paragrafi seguenti, questa sfida è ancora più rilevante per il mercato italiano, in cui il gas dovrà continuare a garantire il suo ruolo centrale nell'integrazione energetica, a presidio della stabilità del sistema elettrico e dei fabbisogni energetici industriali e residenziali.

17 Fonte: <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports> basato su ENTSG transparency platform e aggiornato a novembre 2023. Nel grafico non vengono considerate le produzioni nazionali che hanno fornito un contributo pressoché costante nel periodo considerato.

3.2. Consuntivi di domanda e offerta di gas in Italia

Si rappresentano nel seguito i principali dati e driver che hanno caratterizzato la domanda e l'offerta di gas naturale in Italia unitamente a una descrizione delle capacità di trasporto dell'ultimo triennio.

3.2.1. Consumi primari energetici in Italia

I consumi primari di energia indicano quanta energia è consumata in un Paese in modo diretto (e.g., il gas naturale o la legna per la produzione di calore) o viene utilizzata per essere trasformata in prodotti derivati (e.g., il petrolio per la produzione di carburanti o il gas naturale e il carbone per la produzione di energia elettrica). Ne consegue che le fonti di energia secondaria sono tutte forme di energia ottenute a partire da una fonte primaria (e.g., energia elettrica).

La disponibilità energetica lorda costituisce una proxy del consumo primario, fatta eccezione per la quota di bunkeraggi marittimi e combustibili per viaggi aerei internazionali, che sono normalmente esclusi dal conteggio dei consumi primari.

Di seguito si riporta la disponibilità energetica lorda per fonte (inclusi bunkeraggi marittimi e aviazione internazionali) da cui si evince che la disponibilità energetica lorda del Paese si è attestata nel 2023 su 1.674 TWh (143.961 ktep), in diminuzione per il terzo anno consecutivo, escludendo il 2020, fortemente influenzato dagli effetti del COVID. Rispetto al dato 2022, di circa 1.751 TWh, la disponibilità energetica lorda ha registrato una flessione del -4,4%, con un aumento del PIL, in termini reali, dello 0,9%¹⁸.

Tra il 2022 e il 2023, la composizione percentuale delle fonti energetiche ha registrato una leggera diminuzione del contributo del gas naturale (dal 37,3% al 35%) e un aumento delle rinnovabili e dei biocombustibili (dal 18,7% al 19,9%) e del petrolio e prodotti petroliferi (da 35,9% a 37,9%).

I combustibili solidi sono passati dal 4,9% al 3,4%, evidenziando il progressivo *phase-out* della generazione elettrica da carbone che è comunque ormai abbastanza marginale nella produzione termoelettrica italiana.

Tabella 3. Disponibilità energetica lorda per fonte (include bunkeraggi marittimi e aviazione internazionali)

TWh	2019	2020	2021	2022	2023
Gas naturale*	708,8	677,9	726,1	652,5	585,5
in % sul totale	38,6%	40,5%	39,9%	37,3%	35,0%
Solidi	75,4	59,2	64,4	86,2	56,5
Petrolio e prodotti petroliferi	659,2	550,7	622,3	628,0	635,2
Rifiuti non rinnovabili	13,8	13,8	13,5	13,6	13,3
Rinnovabili e biocombustibili	343,2	341,3	352,0	327,5	332,5
Energia elettrica	38,1	32,2	42,8	43,0	51,3
TOTALE	1.838,55	1.675,13	1.821,05	1.750,68	1.674,27

* Per il gas naturale i valori riportati sono espressi a Potere Calorifico Inferiore (9,5 kWh/mc).

18 Pil e indebitamento delle AP - Anno 2023 - Istat.

3.2.2. Domanda di gas naturale

Nel 2024 la domanda di gas è stata di 62,2 miliardi di metri cubi (BSmc), sostanzialmente allineata all'anno precedente (aumento del 0,8% pari a 0,5 BSmc), ma in riduzione rispetto alla domanda del 2022, che ammontava a 69 BSmc. I motivi di tale riduzione sono sostanzialmente riconducibili al mantenimento delle misure di contenimento della domanda gas (Regolamento UE 2023/706 del 30 marzo 2023), alla contrazione dei consumi industriali e al minor utilizzo per la produzione di energia elettrica.

Tabella 4: Domanda di gas in Italia per usi finali

BSmc	2020	2021	2022	2023	2024
Civile	28,5	28,4	24,4	22,5	23,1
Industria	10	14,2	12,4	11,8	11,4
Energia Elettrica e Calore	29,5	29,3	28,1	23,8	24,1
Trasporti ¹⁹	1,6	1,6	1,3	1,2	1,2
Altri usi ²⁰	1,8	2,8	2,5	2,4	2,5
Domanda di Gas Naturale e Biometano	71,4	76,4	68,7	61,7	62,2

I valori riportati sono espressi a Potere Calorifico Inferiore (9,5 kWh/mc).

Confrontando le variazioni tra i dati del 2024 e quelli del 2023, si evince che:

- i consumi del settore civile sono aumentati, passando da 22,5 BSmc a 23,1 BSmc, a causa di una climatica più rigida dell'ultimo trimestre del 2024 e all'allentamento delle misure di contenimento della domanda civile rispetto al 2023;
- la domanda di gas del settore industriale registra una lieve riduzione, di circa 0,4 BSmc (-4%), determinata da una situazione macroeconomica di diffusa debolezza, con un indice di produzione industriale che sul 2024 ha fatto registrare un calo del 2,3% rispetto al 2023²¹;
- la domanda del settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore è stata pari a 24,1 BSmc, sostanzialmente in linea rispetto al 2023. Il mix produttivo nel 2024 è stato caratterizzato da un incremento della generazione rinnovabile, cresciuta di 17 TWh rispetto al 2023, in particolare per la maggior disponibilità di idroelettrico favorita dalle forti precipitazioni che hanno caratterizzato il 2024 (+ 12 TWh, pari al +30%). Anche le altre rinnovabili hanno fatto registrare un incremento (+5,1 TWh, pari al +7%) grazie alla crescita della potenza FER installata (+7,5 GW di cui 6,8 GW solare e 0,7 GW eolico). Parallelamente, si è registrato un aumento della domanda elettrica pari a 6,9 TWh (+2%), che ha segnato una ripresa dopo il calo degli anni precedenti. Un ulteriore fattore che ha favorito la generazione termoelettrica a gas è stata la contrazione dell'utilizzo degli altri combustibili fossili, in particolare del carbone, che ha registrato un calo di 11 TWh (-40%). Le importazioni elettriche sono rimaste stabili, attestandosi intorno ai 51 TWh, ai massimi storici;
- i consumi di CNG e GNL mostrano una sostanziale tenuta dopo lo shock del 2022, in ragione della stabilizzazione dei prezzi del gas per autotrazione; l'Italia è tra i leader europei nella mobilità a gas, con una rete di 1.610 stazioni di rifornimento (+49 nel 2024).

Con riferimento alla domanda giornaliera di gas²², nel 2024 il picco di domanda è stato di 339 MSmc/g, registrato il 12/12/2024, sostenuto dalla domanda termoelettrica che ha raggiunto i 120 MSmc/g e dai circa 160 MSmc/g delle reti di distribuzione. Il picco dei prelievi dalle reti di distribuzione è stato raggiunto il 22/01/2024, attestandosi sopra i 180 MSmc/g; tale valore è allineato a quello del 2023 ma risulta sensibilmente inferiore alla domanda di punta di freddo eccezionale per il settore civile di circa 300 MSmc/g registrata nel 2012, quando si è raggiunto il massimo storico in concomitanza con un'ondata di freddo eccezionale con temperatura media nazionale di circa -3°C (corrispondente al massimo prelievo giornaliero della rete pari a 464 MSmc/g).

19 Non include i consumi del trasporto del gas tramite pipeline.

20 Comprende i consumi finali energetici del settore dell'agricoltura, della pesca, del trasporto del gas tramite pipeline e della categoria "not elsewhere specified". Inoltre, sono incluse le perdite distribuite, i consumi finali non energetici e il settore "energy sector".

21 Dal 2021, la revisione del dato sul calore da cogenerazione e la riclassificazione degli operatori elettrici secondo criteri Eurostat hanno portato a conteggiare il calore autoconsumato dagli Autoproduttori come uso finale, impattando principalmente i consumi industriali.

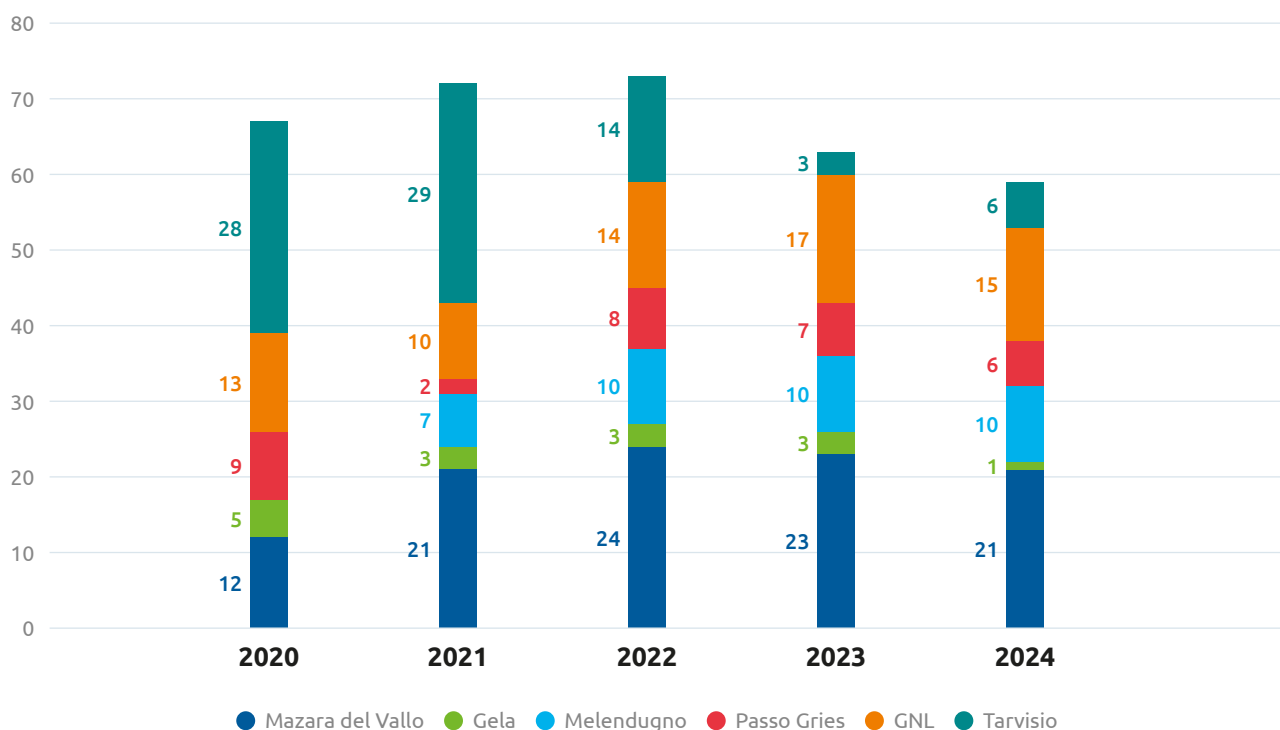
22 Domanda giornaliera espressa a Potere Calorifico Superiore (10,58 kWh/m³).

Anche l'anno 2025 mostra una domanda di gas naturale in ripresa con un incremento fino ad agosto di circa 1,2 miliardi di metri cubi (+3%). Considerando quindi la crescita acquisita, è ipotizzabile che la domanda di gas complessiva per il 2025 possa essere nei dintorni dei 64 miliardi di metri cubi.

3.2.3. Offerta di gas naturale

L'offerta di gas naturale per il mercato italiano 2024 è stata di circa 62 miliardi di metri cubi, equivalenti a circa 650 TWh, in leggero aumento di circa 0,3 miliardi di metri cubi (+1%) rispetto ai valori del 2023, mentre le importazioni di gas naturale nel 2024 sono state pari a circa 59,1 miliardi di metri cubi, equivalenti a circa 625 TWh, in riduzione di circa -2,4 miliardi di metri cubi (-4%) rispetto al 2023.

Figura 6: Importazioni Italia (BSmc)²³



Le importazioni via gasdotto, pari a 44,4 BSmc hanno rappresentato circa il 75% delle importazioni totali nel 2024. Le immissioni sono state di 5,6 BSmc da Tarvisio (+97% rispetto al 2023), di 6 BSmc da Passo Gries (-8,5% rispetto al 2023), di 21,1 BSmc da Mazara del Vallo (circa -8,6% rispetto al 2023), di 10,3 BSmc da Melendugno (+3,3% rispetto al 2023) e di 1,4 BSmc da Gela (circa -44,2% rispetto al 2023).

L'apporto del GNL nel 2024 è stato pari a 14,7 BSmc, in riduzione del 11,2% rispetto all'anno precedente. Le immissioni dai terminali GNL nazionali sono state: LNG Adriatic (Cavarzere) 9,1 BSmc (+2,1%), Snam Energy Terminals (Panigaglia) 0,9 BSmc (-63,0%), Snam Energy Terminals (Piombino) 3,6 BSmc (+191,7%), OLT (Livorno) 1,1 BSmc (-71,9%).

23 Fonte: Relazione annuale situazione energetica nazionale - MASE.

La trasformazione dei percorsi di approvvigionamento del gas

Come descritto in relazione al contesto europeo, le conseguenze del conflitto russo-ucraino hanno profondamente modificato la composizione delle importazioni di gas in Italia, il cui sistema gas è oggi strutturalmente alimentato dal Nordafrica e dai terminali di rigassificazione.

Le importazioni dal Punto di Entrata di Tarvisio, rimaste sostanzialmente stabili dal 2018 al 2021, hanno iniziato a registrare una forte riduzione già nel 2022 e, nel corso del 2023, hanno registrato un'ulteriore riduzione, sostanzialmente bilanciata dall'incremento delle importazioni dall'Algeria, dall'Azerbaijan, dal Mare del Nord e dalle importazioni di GNL, nonché dalla riduzione della domanda (-15 BSmc rispetto al 2021).

Nella tabella successiva sono riportati i valori delle importazioni espressi in BSmc negli ultimi 5 anni e le variazioni anno su anno negli ultimi 4 anni (2023 vs 2022 e 2024 vs 2023), che evidenziano la profonda trasformazione dei percorsi di approvvigionamento gas in Italia.

Le importazioni dal Punto di Entrata di Mazara del Vallo, caratterizzate da volumi ridotti negli anni precedenti il 2020, sono ripartite nel 2021 con un ulteriore incremento nel 2022, anno in cui l'importazione dall'Algeria ha raggiunto il massimo degli ultimi 10 anni, divenendo la maggiore fonte di importazione in Italia.

Dal 2021 è entrato in esercizio il nuovo gasdotto TAP di importazione dall'Azerbaijan, il cui pieno funzionamento si è registrato nel 2022 con l'utilizzo del PdE di Melendugno vicino al suo valore massimo di capacità, rimasto stabile anche negli anni successivi.

Per quanto riguarda il PdE di Passo Gries, il suo utilizzo è influenzato dalle dinamiche commerciali e dal differenziale di prezzo tra TTF e PSV, con un picco di utilizzo nel 2019, valori leggermente inferiori nel 2020 e una forte riduzione nel 2021, anno di entrata in esercizio del gasdotto TAP. Nel corso del 2022 il tasso di utilizzo di Passo Gries è nuovamente aumentato, anche se occorre rilevare che, sia nel 2021 che soprattutto nel 2022, ci sono stati numerosi giorni caratterizzati da flussi fisici in esportazione dal sistema italiano.

L'analisi degli ultimi 5 anni mostra inoltre la forte crescita delle importazioni di GNL, con i tassi di utilizzo dei PdE interconnessi (Panigaglia, Cavarzere e Livorno) sostanzialmente in linea con le dinamiche del mercato GNL a livello europeo. Il tasso di utilizzo di Cavarzere è sempre rimasto superiore al 70%, anche in ragione dei contratti "long term" di importazione di GNL dal Qatar. Analoga osservazione vale per il nuovo terminale di rigassificazione di Piombino, entrato in esercizio nel luglio 2023, che ha avuto nell'anno termico 2023-2024 un tasso di utilizzo del 100%.

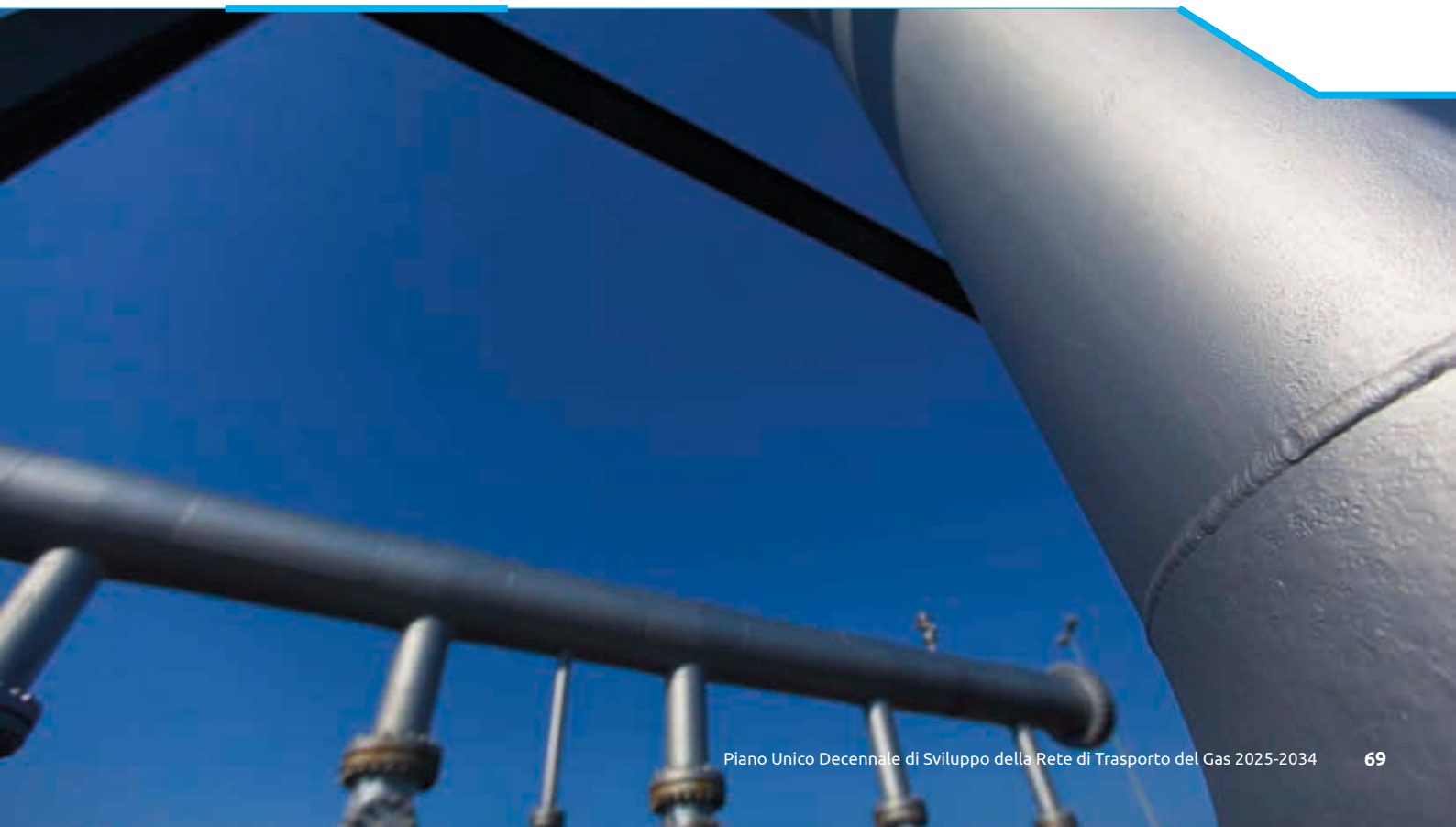


Tabella 5: Utilizzo della rete nel periodo 2020-2024

BSmc	2020	2021	2022	2023	2024	VAR % 2023 VS 2022	VAR % 2024 VS 2023
Tarvisio importazione	28.4	29.1	14.0	2.8	5.6	-80%	97%
Mazara del Vallo	12.0	21.2	23.6	23.0	21.1	-2%	-9%
Passo Gries importazione	8.6	2.2	7.6	6.6	6.0	-14%	-9%
Gela	4.5	3.2	2.6	2.5	1.4	-4%	-44%
Melendugno importazione	0.0	7.2	10.3	10.0	10.3	-3%	3%
Gorizia importazione	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	59%	-40%
Cavarzere (GNL)	6.8	7.2	8.2	8.9	9.1	8%	2%
Panigaglia (GNL)	2.5	1.1	2.3	2.6	1.0	16%	-63%
Livorno (GNL)	3.3	1.4	3.8	3.9	1.1	2%	-72%
Piombino (GNL)				1.2	3.6	n.a.	192%
TOTALE IMPORTAZIONI	66.1	72.6	72.4	61.6	59.1	-15%	-4%
Produzioni nazionali *	3.8	3.1	3.1	2.8	2.8	-10%	-2%
Saldo netto prelievi/emissioni stoccaggio **	1.1	1.6	-2.6	-0.5	0.4	-82%	-184%
TOTALE DISPONIBILITÀ DI GAS NATURALE (A)	71.0	77.3	72.9	63.9	62.3	-12%	-3%
Riconsegna al mercato nazionale	70.0	75.1	67.3	60.5	60.9	-10%	1%
Di cui riconsegnato direttamente da Snam Rete Gas	68.5	73.4	65.9	59.2	59.6	-11%	1%
Totale esportazioni	0.3	1.5	4.6	2.6	0.6	-43%	-76%
Consumi ed emissioni Snam Rete Gas	0.2	0.3	0.4	0.4	0.3	1%	-29%
Gas non contabilizzato e altre variazioni***	0.3	0.2	0.3	0.3	0.2	-12%	-38%
TOTALE PRELIEVI DI GAS NATURALE	70.8	77.1	72.6	63.8	62.0	-12%	-3%
Totale esportazioni (B)	0.3	1.5	4.6	2.6	0.6	-43%	-76%
Altri consumi ****(C)	0.3	0.8	0.5	0.2	0.2	-10%	-2%
TOTALE OFFERTA ITALIA (A-B+C)	71.0	76.0	68.5	61.5	61.9	-10%	1%

* Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

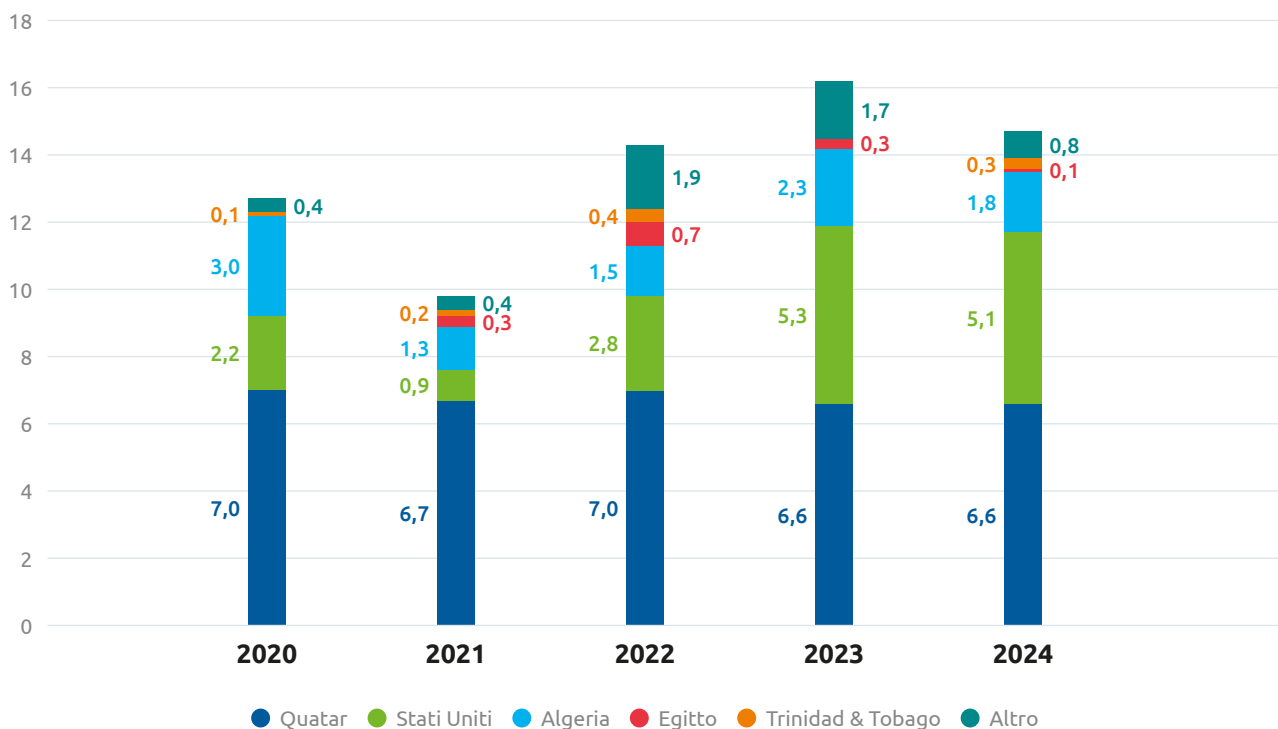
** Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione

*** Include la variazione dell'invaso in rete. Nel bilancio energetico redatto da Snam Rete Gas è definito convenzionalmente GNC la differenza fisiologica tra le quantità di gas misurate all'ingresso della rete e le quantità di gas misurate all'uscita, derivante dalla tolleranza tecnica degli strumenti di misura.

**** Comprende i consumi dei terminali di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione

Particolarmente interessante risulta l'analisi della provenienza del GNL, che evidenzia la crescita del GNL di provenienza USA, la rilevanza del Qatar che copre ca. la metà delle importazioni complessive e la comparsa di nuovi paesi esportatori.

Figura 7: Importazione di GNL in Italia²⁴



Come può essere notato dal grafico, l'utilizzo del GNL è stato crescente dal 2021 ad oggi, con una lieve flessione nel 2024 legata alla manutenzione straordinaria del rigassificatore di Livorno.

3.2.4. Capacità di trasporto nei punti di importazione/esportazione

La capacità di trasporto continua e interrompibile nei PdE interconnessi con l'estero e con i terminali GNL (i.e. punti di importazione) è di 403 MSmc/g, in incremento rispetto agli anni precedenti grazie all'entrata in esercizio del PdE interconnesso con il terminale FSRU di Ravenna.

In aggiunta alla capacità nei punti di importazione, sono disponibili capacità di trasporto nei PdE interconnessi con campi di produzione nazionale per un totale di 17,9 MSmc/g e con impianti di produzione di biometano di 3,3 MSmc/g.

Viene infine offerta una capacità continua di esportazione di circa 46 MSmc/g, a cui si aggiungono circa 21,3 MSmc/g di capacità interrompibile in controflusso commerciale a Melendugno.

²⁴ Volumi importati via terminali GNL come da bilanci gas Snam Rete Gas - Ripartizione tra fonti elaborazione SRG su dati IGU - World LNG Report. La voce "Altro" comprensiva della quota di reloading da altri paesi.

Tabella 6: Capacità del trasporto gas in import

MSmc/g	Anno termico 2022-2023			Anno termico 2023-2024			Anno termico 2024-2025			Anno termico 2025-2026		
	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale
Punti di entrata												
Mazara del Vallo *	103,7	5	108,7	103,7	5	108,7	103,7	2,5	106,2	103,7	2,5	106,2
Gela *	45,5	5	50,5	45,5	5	50,5	40,2	2,5	42,7	40,2	2,5	42,7
Melendugno *	44,5	5	49,5	44,5	5	49,5	44,5	2,5	47	44,5	2,5	47
Totale SUD	126	15	141	122	15	137	122	7,5	129,5	122	7,5	129,5
Panigaglia (GNL)	13	0	13	13	0	13	13	0	13	13	0	13
Cavarzere (GNL)	26,4	0	26,4	26,4	0	26,4	26,4	0	26,4	26,4	0	26,4
Livorno (GNL)	15	0	15	15	0	15	15	0	15	15	0	15
Piombino (GNL)				14	0	14	14	0	14	14	0	14
Ravenna							21	0	21	21	0	21
Totale CENTRO	54,4	0	54,4	68,4	0	68,4	89,4	0	89,4	89,4	0	89,4
Passo Gries	59	5,4	64,4	59	5,4	64,4	59	5,4	64,4	59	5,4	64,4
Tarvisio	109,2	6	115,2	109,2	6	115,2	109,2	6	115,2	109,2	6	115,2
Gorizia	4,2	0,6	4,8	4,2	0,6	4,8	4,2	0,6	4,8	4,2	0,6	4,8
Totale NORD	172,4	12	184,4	172,4	12	184,4	172,4	12	184,4	172,4	12	184,4
CAPACITÀ TOTALE	352,8	27	379,8	362,8	27	389,8	383,8	19,5	403,3	383,8	19,5	403,3

* È offerta una capacità concorrente sui PdE di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno, ai sensi del capitolo 5 paragrafo 3 del Codice di Rete e pertanto il conferimento della Capacità Concorrente nel Punto di Entrata di Mazara del Vallo riduce di un valore calcolato la capacità disponibile nei PdE di Gela e Melendugno, e viceversa.

Tabella 7: Capacità di trasporto in export

MSmc/g	Anno termico 2022-2023			Anno termico 2023-2024			Anno termico 2024-2025			Anno termico 2025-2026		
	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale	Continua	Interrompibile	Totale
Punti di entrata												
Passo Gries	40	0	40	40	0	40	40	0	40	40	0	40
Tarvisio	18	0	18	18	0	18	24	0	24	24	0	24
Capacità massima contemporanea (passo gries + tarvisio)	40	0	40	40	0	40	40	0	40	40	0	40
Gorizia	4,4	0	4,4	4,4	0	4,4	4,4	0	4,4	4,4	0	4,4
Bizzarone, San Marino	1,2	0	1,2	1,2	0	1,2	1,6	0	1,6	1,6	0	1,6
Melendugno	0	21,3	21,3	0	21,3	21,3	0	21,3	21,3	0	21,3	21,3
CAPACITÀ TOTALE	46	21,3	67,3	46	21,3	67,3	46	21,3	67,3	46	21,3	67,3

3.2.5. Utilizzo dei punti di entrata e uscita della rete nazionale

L'analisi dell'utilizzo di capacità nei punti di entrata e uscita della rete nazionale è estesa ai punti interconnessi ai campi di stoccaggio, che hanno un ruolo determinante nel garantire il bilanciamento tra domanda e offerta nei mesi invernali.

Sono di seguito riportati i valori massimi di capacità utilizzata e impegnata commercialmente (i.e. conferita) nei punti di entrata e di uscita della rete nazionale.

Tabella 8: Capacità massime utilizzate nei Punti di Entrata nel periodo 2020-2024

	MSmc/g	2020	2021	2022	2023	2024
IMPORTAZIONI	Tarvisio	115	115	99.8	52	69
	Mazara del Vallo	75	70	91.2	89	85
	Melendugno	11	28	33.2	32	31
	Passo Gries	57	41	54.6	54	34
	Gela	25	15	13.6	21	10
	Gorizia	1	2	2.4	1	1
	Cavarzere (GNL)	27	27	27.3	28	27
	Panigaglia (GNL)	12	11	11.5	12	11
	Livorno (GNL)	15	15	14.7	17	17
	Piombino (GNL)				17	18
	Hub stoccaggio Stogit (erogazione)	118	116	101.5	0	0
	Hub stoccaggio Edison (erogazione)	9	9	9.0	9	9
	Hub stoccaggio Italgas storage (erogazione)	2	3	3.6	5	7
	Produzioni nazionali (dato aggregato)	11	10	9.0	0	11

Tabella 9: Capacità massime utilizzate nei punti di uscita nel periodo 2020-2024

	MSmc/g	2020	2021	2022	2023	2024
ESPORTAZIONI	Tarvisio	8	18	18.9	18	17
	Passo Gries	2	29	29.4	22	4
	Gorizia	0	1.2	4	2.2	1
	Bizzarone	0.8	0.9	0.8	0.7	0.7
	San Marino	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3
	Hub stoccaggio Stogit (iniezione)	81	94	107	64	62
	Hub stoccaggio Edison (iniezione)	7	7	7	7	6
	Hub stoccaggio Italgas storage (iniezione)	1	2	2	6	9

Tabella 10: Capacità massime conferite nel periodo 2020-2024

	MSmc/g	2020	2021	2022	2023	2024
IMPORTAZIONI	Tarvisio	115	115	115	55,4	69,3
	Mazara del Vallo	39,3	76,3	71,9	91,7	91,8
	Melendugno	0	11	29,7	38,1	46,7
	Passo Gries	48,9	59,2	41,6	55,4	54,5
	Gela	25,1	14,7	14,2	19,6	13,7
	Gorizia	3	1	2,5	2,4	1,7
	Cavarzere (GNL)	27,3	26,9	27,3	27,3	27,3
	Panigaglia (GNL)	6,9	11,8	7,3	12,1	13,5
	Livorno (GNL)	15,7	12,6	11,7	15,8	15,8
	Piombino (GNL)	0	0	0	0	13,2
	Hub stoccaggio Stogit (erogazione)	129,8	116,9	115,1	115,8	118,4
	Hub stoccaggio Edison (erogazione)	9,1	9	9	9	9
	Hub stoccaggio Italgas storage (erogazione)	2,1	2,6	3,3	3,6	3,8
	Produzioni nazionali (dato aggregato)	19	14	12	13	16
ESPORTAZIONI	Tarvisio	8,1	19,0	19,0	19,0	19,0
	Passo Gries	2,3	29,2	33,3	23,6	5,0
	Gorizia	2	2	2	2	1,5
	Bizzarone	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	San Marino	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Hub stoccaggio Stogit (iniezione)	102,9	85,7	108,3	108,3	63,9
	Hub stoccaggio Edison (iniezione)	7,3	7,5	7,5	7,5	7,5
	Hub stoccaggio Italgas storage (iniezione)	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6
	Aree di prelievo	465	451	439	419	375

L'analisi degli utilizzi giornalieri della capacità nei Punti di Entrata e di Uscita della rete nazionale nel corso degli ultimi cinque anni fornisce un quadro più completo della flessibilità che il sistema infrastrutturale gas è chiamato a garantire, sia in termini di differenze tra i valori di capacità impegnati ed effettivamente utilizzati, che soprattutto in termini di variazioni nelle configurazioni di importazione.

La forte riduzione dell'utilizzo del PdE di Tarvisio è stata compensata dall'incremento dell'utilizzo dei PdE del sud Italia, con valori di utilizzo prossimi alla saturazione della capacità di trasporto da sud.

Figura 8: Conferimenti e flussi fisici PdE del sud Italia (MSmc/g)

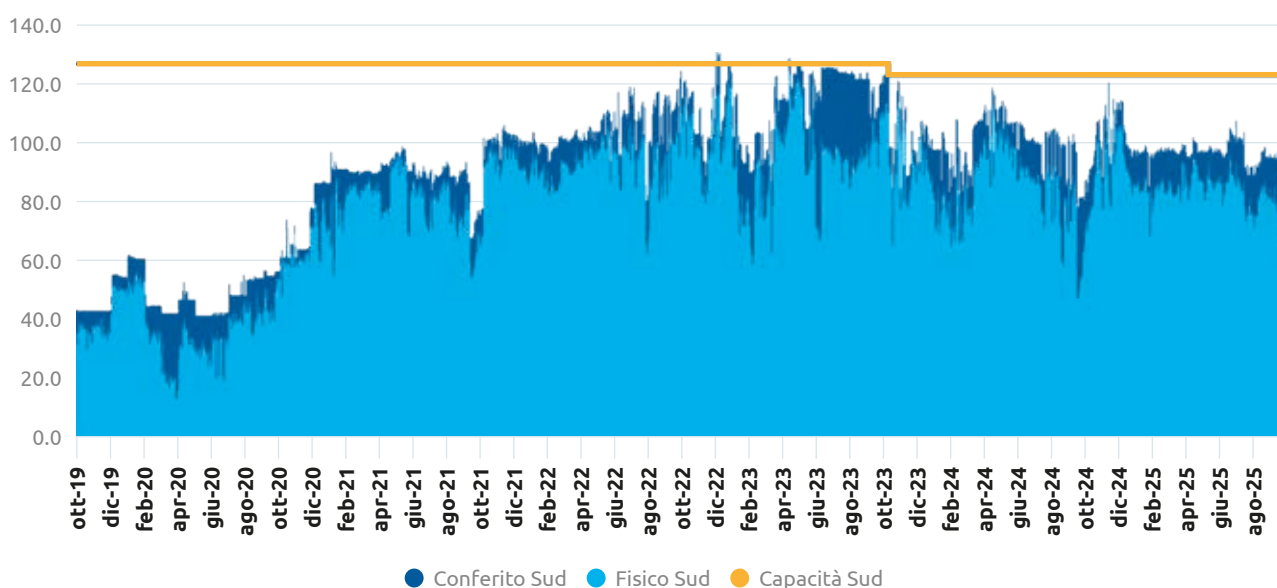
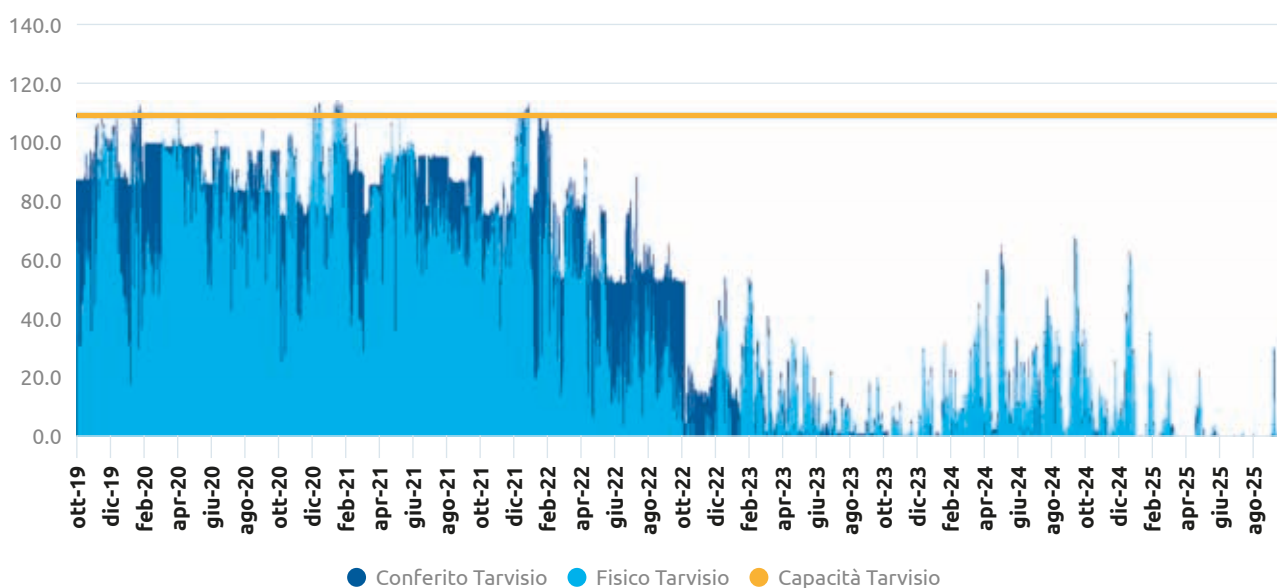
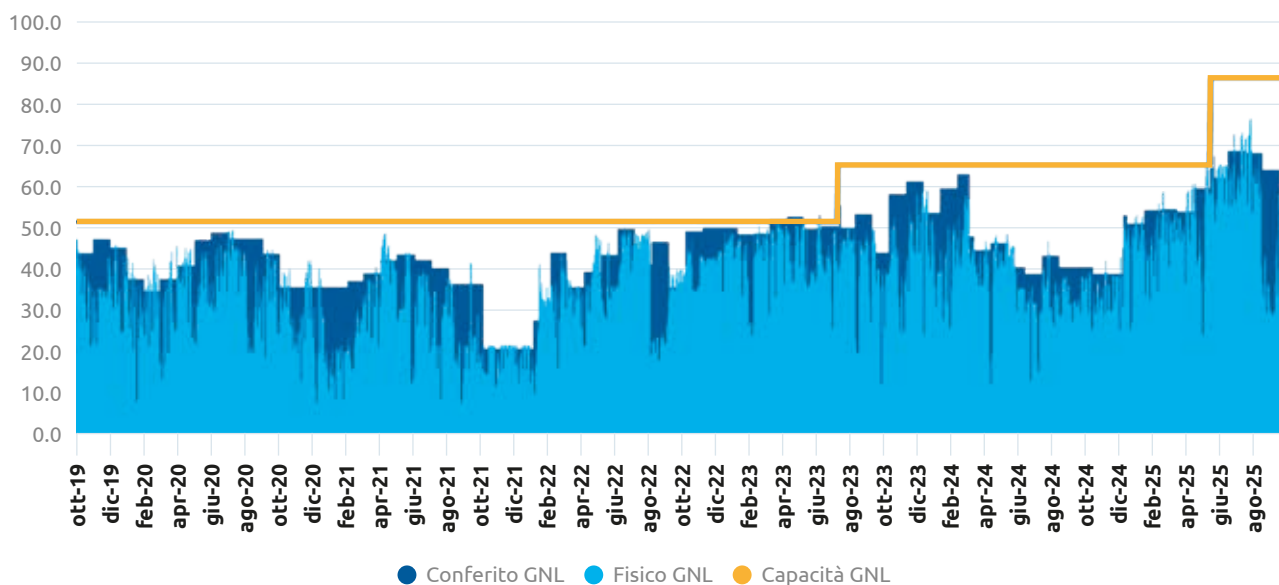


Figura 9: Conferimenti e flussi fisici PdE Tarvisio (MSmc/g)



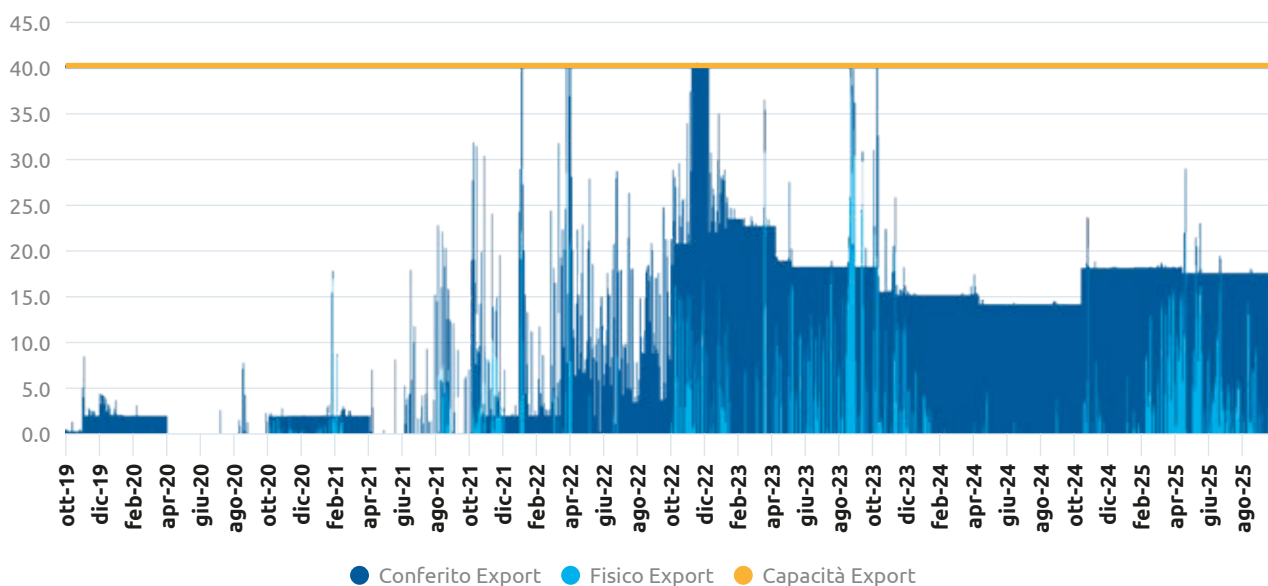
Anche l'utilizzo della capacità nei punti di importazione di GNL è stato vicino ai valori massimi in alcuni periodi del 2023, per poi riportarsi a valori inferiori anche a seguito dell'entrata in esercizio del nuovo terminale FSRU di Piombino.

Figura 10: Conferimenti e flussi fisici PdE GNL (MSmc/g)



Per quanto riguarda i Punti di Uscita del nord Italia (Passo Gries, Tarvisio e Gorizia), si osserva un utilizzo moderato fino al 2021, anno in cui, a seguito dei quantitativi di gas in arrivo dal TAP e soprattutto delle situazioni di tensione innescate dalla guerra in Ucraina, il loro utilizzo è cresciuto fino a raggiungere valori prossimi al massimo della capacità di esportazione dal sistema italiano.

Figura 11: Conferimenti e flussi fisici PdU Nord Italia (MSmc/g)



I dati relativi all'utilizzo dei punti di riconsegna completano la descrizione dell'utilizzo della rete e vengono rappresentati suddivisi per società di trasporto.

Tabella 11: Capacità massime utilizzate nel periodo 2020-2024

MSmc/g	2021	2022	2023	2024
Snam Rete Gas	361	374	333	318
Società Gasdotti Italia	4,9	4,6	3,9	3,6
Retragas	3	2,7	2,2	2,4
CMVTG	0,3	0,3	0,3	0,3
Netenergy	0,2	0,2	0,2	0,2
Metanodotto Alpino	0,1	0,2	0,1	0,1
Energie Rete Gas	0,1	0,1	0,1	0,1
ITG	27,2	27,4	27,4	27,3

Tabella 12: Capacità massime impegnate nel periodo 2020-2024

MSmc/g	2021	2022	2023	2024
Snam Rete Gas	451	439	419	375
Società Gasdotti Italia	7,1	6,9	7,3	7,2
Retragas	3,2	3,1	2,8	2,9
CMVTG	0,4	0,4	0,3	0,3
Netenergy	0,3	0,3	0,3	0,2
Metanodotto Alpino	0,1	0,1	0,2	0,2
Energie Rete Gas	0,1	0,1	0,1	0,1
ITG	25,9	26,3	26,3	26,3

3.3. Gli scenari nel Piano di sviluppo: scenari congiunti Snam-Terna

In ottemperanza alla Delibera 392/2024/R/com, Snam ha predisposto in coordinamento con l'operatore della rete elettrica di trasmissione nazionale (Terna) il documento recante il set informativo e la descrizione degli scenari di riferimento per i piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2025 - 2034 (c.d. DDS'24). Gli scenari di riferimento sono stati individuati al fine di consentire l'analisi di possibili evoluzioni tra loro differenti e, ove possibile, contrastanti.

Il contesto di riferimento del Piano è basato sugli scenari congiunti Snam-Terna elaborati nel 2024, la cui visione considera come riferimento la Legge Europea sul clima (rif. Regolamento UE 2021/1119) che sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("Net Zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Anche sulla base delle riflessioni riportate nelle considerazioni generali al Piano, gli scenari sviluppati congiuntamente con Terna nel 2024 saranno oggetto di revisione nel 2026 per recepire le più recenti evoluzioni in atto nel contesto esterno.

3.3.1. Contesto macroeconomico e commodity negli scenari

Gli scenari sviluppati nel DDS'24 si basano sulle ipotesi macroeconomiche e demografiche riportate nel PNIEC 2024 e sono coerenti con il rapporto 2024 Ageing report della Commissione Europea. Anche per quanto riguarda i prezzi dei combustibili fossili e delle quote di emissione di CO₂ nel mercato ETS, il DDS'24 fa riferimento al PNIEC 2024, che riporta i valori raccomandati dalla Commissione Europea per tutti i Piani Nazionali Energia e Clima preparati ai sensi del Regolamento UE sulla Governance dell'Unione dell'energia. È bene precisare che i valori dei prezzi delle commodity non sono da ritenersi delle previsioni, bensì dei parametri per la valutazione degli scenari. Le ipotesi alla base del PNIEC 2024 indicano prezzi delle commodities inferiori rispetto ai valori estremi registrati nel periodo della crisi energetica 2021-2022, ma comunque superiori ai valori osservati prima della crisi.

Nella tabella seguente si riportano i valori delle principali commodities energetiche considerate negli scenari Snam-Terna, coerenti con gli scenari PNIEC pubblicati a giugno 2024.

Tabella 13: Prezzi commodities e CO₂ elaborati negli scenari Snam-Terna del DDS 2024

Anno	Petrolio	Gas (NCV)	Carbone	Quote di emissione
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/tCO ₂
2030	50	32	14	95
2040	57	36	14	100

3.3.2. Domanda e offerta di gas nel periodo 2025-2040

Gli scenari di domanda e offerta sviluppati nel DDS '24 e presi a riferimento per il presente Piano sono i seguenti:

- uno scenario di policy al 2030 (c.d., PNIEC Policy), coerente con lo scenario PNIEC Policy pubblicato dal MASE a giugno 2024;
- due scenari di policy al 2035 e 2040 (c.d., DE-IT e GA-IT), basati sugli scenari Distributed Energy e Global Ambition elaborati dagli ENTSOs ai fini del TYNDP 2024;
- uno scenario contrastante per gli orizzonti temporali 2030, 2035 e 2040 (c.d., PNIEC Slow) rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di policy) verso i target di decarbonizzazione.

Lo scenario di policy 2030 del DDS'24 è sostanzialmente in linea con lo scenario "Fit-for-55 2030" sviluppato da Snam e Terna nel DDS 2022 e nel DDS 2023. Revisioni minori dello scenario di policy 2030 sono legate alla variazione del quadro socioeconomico, a quanto registrato nel corso degli ultimi due anni e all'aggiornamento delle politiche di azione in materia di energia e ambiente del governo italiano, in particolare nel PNIEC.

Nello scenario di policy 2030 le fonti rinnovabili elettriche arrivano a coprire il 63% del fabbisogno nazionale di elettricità, mentre i gas verdi arrivano a coprire circa il 16,4 % della domanda di gas negli usi finali. È inoltre previsto già al 2030 un primo utilizzo di tecnologie di Carbon Capture, Utilization & Storage (CCUS) per iniziare il percorso di progressiva decarbonizzazione dei settori “hard to abate” con la cattura delle emissioni di processo e di combustione.

Per quanto riguarda il target 2040, il PNIEC specifica che “*lo scenario energetico al 2040 tiene conto del solo effetto inerziale delle misure incluse per raggiungere i target 2030 non vincolato quindi ai target di neutralità climatica al 2050 e sarà ulteriormente affinato nel corso dei lavori di aggiornamento della Long Term Strategy (LTS)*”.

Sono stati quindi sviluppati gli scenari Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT), allineati agli analoghi scenari elaborati a livello europeo dagli ENTSOs nell’ambito del TYDP 2024 e raccordati con il PNIEC policy.

Nello scenario DE-IT, è prevista una maggiore penetrazione del vettore elettrico in tutti i settori (civile, trasporto e industria) tramite la massimizzazione della generazione solare ed eolica, che diventa lo strumento principale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione arrivando a coprire il 76% del fabbisogno elettrico.

Previsioni di domanda

La centralità del ruolo del gas nel percorso di integrazione energetica verso la decarbonizzazione è confermata in tutti gli scenari analizzati, anche grazie alla progressiva sostituzione del gas naturale con biometano e idrogeno.

La tabella sottostante riporta il dettaglio dei consumi di gas naturale e gas verdi per gli scenari considerati.

Tabella 14: Proiezioni di domanda di gas naturale e gas verdi in Italia

BSmc*											2040
Gas		PNIEC Policy			PNIEC Slow			GA-IT+		DE-IT+	PNIEC Slow
GAS NATURALE		53,6			61,3			39,2		35	49
BIOMETANO		5			2,3			10,6		10,6	4,7
IDROGENO **	Bcm fisici 2,8	Bcm eq 0,9	Bcm fisici 1,3	Bcm eq 0,4	Bcm fisici 30,2	Bcm eq 9,6	Bcm fisici 22,3	Bcm eq 7,1	Bcm fisici 19,5	Bcm eq 6,2	
TOTALE		59,5			64			59,5		52,7	59,9

* Valori riferiti a Potere Calorifico Superiore (10,58 kWh/mc).

** Valori espressi in BSmc metano equivalenti.

Previsioni di offerta

Le importazioni di gas naturale dall'estero, sia attraverso le rotte via gasdotto che sotto forma di GNL, attualmente coprono circa il 90% del fabbisogno di gas e continueranno nel lungo termine a costituire la fonte primaria di copertura della domanda nazionale.

La produzione nazionale di gas naturale è prevista in aumento nel breve periodo grazie all'avvio ad agosto 2024 della produzione nei giacimenti di Argo e Cassiopea al largo delle coste siciliane, con volumi immessi stimati di 1,5 BSmc annui. Grazie a questo contributo, la produzione nazionale si attesterà su circa 4 BSmc annui, per poi ridursi dopo il 2030 fino a raggiungere 1,5 BSmc annui nel 2040, a meno di nuove scoperte o potenziamento dei giacimenti esistenti.

La crescita della produzione domestica, nonostante l'incremento dei volumi di biometano immesso in rete, è molto lontana dall'incidere in modo significativo sulla dipendenza del sistema italiano dalle importazioni, che continueranno ad essere la fonte primaria di copertura della domanda nazionale. In linea generale, la dipendenza dalle importazioni, sia via gasdotto che sotto forma di GNL, rende i mercati suscettibili alla volatilità dei prezzi.

Elemento comune a tutti gli scenari di offerta è l'inversione dei flussi storici di approvvigionamento, che ha portato ad un sistema gas strutturalmente dipendente dai punti di importazione del sud Italia e dai terminali GNL, due dei quali (Livorno e Piombino) insistono sulla stessa direttrice di trasporto da sud (dorsale tirrenica).

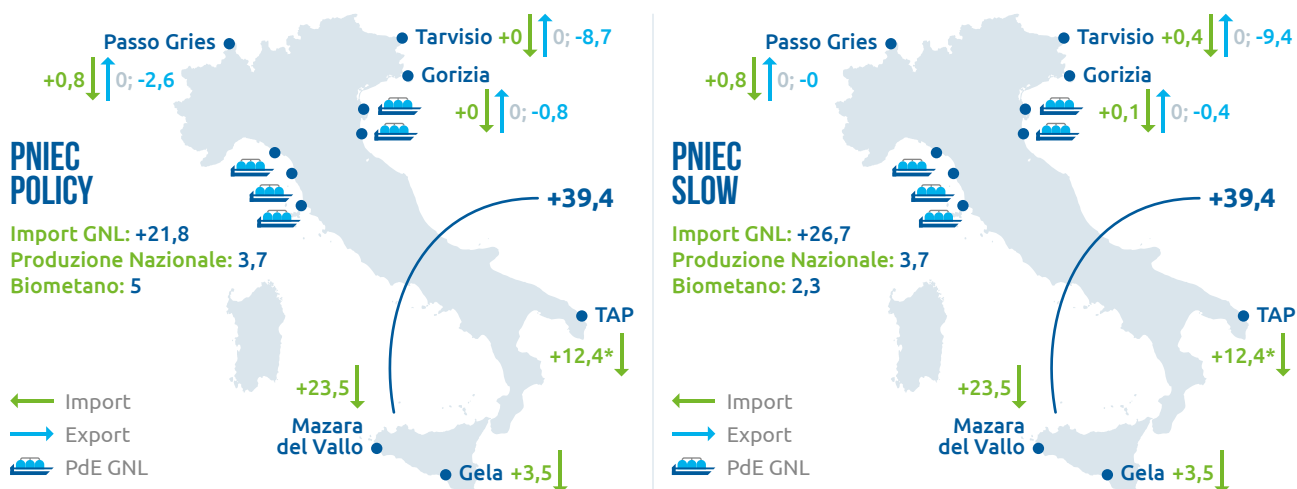
L'Italia per collocazione geografica e diversificazione delle rotte di approvvigionamento ha l'opportunità di svilupparsi a potenziale Hub Europeo del gas, contribuendo alla sicurezza energetica dei Paesi interconnessi a nord.

Gli scenari di approvvigionamento presi a riferimento per la valutazione dei progetti del Piano sono descritti nelle figure seguenti e sono coerenti con le previsioni di offerta del "Documento di Descrizione degli Scenari 2024". In particolare, sono rappresentati gli scenari di copertura unicamente in relazione alle due traiettorie Slow e Policy-GA in quanto maggiormente rappresentative per la rete gas. Lo scenario DE è simile al GA ma più improntato verso una produzione distribuita.

Di seguito sono rappresentati anche gli scambi di gas naturale attesi per ciascuna frontiera che rispetto a quanto rappresentato nel DDS 2024 sono stati elaborati con un maggiore dettaglio, che li valorizza per singola fonte di approvvigionamento/punto di uscita, evidenziando le differenze derivanti dai due scenari elaborati.

Ai fini delle valutazioni dei progetti sono stati considerati i seguenti livelli di importazione annua e di flussi di esportazione verso i paesi interconnessi.

Figura 12: Offerta scenari 2030 [BSmc]



* L'aumento dei flussi di importazione da TAP saranno possibili a partire dal 2031 come indicato nel relativo processo di capacità incrementale.

Figura 13: Offerta scenari 2035 [BSmc]

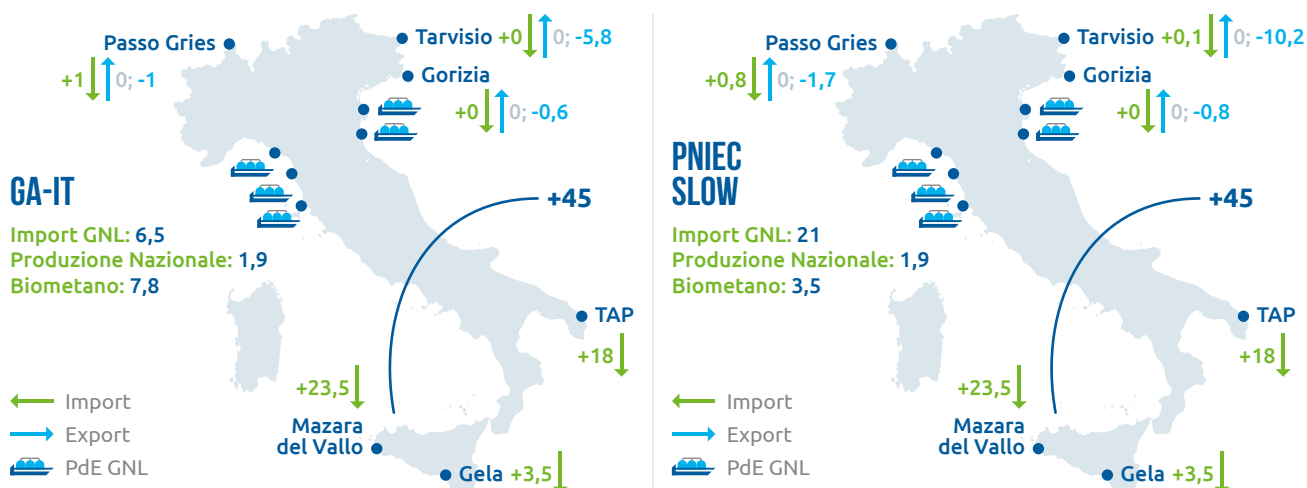
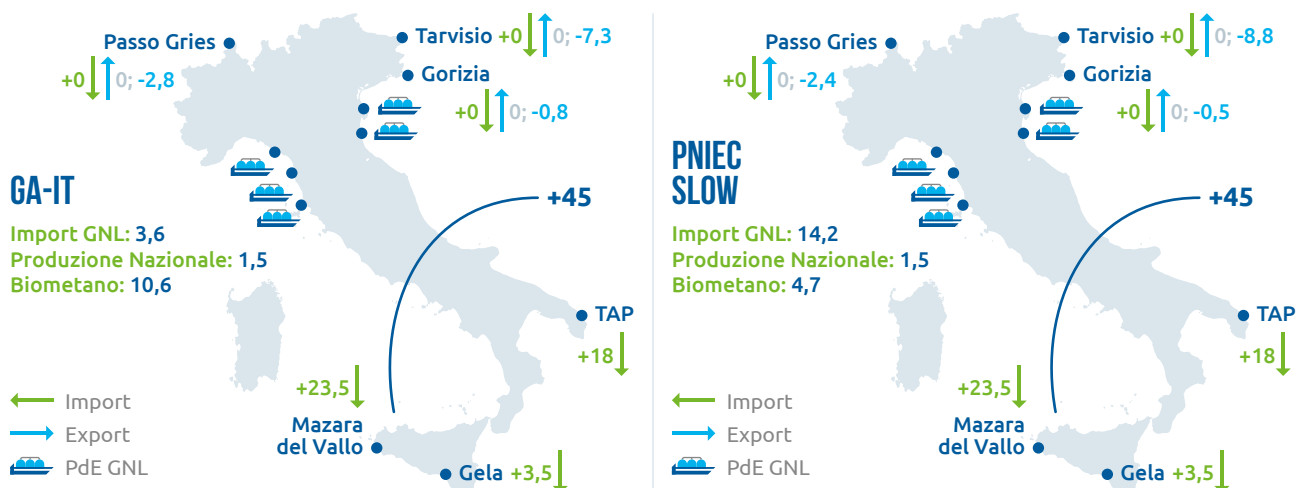


Figura 14: Offerta scenari 2040 [BSmc]



3.3.3. Domanda di punta

Il dimensionamento delle infrastrutture di trasporto viene effettuato prendendo a riferimento la domanda di punta che tale infrastruttura deve sostenere, espressa in MSmc/giorno (o GWh/giorno). La definizione della domanda di punta viene effettuata a partire dagli scenari previsionali della domanda annua, che vengono declinati nel contesto geografico italiano per ricavare i profili orari e giornalieri rappresentativi (giorno ferialo inverno normale o freddo, giorno estivo ferialo, giorno estivo festivo, ecc.).

In maggior dettaglio, la previsione di domanda a livello nazionale viene disaggregata tenendo conto della distribuzione dei punti di riconsegna, al fine di fornire una distribuzione geografica dei prelievi dalla rete di trasporto. L'evoluzione della domanda da ciascun punto di riconsegna viene elaborata con modelli di regressione lineare che tengono conto delle serie storiche dei prelievi, delle capacità conferite, dei fattori di utilizzo registrati e di tutte le informazioni disponibili, tecniche e commerciali, utili al processo di previsione della domanda di gas. Oltre alla distribuzione geografica della previsione di domanda viene modellizzata la distribuzione temporale dei prelievi nel corso dell'anno. Gli scenari giornalieri e orari di domanda gas presentano infatti una grande variabilità, sia nel corso dell'anno che della settimana, in quanto influenzati dalla climatica stagionale e dalla ciclicità della produzione industriale e terziaria.

Questa modellizzazione temporale viene effettuata modulando lo scenario annuale con i coefficienti propri di ciascun punto di riconsegna, elaborati partendo dalle serie storiche dei prelievi.

Ai sensi del Regolamento UE 1938 del 2017 (e s.m.i.) sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, devono essere valutate situazioni di particolare criticità, che tengano conto di scenari di domanda in condizioni di freddo eccezionale, con una probabilità di accadimento di una volta ogni vent'anni. A titolo indicativo, il rapporto tra la domanda giornaliera in un inverno normale e quella estiva è di circa 2 a 1, rapporto che arriva a 3 a 1 in condizioni di freddo eccezionale (domanda di punta).

Le capacità di trasporto continue sono calcolate con uno scenario di prelievo estivo (fuori picco), che costituisce lo scenario più gravoso per i Punti di Entrata da sud e da nord-est in quanto è caratterizzato da prelievi inferiori rispetto agli altri scenari. In questo scenario, infatti, il gas immesso nei Punti di Entrata deve essere trasportato per distanze maggiori verso i campi di stoccaggio e le principali aree di mercato.

Nelle tabelle seguenti viene riportata la domanda giornaliera di punta (o picco) ed estiva (fuori picco) negli scenari per gli anni 2030 e 2040 gas naturale e biometano.

Tabella 15: Domanda giornaliera di gas in condizione di freddo eccezionale (picco)

INVERNO ECCEZIONALE	2030				2040
	PNIEC Policy	PNIEC Slow	GA-IT	DE-IT	PNIEC Slow
MSmc/g*					
Civile	216	249	186	167	206
Industria e altro	48	49	42	38	48
Termoelettrico	159	161	145	137	146
Domanda di picco	423	459	373	342	400

* Valori riferiti a Potere Calorifico Inferiore (9,5 kWh/mc).

Negli scenari la domanda di picco legata a condizioni di freddo eccezionale si riduce tra il 2030 e 2040, a causa soprattutto della contrazione del mercato delle reti di distribuzione.

Tabella 16: Domanda giornaliera di gas media estiva (fuori picco)

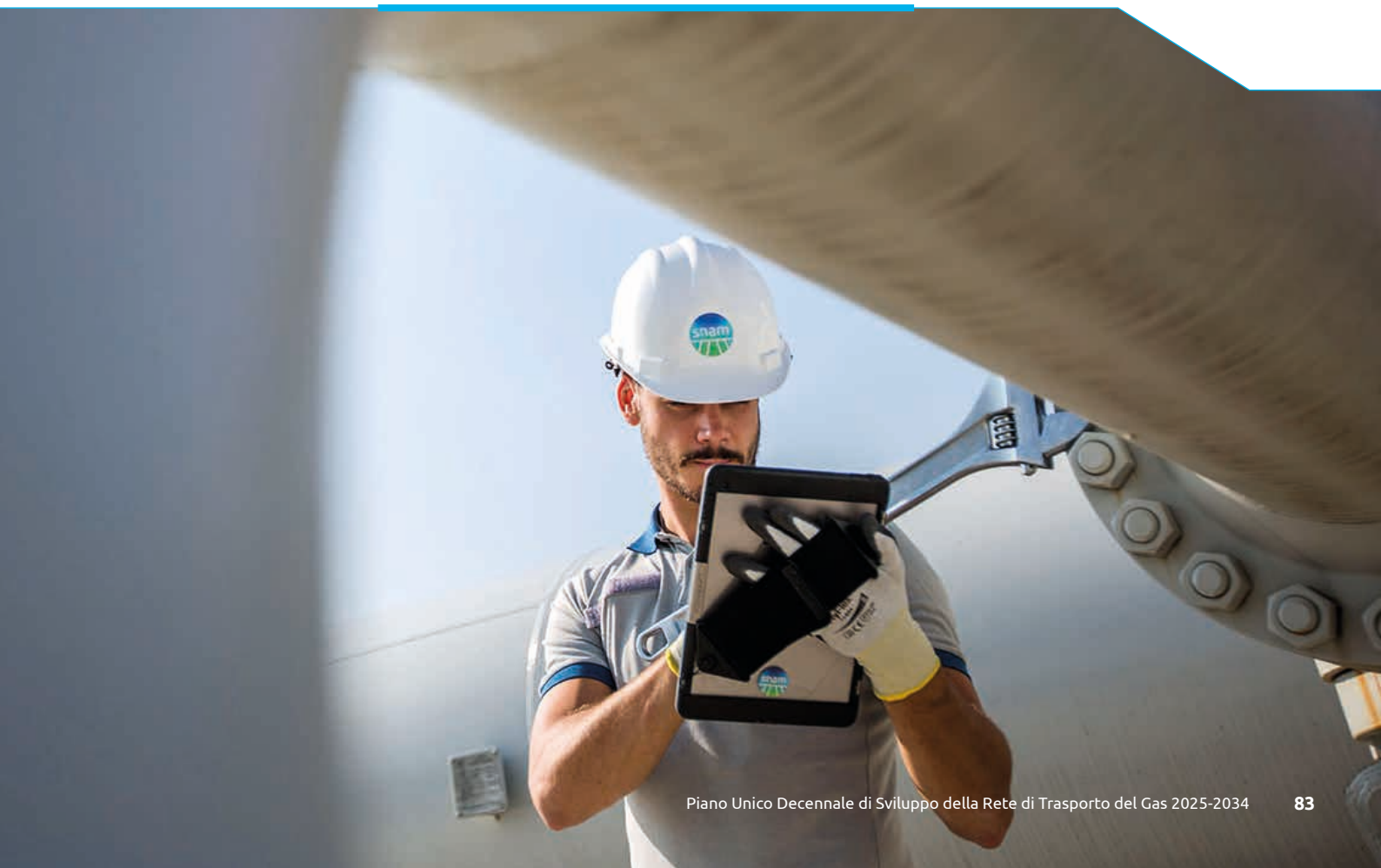
ESTATE MEDIA	2030				2040
MSmc/g*	PNIEC Policy	PNIEC Slow	GA-IT	DE-IT	PNIEC Slow
Civile	31	34	23	21	27
Industria e altro	39	41	36	33	41
Termoelettrico	56	57	49	43	45
Domanda di fuori picco	126	131	109	97	114

* Valori riferiti a Potere Calorifico Inferiore (9,5 kWh/mc).

La domanda giornaliera estiva di gas è invece principalmente guidata dal settore termoelettrico, che svolge un ruolo cruciale nel garantire la flessibilità del sistema di generazione elettrica, soprattutto per rispondere alla variabilità della produzione da fonti rinnovabili come l'eolico e il fotovoltaico. La domanda giornaliera estiva termoelettrica è prevista in progressiva riduzione, da circa 56 Mm³/giorno nel 2030 al range di 43-49 Mm³/giorno nei differenti scenari del 2040. Tuttavia, la punta di domanda giornaliera termoelettrica (sia estiva che invernale) potrebbe essere influenzata da fenomeni di indisponibilità della generazione rinnovabile (i.e. Dunkelflaute), subendo un ulteriore incremento che può raggiungere i 20 Mm³ al giorno nel 2030 e i 40 Mm³ al giorno al 2040 da considerarsi aggiuntivi rispetto ai valori inseriti nelle tabelle.

Il settore dell'industria e altri usi continua a costituire una componente importante della domanda giornaliera, pur se con ridotte variazioni tra estate e inverno, e mostra una leggera diminuzione nel lungo periodo.

In tutti gli scenari, anche se la domanda giornaliera di gas naturale tende a ridursi gradualmente entro il 2040, soprattutto a causa della contrazione del settore residenziale e in misura inferiore del settore termoelettrico, la domanda di picco invernale rimane su valori ben superiori ai 300 MSm³/giorno (ca. 3.200 GWh/giorno).



3.4. Coerenza con altri scenari italiani ed europei

Il Documento di Descrizione degli Scenari 2024, sulla cui base sono state elaborate le previsioni di domanda e offerta di gas naturale, biometano e idrogeno, è stato predisposto in coerenza con gli scenari sviluppati a livello Europeo in ambito TYNDP.

Gli scenari ENTSOs per il 2040 si basano su un “expansion model” che ottimizza il sistema energetico europeo minimizzando i costi. Il modello ha libertà totale di pianificare risorse, accumuli, elettrolizzatori e reti, ma adotta semplificazioni per gestire la complessità, con possibili limiti in robustezza e realismo. Per una valutazione completa, è importante integrare i dati ENTSOs con evidenze empiriche, come tassi di crescita storici e progetti realizzati o in pianificazione.

La domanda di gas elaborata negli scenari di Snam e Terna presenta alcune differenze rispetto agli scenari europei sviluppati in ambito ENTSOs, benché sviluppata secondo il medesimo scenario narrativo. In particolare, al 2030, il PNIEC Policy differisce rispetto allo scenario ENTSOs (c.d., National Trends+, NT+) in quanto incorpora le più recenti tendenze di evoluzione della domanda previste dal PNIEC 2024. Inoltre, utilizza una modalità più precisa di allocazione del calore tra termoelettrico e industria per l'adeguamento dell'Italia alla metodologia EUROSTAT.

Per gli scenari DE-IT e GA-IT al 2040, le simulazioni del mercato elettrico evidenziano una domanda di gas naturale per la produzione elettrica più alta rispetto agli scenari europei DE e GA elaborati da ENTSOs. Il principale motivo di questa differenza risiede nella capacità installata e nella conseguente produzione da FER elettriche negli scenari ENTSOs, i quali prevedono uno sviluppo maggiore di tali tecnologie. Per quanto concerne la domanda di gas negli altri usi negli scenari di deviazione DE e GA, si può notare come essi siano pressoché allineati. Infatti, confrontando gli scenari, che hanno alla base la medesima narrazione, si osserva che la domanda di gas per altri usi è pari a 39,0 GSm³ sia nello scenario DE che nello scenario DE-IT, e uguale a 45,9 GSm³ e 45,1 GSm³ negli scenari GA e GA-IT, rispettivamente. Considerando il totale dei gas verdi, biometano e idrogeno verde, le differenze sono minime: 16,7 GSm³ nello scenario DE e 17,7 GSm³ nello scenario DE-IT, e 22,8 GSm³ nello scenario GA e 20,2 GSm³ nello scenario GA-IT. Negli scenari Snam-Terna, l'intervallo di incertezza esplorato dai due scenari in merito ai gas verdi è stato leggermente ridotto grazie a valutazioni di maggior dettaglio effettuate in ambito nazionale. Si segnala inoltre uno sviluppo maggiore del biometano negli scenari Snam-Terna e un leggero rallentamento dell'idrogeno verde.

3.5. Scenari di domanda per le aree di nuova metanizzazione

Nel presente capitolo vengono approfonditi gli scenari di domanda per le aree geografiche locali in cui si prevede la realizzazione di nuove metanizzazioni.

Scenari di domanda della Sardegna

Lo scenario di domanda della Sardegna è il risultato di analisi dedicate che, a partire dal primo studio RSE²⁶ di luglio 2020, sono continuate con l'approfondimento predisposto da Snam e l'operatore elettrico Terna ai sensi della delibera 279/2022/R/com²⁷, successivamente aggiornato e trasmesso ad ARERA il 31 gennaio 2023.

I criteri applicati nella definizione della domanda sono i seguenti:

- sostituzione dei combustibili tradizionali (principalmente GPL, aria propanata e gasolio) con gas naturale;
- stime di domanda industriale che tengono conto delle interlocuzioni con i clienti industriali effettuate da Enura e della prevista ripartenza del polo di produzione dell'alluminio;
- aggiornamento della stima di domanda associabile all'autotrazione tenendo conto della quota che potrà essere soddisfatta mediante modalità di trasporto alternative;
- aggiornamento della domanda del settore civile e terziario in esito al coordinamento con il concessionario unico delle reti di distribuzione (Medea S.p.A. Gruppo Italgas), ai sensi della delibera ARERA 170/2025/R/gas, considerando la sola domanda afferente alle reti di distribuzione con lavori di realizzazione completati o avviati.

Lo scenario prevede una domanda gas complessiva a regime (2040) pari a ca. 800 MSmc/anno (ca. 890 MSmc/anno considerando l'eventuale domanda termoelettrica annua in caso di conversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo (Porto Torres). Nella tabella sottostante sono riportati i volumi annui previsti per il soddisfacimento del mercato servito dalla rete di trasporto per settore e per area geografica.

Tabella 17: Volumi annui previsti per il soddisfacimento del mercato servito dalla rete di trasporto per settore e per area geografica

MSmc/a	Civile + Terziario *	Industriale	Autotrazione	Termoelettrico	Totale
Sud (DPCM)	16	517 **	16	0	549
Centro (DPCM)	2	31	9	0	42
Centro/Sud (DPCM)	5	60	0	0	65
Nord Ovest (DPCM)	19	48	8	90 ***	165
Nord Ovest Dorsale	0	15	0	0	15
Nord Est	17	32	7	0	56
TOTALE	59	703	40	90	892

* da coordinamento 2025 con distributore Medea S.p.A. (Gruppo Italgas)

** di cui 363 MSmc/a previsti per l'alimentazione della raffineria di bauxite Eurallumina di Portovesme

*** solo in caso di conversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo (Porto Torres)

²⁶ Studio RSE: Approvvigionamento Energetico della Regione Sardegna (Anni 2020-2040) ai sensi della Delibera 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019.

²⁷ Scenario di domanda di energia elettrica e gas naturale relativo alla Regione Sardegna, pubblicato sul sito istituzionale Snam in data 31 luglio 2022.

Scenari di domanda altre metanizzazioni

Gasdotti Alpini prevede lo sviluppo della rete di trasporto per la metanizzazione della parte occidentale del Trentino (Val di Sole, Alta val di Non, Val Rendena e Giudicarie Esteriori), attraverso la realizzazione di nuovi gasdotti, fino a raggiungere un assetto infrastrutturale di 149 km. Le fonti energetiche ed i combustibili attualmente disponibili nei comuni non metanizzati sono il Gasolio, il GPL, la biomassa ed una minima parte di apparecchiature alimentate da energia elettrica (pompe di calore).

Per la previsione della domanda futura di gas di queste aree di nuova metanizzazione, Gasdotti Alpini ha individuato, sulla base di dati di letteratura e da valori aggregati, i valori di riferimento del fabbisogno energetico annuo per i territori attualmente non metanizzati suddividendo le utenze potenziali per tipologia di consumo (civili-residenziale, terziarie e industriali) e considerando l'efficientamento energetico in coerenza con le previsioni del PNIEC.

La domanda effettiva di gas è stata stimata partendo dal numero di utenze potenziali e applicando, per ciascun progetto di metanizzazione, una curva di acquisizione che descrive il ritmo con cui le utenze effettivamente si allacciano alla rete.

Tale curva è stata costruita sulla base dei dati relativi alle aree già metanizzate del Trentino.

Tabella 18: Scenari di domanda per interventi di nuova metanizzazione Gasdotti Alpini

MWh	2030			2035			2040	
	Slow	Policy	Slow	GA	DE	Slow	GA	DE
Quantitativi di gas (aree di nuova metanizzazione)	-	-	218.428	218.428	218.428	385.430	385.430	385.430

Energia Rete Gas propone diversi interventi di sviluppo di nuovi metanodotti con finalità di nuova metanizzazione, di cui:

- Sviluppo del metanodotto "Pont Saint Martin - Gressoney la Trinité" di 40 km che interessa un territorio di otto comuni della Valle d'Aosta;
- Sviluppo del metanodotto "Valsesia" di ca. 45 km che interessa undici comuni montani del Piemonte;
- Sviluppo del metanodotto "Verres Ayas" di ca. 27 km che interessa cinque comuni della Valle d'Aosta;
- Sviluppo del metanodotto del Cilento che ha lo scopo di metanizzare nuove aree dove sono presenti comuni che hanno già sottoscritto una convenzione per il servizio di distribuzione gas metano. Il progetto interessa un territorio costituito da ventidue comuni, di cui nove di nuova metanizzazione ed uno di transito, i restanti sono già metanizzati e oggetto di riclassificazione di parte della rete da IV° a III° specie. Nella condizione di massimo allaccio delle utenze si prevede pertanto un bacino complessivo costituito da circa 9.500 PdR consumanti 5.000.000 Sm³/anno;
- Sviluppo del metanodotto "Tanaro Arroscia Impero" che interessa un territorio di nove comuni ad oggi non metanizzati di cui otto fanno parte della Provincia di Imperia e solo una della Provincia di Cuneo. I comuni coinvolti sono attualmente serviti da reti GPL che possono quindi essere convertite nelle more del processo di gara ATEM. Si segnala, inoltre, la presenza del comune di Pieve di Teco della Provincia di Imperia che attualmente è una rete isolata a gas metano che potrà quindi beneficiare del collegamento fisico al metanodotto.

Tabella 19: Scenari di domanda per interventi di nuova metanizzazione Energia Rete Gas

MWh	2030			2035			2040	
	Slow	Policy	Slow	GA	DE	Slow	GA	DE
Pont Saint Martin - Gressoney la Trinité	42990	42990	102102	102102	102102	107476	107476	107476
Tanaro Arroscia Impero			87075	87075	87075	92198	92198	92198
Valsesia	69628	69628	99468	99468	99468	99468	99468	99468
Verres - Ayas	82115	82115	184760	184760	184760	205289	205289	205289
Cilento			40548			49764		

Il progetto di metanizzazione Sardegna prevede la costruzione di 104 impianti criogenici per lo stoccaggio e la rigassificazione del GNL e la contestuale realizzazione di un sistema di trasporto gas GNL su gomma per l'alimentazione degli impianti stessi. L'analisi del territorio mostra importanti opportunità di crescita e penetrazione su tutte le aree residenziali. Rispetto alle attuali utenze alimentate a metano, principalmente derivanti da attività di conversione di reti GPL, si prevede una crescita degli utenti residenziali e dei servizi al 2033 di circa 100.000 unità, con volumi trasportati per circa 50 milioni di metri cubi.

Lo sviluppo del metanodotto "Val Neva e Pennavaira" interessa un territorio costituito dai comuni di Cisano sul Neva e Zuccarello. La lunghezza dell'infrastruttura sarà quindi di circa 7 chilometri con un costo complessivo inferiore a cinque milioni di euro.

Lo sviluppo del metanodotto "Garfagnana" interessa un territorio di otto Comuni, di cui il principale è il Comune di Pieve Fosciana, dove si concentrano il maggior numero della popolazione e la maggior parte delle attività artigianali. L'orizzonte temporale per la sua realizzazione è stato spostato di oltre e pertanto il presente progetto non rientra nel Piano 2025-2034.

Infine si annovera il metanodotto "Pollein Pila Valdigne" (provincia di Aosta) che è già in fase di realizzazione con più del 50% dell'opera posata e circa il 35% già in esercizio. Tale metanodotto gode della clausola di salvaguardia prevista da Arera come da deliberazione 208/2018/R/GAS.



04

ESIGENZE E LOGICHE DI INTERVENTO

ESIGENZE E LOGICHE DI INTERVENTO

4.1. Piano delle capacità di trasporto

Il piano delle capacità di trasporto nei Punti di Entrata interconnessi con l'estero e con i terminali GNL è coerente con la stima dei fabbisogni di capacità di importazione e con gli sviluppi infrastrutturali previsti nel Piano e conferma, con oltre il 16% di incremento della capacità totale al 2028, il grande sforzo infrastrutturale intrapreso dall'Italia per rendere il sistema gas indipendente dalle importazioni dalla Russia.

Tabella 20: Capacità continua di importazione 2024 - 2040

MSmc/g PUNTI DI ENTRATA	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035	2040
Mazara del Vallo	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7	103,7
Gela **	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
Melendugno	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	57	57	57
Totale SUD (Max Contemporanea)*	122	122	127	127	150	150	150	150	150	150
GNL Panigaglia	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
GNL Cavarzere	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
GNL Livorno	15	15	18	18	18	18	18	18	18	18
GNL Piombino	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
GNL Ravenna		21	30	30	30	30	30	30	30	30
Totale CENTRO	68,4	89,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4
Passo Gries	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Tarvisio	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2
Gorizia	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
TOTALE NORD	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4	172,4
CAPACITÀ TOTALE	362,8	383,8	400,8	400,8	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8	423,8

* Sui PdE di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno è resa disponibile una capacità complessiva concorrente ai sensi del capitolo 5.3 del Codice di Rete di Snam Rete Gas

** Sul PdE di Gela è la capacità pubblicata include quella riservata al campo di produzione di Panda la cui immissione insiste sullo stesso PdE.

L'incremento della massima capacità di trasporto contemporanea da Sud è conseguente all'entrata in esercizio dei seguenti interventi:

- Prima Fase del progetto Linea Adriatica, che consente l'incremento di 5 MSmc/g fino a 127 MSmc/g (1,407 GWh/g) nel 2026;
- Seconda Fase del progetto Linea Adriatica, che consente l'ulteriore incremento di 23 MSmc/g fino a 150 MSmc/g (1,661 GWh/g) nel 2028.



L'entrata in esercizio della Prima Fase della Linea Adriatica nel 2026 consente inoltre l'incremento di 3 MSmc/g (33 GWh/g) della capacità di trasporto dal PdE interconnesso con il terminale GNL di Livorno e l'incremento di 9 MSmc/g (98 GWh/g) della capacità nel PdE interconnesso con il terminale di Ravenna.

L'incremento della capacità nel PdE di Melendugno nel 2031 dipende invece dal progetto Matagiola - Massafra primo tratto, la cui decisione finale di investimento è legata agli esiti della procedura di capacità incrementale descritta nel paragrafo seguente.

Anche il piano delle capacità nei Punti di Uscita interconnessi con l'estero tiene conto degli interventi di sviluppo previsti nel periodo, in particolare gli interventi per l'inversione di flusso nella centrale di Malborghetto hanno consentito il primo incremento della capacità di esportazione nel PdU di Tarvisio a 24 MSmc/g nel 2024, mentre il secondo incremento è previsto nel 2026, a seguito dell'entrata in esercizio della nuova unità di compressione elettrica a Poggio Renatico. Questi incrementi non modificano la capacità di esportazione contemporanea dal nord Italia, che rimane invariata a 40 MSmc/g, ma rendono il punto di uscita di Tarvisio equipollente con quello di Passo Gries aumentando la capacità di esportazione verso l'Austria.

Tabella 21: Capacità continua di esportazione 2024 - 2040

MSmc/g	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Passo Gries	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Tarvisio	24	24	40	40	40	40	40	40	40
CAPACITÀ MASSIMA CONTEMPORANEA (PASSO GRIES + TARVISIO)	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Gorizia	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Bizzarone, San Marino	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Nuova interconnessione con Malta	0	0	0	0	0	0	3	3	3
CAPACITÀ TOTALE	46	46	46	46	46	46	48	48	48

La creazione del nuovo PdU verso Malta è prevista al 2030, in funzione della eventuale realizzazione della relativa opera di interconnessione.

4.2. Procedure di capacità incrementale

Procedura di capacità incrementale per i PdE interconnessi con l'estero

Il Capo V del Regolamento (UE) 2017/459 (CAM NC) descrive la procedura di capacità incrementale per la determinazione degli interventi infrastrutturali che si rendono necessari per soddisfare le richieste del mercato.

Il Regolamento prevede che, almeno ogni anno dispari e immediatamente dopo lo svolgimento delle aste annuali di capacità, venga valutata congiuntamente da tutti gli operatori europei la domanda di capacità incrementale. Gli operatori raccolgono le domande non vincolanti di capacità incrementale e, 8 settimane dopo l'asta annuale di capacità, redigono congiuntamente e pubblicano i documenti di valutazione delle richieste ricevute (DAR), nei quali viene formulata la decisione relativa all'eventuale avvio di un progetto di capacità incrementale. Nel caso in cui il DAR includa una decisione positiva, rispetto all'avvio della fase di design coordinato, una proposta di progetto viene dapprima sottoposta a una consultazione pubblica e in seguito finalizzata, per poi essere valutata dalle Autorità di regolazione coinvolte ("Project Proposal").

Di norma, la capacità incrementale riferita al progetto viene offerta al mercato l'anno dispari successivo a quello in cui è iniziata la procedura, in corrispondenza dei processi relativi alle aste annuali di capacità (processo standard). In caso di progetti relativamente complessi e con specifiche peculiarità, gli operatori dei sistemi di trasporto coinvolti e le rispettive Autorità di regolazione possono definire un meccanismo di allocazione alternativa (Alternativa Allocation Mechanism - AAM), che segue regole e tempistiche specifiche e differenziate da quelle standard.

Il progetto presentato alle Autorità di regolazione coinvolte deve contenere:

- elementi progettuali/dimensionali dell'infrastruttura;
- parametri economici;
- descrizione dei quadri regolatori relativi all'infrastruttura;
- elementi relativi al test economico;
- dettaglio delle condizioni contrattuali per l'accesso alla procedura di allocazione.

A inizio luglio 2021 è stato avviato il Ciclo Incrementale 2021, a cui sono seguite le Relazioni di valutazione della domanda di capacità incrementale (DAR) con le quali si è data evidenza dell'intenzione di procedere con le fasi successive e quindi di avviare la fase progettuale coordinata per la creazione di nuova capacità di trasporto presso il punto di interconnessione di Melendugno, in coordinamento con gli operatori interconnessi, Trans Adriatic Pipeline (TAP) e DESFA.

La prima fase del Ciclo Incrementale 2021, aperta nel novembre 2022, si è conclusa nel gennaio 2023, con il superamento del test economico riferito al primo dei tre livelli di capacità incrementale proposti. La seconda fase del Ciclo Incrementale 2021, aperta nell'ottobre 2023, si è conclusa nel mese di gennaio 2024 senza la concretizzazione di alcun nuovo livello di capacità.

In parallelo, a inizio luglio 2023 è stato effettuato il Ciclo Incrementale 2023, con la raccolta di indicazioni non vincolanti di capacità incrementale.

Il 23 ottobre 2023 sono stati pubblicati i DAR relativi ai punti di interconnessione con Austria e Slovenia, che non hanno evidenziato necessità di sviluppo della capacità esistente.

Nel mese di aprile 2024, a valle della chiusura del Ciclo Incrementale 2021, è stato pubblicato il DAR relativo al punto di Melendugno, a cui è seguita la definizione della nuova Project Proposal e l'avvio della raccolta delle richieste di capacità incrementale per il nuovo ciclo, la cui conclusione è prevista tra dicembre 2025 e gennaio 2026.

Procedura di capacità incrementale per i PdE interconnessioni con terminali GNL

Le deliberazioni 660/2017/R/gas con il rispettivo allegato (TIRG) e la delibera 425/2019/R/gas disciplinano i criteri di accesso al servizio di rigassificazione e, in particolare, le disposizioni riguardanti i processi di conferimento di capacità prevedendo, in particolare, le modalità e le tempistiche per l'effettuazione delle procedure di primo conferimento di capacità per i terminali di nuova realizzazione.

Ai sensi del TIRG, l'impresa di rigassificazione esercente capacità di nuova realizzazione deve trasmettere all'Autorità, per successiva verifica e approvazione, una procedura applicativa che disciplini il primo conferimento di detta capacità, in cui siano definite:

- modalità e termine per la richiesta di capacità;
- termine di conclusione del conferimento, che deve avvenire in anticipo rispetto all'intervallo temporale previsto all'interno del quale la nuova capacità entrerà in esercizio;
- modalità e limiti con i quali l'impresa di rigassificazione aggiorna il suddetto intervallo temporale all'interno del quale la nuova capacità sarà disponibile;
- modalità con le quali è gestita la fase di avviamento della nuova capacità e durata del periodo di avviamento.

La procedura di primo conferimento inoltre include la descrizione del terminale e delle condizioni operative di funzionamento, con riferimento, ad esempio, alle modalità di abilitazione delle navi metaniere, al processo di programmazione delle consegne del GNL e della rigassificazione, alle specifiche di qualità del GNL e del gas riconsegnato e alla programmazione delle manutenzioni.

Per quanto riguarda il terminale FSRU "Italis LNG" (ex "Golar Tundra"), installato nel porto di Piombino, con le procedure di conferimento svolte nel corso del 2023 è stato assegnato oltre il 95% della capacità disponibile per i primi tre anni e oltre l'86% della capacità disponibile per il periodo residuo di 17 anni. Nel corso dei primi 2 anni di esercizio la capacità disponibile è stata utilizzata al 100% grazie a ulteriori conferimenti di breve termine.

Per quanto riguarda il terminale FSRU "BW Singapore", installato al largo di Ravenna, la procedura applicativa di primo conferimento è stata approvata dall'Autorità con la deliberazione 16/2024/R/gas e prevede il conferimento di capacità di rigassificazione mediante prodotti di durata ventennale, decennale e quinquennale. La capacità messa a disposizione su breve termine nel corso dei periodi infrannuali è stata conferita totalmente.



4.3. Raccolta di informazioni da Operatori di Trasporto, Stoccaggio e Rigassificazione

In questo paragrafo sono descritti gli esiti della raccolta dati avviata dall'impresa principale di trasporto come previsto dalla delibera 170/2025/R/gas, in relazione ai progetti di infrastrutture di trasporto, stoccaggio e rigassificazione promossi da operatori terzi.

Progetti relativi a trasporto stoccaggio e rigassificazione di gas naturale

- **TAG Reverse Flow, proposto da TAG gmbh:** il progetto prevede l'inversione di flusso di due delle centrali del sistema di trasporto TAG, con la finalità di incrementare la capacità di trasporto dall'Italia verso l'Austria da 26 MSmc/g a 40 MSmc/g. Il progetto è coordinato con il progetto di potenziamento della centrale di Poggio Renatico in Italia per l'incremento della capacità di trasporto nel PdU di Tarvisio.
- **Poseidon Pipeline, proposto da IGI Poseidon S.A.:** il progetto riguarda un nuovo corridoio di importazione che si sviluppa dal confine fra Turchia e Grecia fino alla costa Adriatica della Grecia e da questa, mediante una sealine, fino ad Otranto. E' prevista l'interconnessione in Grecia con il progetto Eastmed, collegando in tal modo il sistema italiano alle produzioni di gas del Bacino del Levantino (Cipro e Israele). Il progetto, che prevede una capacità di importazione in Italia di 32,8 Msmc/g e la possibilità di incremento fino a 54,7 Msmc/g in una seconda fase, è in fase di autorizzazione e ha un costo stimato di circa 3.400 M€. Alla data attuale non sono state formalizzate richieste per lo sviluppo di capacità incrementale o di interconnessione alla rete di trasporto italiana. L'interconnessione alla rete di trasporto italiana potrebbe avvenire mediante un gasdotto di c.a. 20 chilometri, il cui diametro dovrebbe essere valutato in funzione della capacità di trasporto effettivamente richiesta. La messa a disposizione di capacità di trasporto dell'eventuale nuovo PdE necessita di interventi di potenziamento in Puglia e lungo la dorsale di importazione da Sud, di entità variabile in funzione degli esiti della Procedura Ciclo Incrementale 2023 e della capacità effettivamente richiesta nel nuovo PdE.
- **Terminale GNL di Gioia Tauro, proposto da LNG Medgas Terminal²⁸:** il progetto riguarda la realizzazione di un terminale di rigassificazione onshore da 12 BSmc, con uno stoccaggio di 600.000 metri cubi liquidi e capacità di immissione in rete fino a 36 MSmc/g. Il progetto ha ottenuto i permessi per la costruzione ma non è stata ancora presa una decisione finale di investimento. Inoltre in data 27 novembre 2023, il CdM, promulgando il Decreto Energia (rif. D.L. 181/2023), nell'ambito della sicurezza energetica del Paese e della sua decarbonizzazione, ha definito come di pubblica utilità, indifferibili e urgenti, le opere per la costruzione e l'esercizio dei terminali di rigassificazione di gas naturale liquido on-shore, nonché le infrastrutture connesse, che abbiamo ottenuto al 10 dicembre 2023, il provvedimento di autorizzazione. Il nuovo terminale può essere collegato alla rete mediante un gasdotto DN900 di circa 8 chilometri. La messa a disposizione di capacità di trasporto nel nuovo PdE necessita di interventi di potenziamento lungo la dorsale di importazione da Sud, di entità variabile in funzione degli esiti della Procedura Ciclo Incrementale 2023 e della capacità effettivamente richiesta nel nuovo PdE.
- **Terminale GNL di Porto Empedocle, proposto da Nuove Energie S.r.l.:** il progetto riguarda la realizzazione di un terminale di rigassificazione onshore da 8 Bsmc con uno stoccaggio di 320.000 metri cubi liquidi e una capacità di immissione in rete fino a 27 MSmc/g. Il progetto ha ottenuto i permessi per la costruzione, ma non è stata ancora presa una decisione finale di investimento. La richiesta di allacciamento alla rete di trasporto, attiva dal 2008, prevede la realizzazione di un gasdotto DN900 di circa 14 km i cui costi sono considerati all'interno del presente piano. La messa a disposizione di capacità di trasporto nel nuovo PdE necessita di interventi di potenziamento in Sicilia e lungo la dorsale di importazione da Sud, di entità variabile in funzione degli esiti della Procedura Ciclo Incrementale 2023 e della capacità effettivamente richiesta nel nuovo PdE.

²⁸ Informazioni pubbliche (<https://www.mase.gov.it/portale/-/terminale-di-rigassificazione-di-gioia-tauro-rc-1>) e (<https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Info/151>).

- **Stoccaggio di Alfonsine, proposto da STOGIT S.p.A.:** il progetto prevede lo sviluppo presso Alfonsine (RA) di un nuovo campo di stoccaggio, caratterizzato da un volume di working gas di circa 1,7 BSmc e da una capacità di erogazione e iniezione di ca. 20 MSmc/g. Il progetto, attualmente in fase di studio di fattibilità, è previsto entrare in esercizio tra il 2031 e il 2032 e ha un costo stimato di ca. 1.202 M€. Alla data odierna non sono state effettuate richieste di interconnessione alla rete di trasporto. Il nuovo campo di stoccaggio può essere collegato alla rete di trasporto con un gasdotto DN900 di ca. 3,5 chilometri e la messa a disposizione di capacità nel nuovo punto fisico di interconnessione ad oggi non necessiterebbe di interventi di potenziamento.
- **Fiume Treste Livello F Stoccaggio, proposto da STOGIT S.p.A.:** il progetto prevede il potenziamento del campo di stoccaggio esistente di Fiume Treste, mediante lo sviluppo di un nuovo livello di stoccaggio con un working gas aggiuntivo di circa 0,2 BSmc e una capacità aggiuntiva di erogazione e iniezione di ca. 4 MSmc/g. Il progetto, attualmente in fase di autorizzazione, prevede un costo di 112 M€ e l'entrata in esercizio nel 2033. Non sono necessari interventi di interconnessione o di potenziamento della rete di trasporto.
- **Melita TransGas (hydrogen ready) Pipeline, proposto da Interconnect Malta l.t.d.:** il progetto prevede il collegamento di Malta alla rete di trasporto italiana nei pressi di Gela, con una capacità di esportazione verso Malta di 3 MSmc/g. Il progetto è in fase di autorizzazione, ma non è stata ancora presa una decisione finale di investimento. La stima dei costi del progetto è di 438 M€ e la sua realizzazione è attualmente prevista entro il 2030. L'impatto sulla rete italiana è limitato alla realizzazione di un impianto di interconnessione. Ad oggi sono state raccolte richieste non vincolanti di capacità incrementale che tuttavia non si sono trasformate in impegni vincolanti di capacità.
- **Terminale GNL di Cagliari, proposto da Sardinia LNG:** il progetto riguarda la realizzazione di un terminale di rigassificazione onshore, nell'area portuale di Cagliari, collegato alla futura rete di trasporto sarda proposta da Enura S.p.A.. Il terminal GNL è costituito da una struttura in banchina per la connessione e lo scarico del GNL dalle navi metaniere, comprende n. 18 serbatoi criogenici per complessivi 22.000 metri cubi liquidi e 40 vaporizzatori ad aria ambiente per una potenzialità di 400.000 Smc/h. L'impianto è inoltre dotato di baie di carico per il rifornimento di autocisterne.
- **Terminale GNL di Oristano-Santa Giusta, proposto da IVI Petroliera:** il progetto riguarda la realizzazione di un terminale di rigassificazione onshore, nell'area portuale di Oristano-Santa Giusta, collegato alla futura rete di trasporto sarda proposta da Enura S.p.A.. Il terminal GNL è costituito da una struttura in banchina per la connessione e lo scarico del GNL dalle navi metaniere, comprende n. 9 serbatoi criogenici per complessivi 9.000 metri cubi liquidi e dispone di una potenzialità di 63.000 Smc/h. L'impianto è inoltre dotato di baie di carico per il rifornimento di autocisterne.



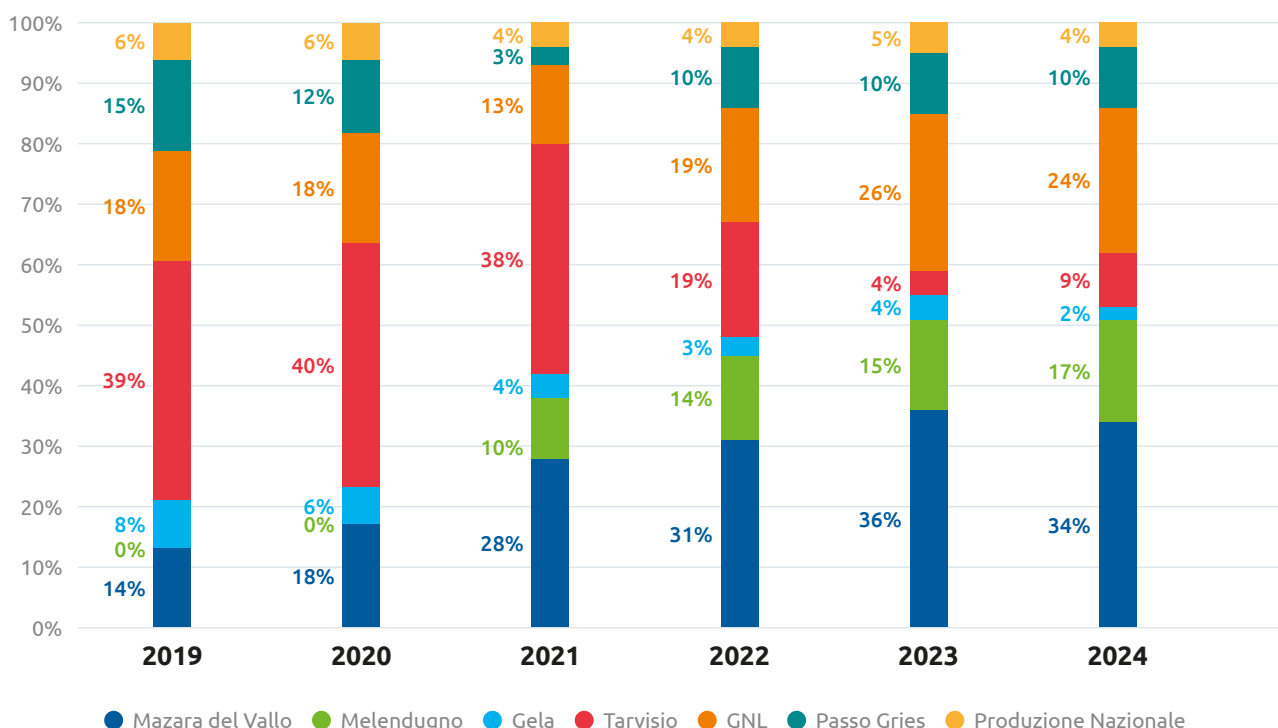
Progetti relativi a trasporto stoccaggio e rigassificazione di Idrogeno

- **North Africa H2 Corridor, proposto da Sea Corridor S.r.l.:** il progetto è complementare al progetto di interesse comunitario South H2 Corridor e riguarda la costruzione di gasdotti per trasportare l'idrogeno verde prodotto in Algeria e in Tunisia fino al punto di entrata di Mazara del Vallo. Il progetto prevede la posa di più di 600 chilometri di gasdotti onshore e di ca. 155 chilometri di gasdotti offshore e la messa a disposizione di capacità di trasporto in due fasi successive: fino a 213 GWh/g per la Fase 1 e fino a 448 GWh/g per la Fase 2.
- **H2 Readiness of the TAG pipeline system, proposto da TAG GMBH:** il progetto, parte integrante del progetto di interesse comunitario South H2 Corridor, prevede la conversione (repurposing) di uno dei gasdotti del sistema TAG al trasporto di idrogeno, da Tarvisio fino al confine con la Slovacchia (Baumgarten an der March). Il progetto, che prevede anche la realizzazione di circa 60 MW di potenza di compressione, renderà disponibile una capacità di trasporto di 168 GWh/g in entrata all'Austria e una capacità di trasporto di 128 GWh/g verso l'Italia.
- **Alpine Hydrogen Corridor, proposto da Transitgas A.G.:** il progetto prevede la realizzazione di una direttrice di trasporto di idrogeno attraverso la Svizzera, garantendo l'interconnessione tra Italia e Germania con una capacità in uscita dall'Italia di 94 GWh/g entro il 2035. Il progetto è coordinato con il progetto di interesse comunitario South H2 Corridor.
- **Fiume Treste Livello F Stoccaggio H2, proposto da STOGIT S.p.A.:** il progetto prevede lo sviluppo di un nuovo livello del campo di stoccaggio esistente di Fiume Treste, da adibire allo stoccaggio di H2 con un working gas di circa 0,12 BSmc e una capacità aggiuntiva di erogazione e iniezione di ca. 4 MSmc/g. Il progetto è stato candidato come progetto di interesse comunitario (PCI) nel 2024, ottenendo valutazione positiva da parte della Commissione Europea nel 2025. Prevede un costo di 490 M€ e l'entrata in esercizio nel 2033. Non sono necessari interventi di interconnessione o di potenziamento della rete di trasporto.
- **Poseidon Pipeline H2, proposto da IGI Poseidon S.A.:** il progetto coincide per tracciato e dimensione del gasdotto con il progetto Poseidon per il trasporto di gas nel tratto fra la costa adriatica della Grecia e l'approdo in Italia, prevedendo il collegamento con la rete di trasporto idrogeno di Snam presso Taranto. Il progetto prevede la creazione di una capacità di trasporto di idrogeno verso l'Italia di 90 GWh/g dal 2035, potenziabile in una seconda fase fino a 150 GWh/g. Il progetto, attualmente in fase di pianificazione, ha un costo previsto di ca. 1.500 M€. La messa a disposizione di queste capacità di trasporto comporta degli interventi di potenziamento sia sul gasdotto di collegamento dell'area di Taranto alla dorsale di trasporto idrogeno "Hydrogen Backbone Italia" che sulla dorsale stessa, che nella sua configurazione attuale non tiene conto di queste capacità incrementalì.
- **North Adriatic H2 Terminal, proposto da Edison S.p.A.:** il progetto prevede la realizzazione di un terminale offshore presso Mestre per l'importazione e lo stoccaggio di ammoniaca e per la sua trasformazione in idrogeno gassoso. La capacità di importazione di idrogeno del terminale è prevista di ca. 30 GWh/g, il progetto è in fase di studio di fattibilità e ha un costo stimato di ca. 1.270 M€, con entrata in esercizio prevista nel 2033.
- **Collegamento alla rete H2 della Slovenia, proposto da Plinovodi d.o.o.:** il progetto prevede lo sviluppo di una rete di trasporto di idrogeno in Slovenia interconnessa con la rete italiana presso il punto di Gorizia, con una capacità bidirezionale di 60GWh/g. Il progetto, attualmente in fase di pianificazione, è previsto entrare in esercizio entro il 2035 e ha un costo stimato di ca. 500 M€. L'interconnessione con la dorsale "Hydrogen Backbone Italia" richiede lo sviluppo di un gasdotto di circa 70 km e le capacità di trasporto idrogeno presso Gorizia sono al momento previste in competizione con quelle del punto di Tarvisio (i.e. il progetto "Hydrogen Backbone Italia" nella sua configurazione attuale non tiene conto di queste capacità incrementalì).

4.4. Esigenze di sviluppo della capacità di trasporto

L'utilizzo della rete di trasporto, che nel periodo 2010 - 2021 è stato caratterizzato da flussi prevalenti nord/sud e dalla predominanza delle importazioni dalla Russia, è cambiato radicalmente a seguito del conflitto in Ucraina, come evidenziato nella figura seguente.

Figura 15: Configurazione importazioni e flussi di gas naturale 2019 - 2024



In questo nuovo contesto assume grande rilevanza sia la capacità di trasporto lungo la direttrice sud-nord, da cui dipende la stabilità del sistema gas, sia la disponibilità di nuove fonti di approvvigionamento di GNL e via tubo.

La capacità di trasporto dal sud Italia, attualmente di 122 MSmc/g (1,4 TWh/g) a fronte di una capacità complessiva nei punti di entrata del sud Italia di 193,2 MSmc/g (2,1 TWh/g), presenta una congestione di ca. il 40%, che viene gestita da Snam Rete Gas mediante offerta di capacità concorrente. La direttrice di trasporto da sud ormai assicura oltre il 50% dei flussi di importazione, ai quali si sono aggiunti nel corso del 2024 i provenienti dal campo di produzione nazionale di Panda, il cui punto di entrata è ubicato in prossimità di Gela. Inoltre, entrambi i flussi di importazione provenienti dai terminali GNL di Livorno e di Piombino insistono sulla parte settentrionale della dorsale di trasporto da sud, così come gran parte dei flussi di erogazione dal campo di stoccaggio di Fiume Treste.

Il progetto "Linea Adriatica", per cui è stata presa una decisione finale di investimento a seguito della presentazione della Relazione Integrativa di novembre 2022²⁹ e che ad oggi è in fase realizzativa, consente di incrementare la capacità di trasporto dai PdE del Sud Italia fino a 150 MSmc/g (ca. 1,7 TWh/g) entro l'inizio del 2028, con un primo incremento da 122 a 127 MSmc/g entro il 2026 a seguito della realizzazione della prima fase del progetto. Il progetto migliora inoltre la capacità di smaltimento delle erogazioni dal campo di Fiume Treste, in particolare in condizioni di elevato utilizzo dei punti di importazione del sud Italia.

Il fabbisogno di capacità di trasporto da sud potrebbe in futuro aumentare, a seguito della realizzazione delle nuove iniziative di importazione nel sud Italia, in particolare i progetti dei nuovi terminali GNL di Porto Empedocle e Gioia Tauro.

²⁹ https://www.snam.it/content/dam/snam/pages-attachments/it/i-nostri-business/trasporto/documents/piani-decennali/snam-rete-gas/2022-2031/Relazione_Integrativa_Linea_Adriatica_20221106.pdf

La realizzazione anche solo di una di queste nuove iniziative potrebbe comportare l'esigenza di ulteriori potenziamenti della direttrice di trasporto sud/nord, descritti nel progetto "Ulteriori potenziamenti da sud" attualmente ipotizzato al di fuori dell'orizzonte di piano.

Per quanto riguarda la capacità di esportazione dal PdU di Tarvisio, dall'inizio del conflitto in Ucraina l'infrastruttura di trasporto italiana e il gasdotto austriaco TAG hanno assunto una valenza strategica in particolare per la sicurezza energetica dell'Austria. È importante sottolineare che i volumi esportati dall'Italia possono raggiungere tramite l'Austria anche la Slovacchia, la Slovenia, la Germania, la Repubblica Ceca, l'Ucraina e l'Ungheria, contribuendo a garantire la sicurezza energetica dell'area centro-orientale dell'Europa.

In questo contesto è maturata la decisione di avviare il Progetto Potenziamento Export Fase 1, che prevede l'inversione di flusso della Centrale di Malborghetto (entrata in esercizio nel 2024) e il potenziamento della centrale di Poggio Renatico.

A livello di rete regionale, molte delle congestioni locali, ubicate prevalentemente nelle aree della pianura Padana, sono state progressivamente risolte con la pianificazione degli interventi di sviluppo della rete regionale. Potranno, in futuro, crearsi delle situazioni di congestione localizzate in conseguenza dell'incremento delle connessioni a impianti di produzione di biometano, che in talune condizioni potrebbero richiedere interventi mirati per aumentare la smaltibilità delle relative immissioni.

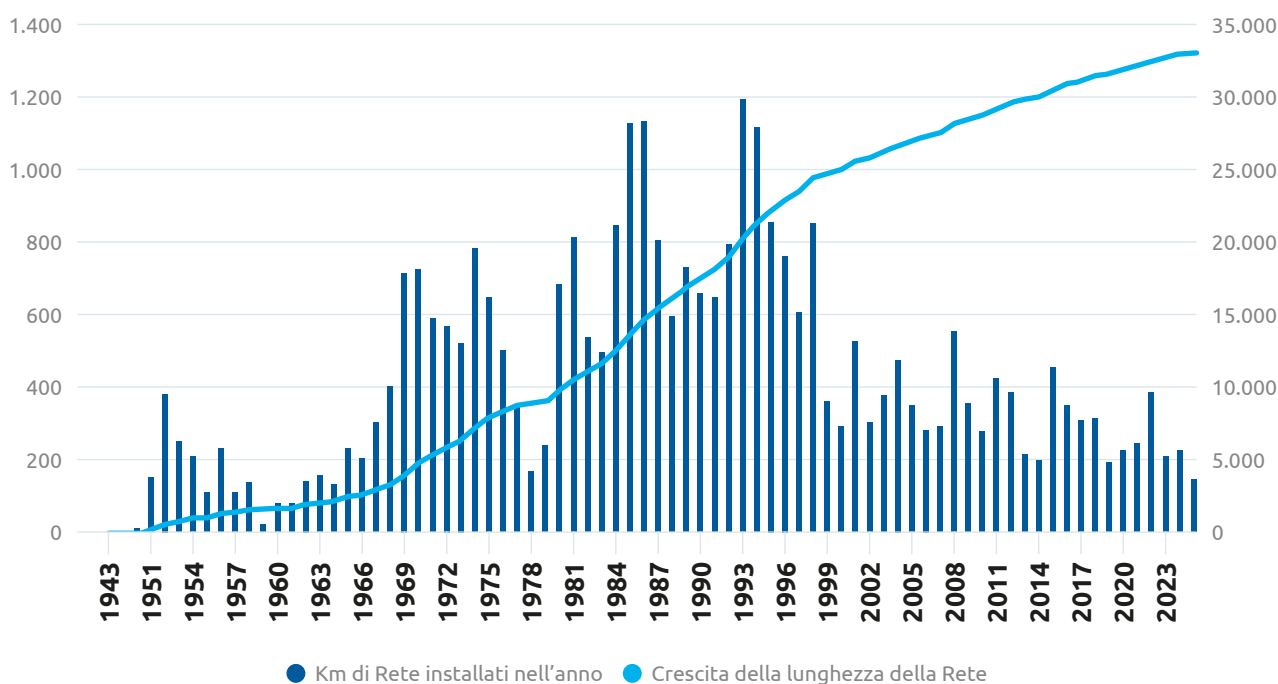
4.5. Mantenimento e sostituzione della rete di trasporto

La programmazione e la realizzazione delle opere necessarie per il mantenimento dei gasdotti e degli impianti, al fine di assicurare il servizio di trasporto gas mediante un sistema sicuro, efficiente ed in linea con le moderne tecnologie costruttive, è il principale compito del gestore della rete di trasporto e viene assolto mediante la definizione di un sentiero efficiente di interventi di mantenimento e di sostituzione, che tiene conto di tutti i possibili impatti derivanti dal verificarsi di malfunzionamenti dell'infrastruttura nel contesto in cui essa si trova ad operare.

L'attuale infrastruttura è stata progressivamente realizzata a partire dal primo dopoguerra per soddisfare la crescente domanda di gas naturale del Paese e ha accompagnato l'evoluzione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento che via via si sono rese disponibili a livello nazionale e internazionale.

Pertanto, l'età dei metanodotti facenti parte della rete in esercizio varia in modo significativo ed una quota rilevante di tali infrastrutture ha già raggiunto la fine del ciclo di vita economico-tecnica.

Figura 16: Rappresentazione dell'età della rete di Snam Rete Gas



In linea generale, i metanodotti presentano mediamente una vita utile di circa 50 anni, come correttamente riflesso dal quadro regolatorio vigente.

Tuttavia, tali infrastrutture ove ben progettate, realizzate e mantenute, se non sottoposte a particolari sollecitazioni di natura meccanica e/o elettrochimica, possono essere esercitate ben oltre i 50 anni.

Nella pratica si rilevano situazioni tra loro molto differenti che richiedono valutazioni specifiche, da effettuare caso per caso, tenendo conto dell'evoluzione nel corso degli anni dei livelli tecnologici e delle specifiche costruttive, nonché dell'eterogeneità delle caratteristiche del territorio italiano. In tale quadro, gli interventi di mantenimento e sostituzione sono pianificati con il fine di preservare l'infrastruttura dalla sua naturale obsolescenza e di adattarla alle modifiche del territorio, di salvaguardare e migliorare i livelli di continuità e qualità del servizio di trasporto e i livelli di tutela dell'ambiente, adeguando al contempo la rete gasdotti ai nuovi vettori energetici. Il tipo, la dimensione e la priorità di questi interventi si basano sugli esiti delle attività continue di ispezione, monitoraggio, controllo e salvaguardia e sulle conseguenti valutazioni di "asset integrity", che sono aggiornate ogni anno e che costituiscono il presupposto per i nuovi progetti da pianificare.

Cambiamento climatico ed eventi meteorologici estremi

L'impatto del cambiamento climatico e l'incidenza di eventi climatici estremi sul territorio sono ormai temi di indiscutibile urgenza. Gli eventi climatici estremi sono già in aumento a livello globale sia in termini di frequenza che di magnitudo, provocando danni ai beni fisici e alle infrastrutture critiche, come quelle di trasporto gas ed elettrico³⁰. Con riferimento alle infrastrutture di trasporto energetiche, la crescente incidenza degli eventi climatici estremi rileva sia in termini di danni fisici alle infrastrutture e di disponibilità di fonti rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico), che di aumento di variabilità della domanda di energia in funzione dei picchi di temperatura.

Questa tendenza è destinata a protrarsi e intensificarsi, con un ritmo più accelerato in Europa (in quanto secondo l'IPCC le temperature in Europa aumenteranno più rapidamente della temperatura media globale³¹).

Dall'analisi degli eventi climatici estremi, è rilevante evidenziare che nel periodo 1980-2022³², tempeste e inondazioni rappresentano quasi il 70% (ca. il 35% ciascuno) degli eventi estremi segnalati in Europa, insieme agli episodi di temperatura elevata estrema (18%) e, in misura minore, agli incendi (8%), alla siccità (3%), e alle frane (2%).

Con riferimento allo stesso periodo, si registra un'incidenza del 9,3% degli eventi climatici estremi totali in Europa per l'Italia contro l'8,7% della Spagna, il 7,8% della Romania e il 7,3% della Germania. Una media di circa il 5% del totale dei disastri ha colpito la Grecia, Belgio, Austria e Polonia, mentre la Francia è l'unico paese che registra un'incidenza maggiore di eventi climatici estremi rispetto all'Italia (15%).

30 IPCC, 2023. IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf. Seneviratne et al_2021_Weather and climate extreme events in a changing climate.

31 Economic losses from weather- and climate-related extremes in Europe (europa.eu). Regional fact sheet - Europe, European Commission Publications. EM-DAT - The international disaster database (emdat.be).

32 The Fiscal Impact of Extreme Weather and Climate Events: Evidence for EU Countries, 2022. The Fiscal Impact of Extreme Weather Events: Stress Tests for EU Countries (europa.eu).

L'incremento degli eventi estremi in Italia è evidenziato in particolare dal bilancio degli ultimi 13 anni - dal 2010 al 31 ottobre 2022 - come si evince dai grafici sottostanti.

Figura 17: Incremento eventi estremi 2010-2024 (Osservatorio Nazionale Città Clima)³³

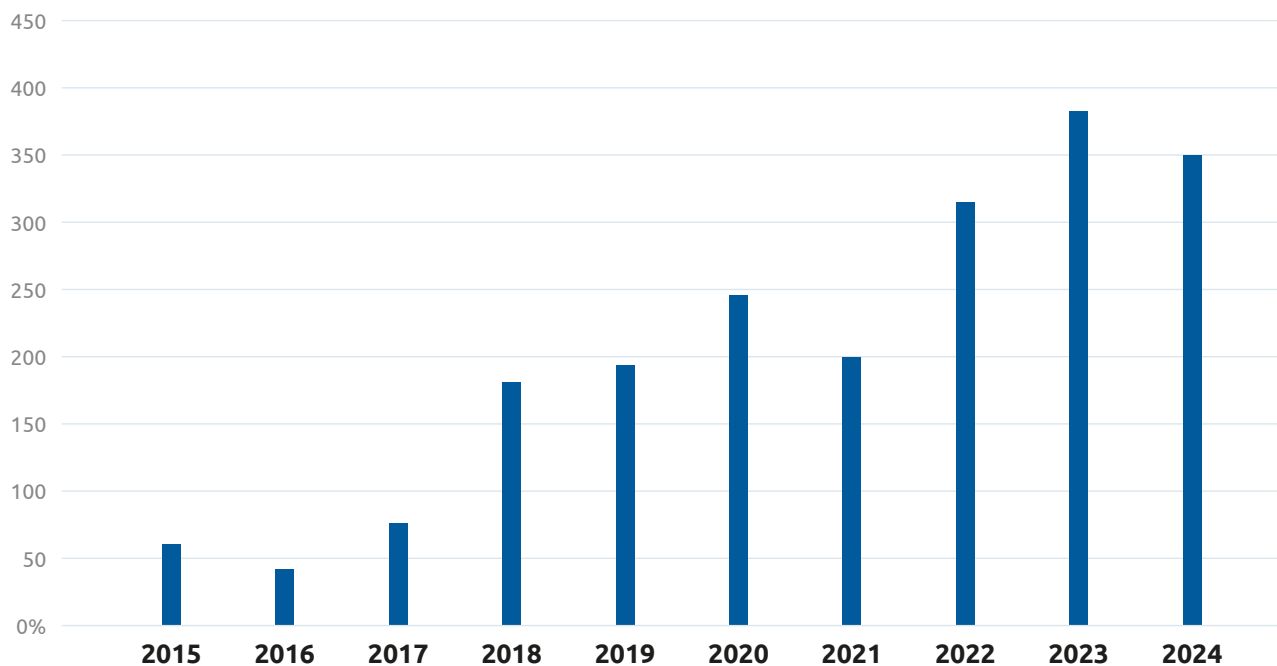
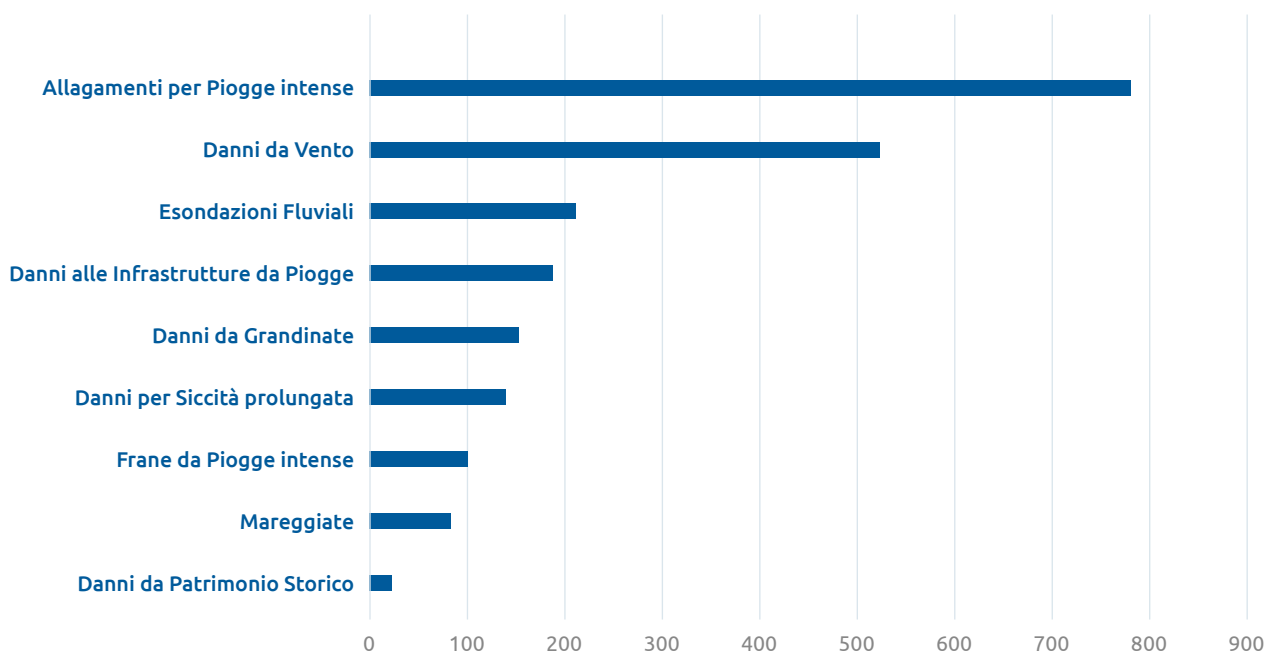


Figura 18: Eventi totali per categoria 2010-2024 (Osservatorio Nazionale Città Clima)³³



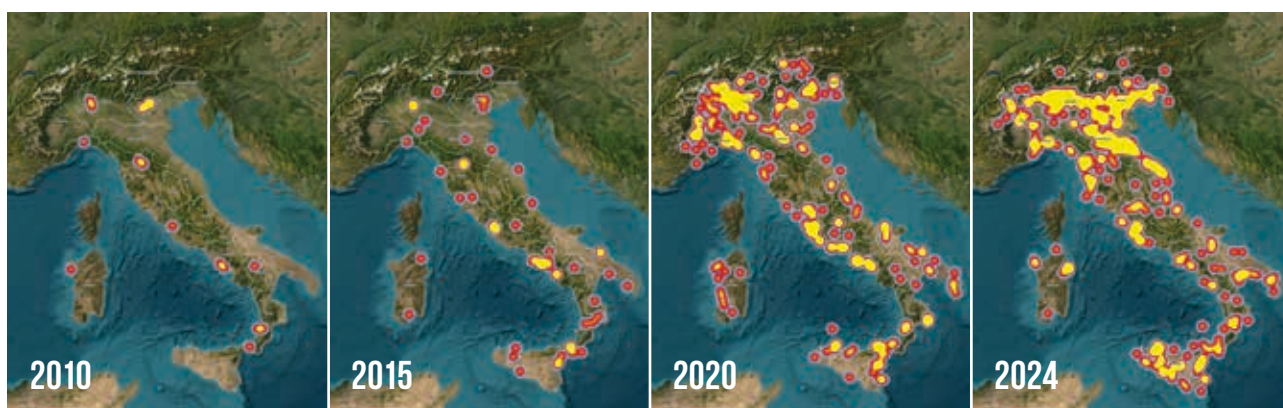
33 <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2021/11/Citta-Clima-Bilancio-finale-2024.pdf>

L'Italia, posizionandosi al centro del bacino mediterraneo, è una regione particolarmente sensibile agli aumenti di temperature, alla diminuzione (e maggior concentrazione) delle precipitazioni, e agli impatti conseguenti a eventi estremi dovuti all'innalzamento della temperatura dei mari, alla variazione dei venti, delle precipitazioni e del numero di fulmini, come documentato da ISPRA e dall'Osservatorio Nazionale Città Clima di Legambiente.

L'Italia è anche uno dei Paesi più delicati al mondo dal punto di vista idrogeologico con il 18,4% del territorio ricadente nelle classi di maggiore pericolosità per frane e alluvioni³⁴.

L'evoluzione della distribuzione e della frequenza di accadimento degli eventi climatici nella penisola è ben rappresentata nella figura sottostante.

**Figura 19: Mappa del rischio climatico
(Osservatorio Nazionale Città Clima di Legambiente)³⁵**



Metodologia Asset Health

In esito al processo di consultazione del documento 616/2021/R/gas, ARERA ha dato mandato a Snam Rete Gas S.p.A., in qualità di impresa maggiore di trasporto, di definire entro il 31 dicembre 2022 una metodologia di valutazione dello stato di salute dei metanodotti (c.d. Asset Health), a supporto delle decisioni di mantenimento in sicurezza delle infrastrutture ovvero delle decisioni di rifacimento degli asset più obsoleti.

A tal fine, la metodologia Asset Health sviluppata da Snam Rete Gas in coordinamento con le altre imprese di trasporto gas italiane in adempimento della Deliberazione 195/2022/R/gas dell'ARERA, persegue l'obiettivo di definire un metodo strutturato ed efficace con il quale gli operatori di trasporto possano valutare lo "stato di salute" delle proprie infrastrutture, a supporto delle decisioni di sostituzione di asset obsoleti o completamente ammortizzati. La metodologia intende fornire maggiore trasparenza alle decisioni di sostituzione prospettate nei Piani anche quando motivate da esigenze di sicurezza, pur non costituendo una procedura da impiegare in modo deterministico in quanto le scelte di sostituire o mantenere in esercizio, afferendo alla sicurezza di esercizio della rete, rimangono prerogativa del gestore. Nel successivo paragrafo 5.4.1 viene fornita una panoramica dei principali indicatori che, in esito alle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture derivanti dall'applicazione della Metodologia Asset Health, sono ritenuti significativi ai fini di supportare gli interventi di mantenimento e sostituzione per sicurezza presenti nel Piano.

³⁴ https://www.isprambiente.gov.it/files2022/pubblicazioni/rapporti/rapporto_dissesto_idrogeologico_italia_ispra_356_2021_finale_web.pdf

³⁵ <https://cittaclima.it/mappa/?page=Heat>

4.6. Connessione degli impianti biometano

Il potenziale degli impianti biogas esistenti

Nel contesto della transizione energetica verso un sistema più sostenibile, resiliente e indipendente, il biometano si configura come una risorsa chiave per l'Italia, in quanto costituisce una fonte di energia totalmente rinnovabile e programmabile, chimicamente indistinguibile dal gas naturale, ottenuta da biomasse agricole, reflui zootecnici, rifiuti organici e fanghi di depurazione.

Il processo di produzione prevede due fasi principali: la prima è la produzione del biogas grezzo, prevalentemente attraverso la digestione anaerobica di biomasse, e la seconda è la rimozione della CO₂ e delle altre componenti non compatibili con l'immissione in rete.

Il biometano ha un ruolo fondamentale nella decarbonizzazione del sistema energetico, in quanto contribuisce in modo significativo alla riduzione delle emissioni di gas serra. Il suo ciclo di vita è quasi neutro in termini di CO₂, poiché la CO₂ emessa durante la combustione è compensata da quella assorbita dalle biomasse utilizzate per produrlo.

La produzione di biometano si inserisce perfettamente nei principi dell'economia circolare poiché utilizza scarti e residui organici, trasformandoli in energia e fertilizzanti naturali (digestato), riducendo così la dipendenza da input chimici e migliorando la gestione dei rifiuti.

In particolare, l'utilizzo del digestato (la frazione organica che rimane dopo il processo di digestione anaerobica), che costituisce un ottimo fertilizzante naturale utilizzabile in alternativa a quelli di origine chimica, può consentire al settore agricolo italiano di abbattere i costi di produzione, aumentare la competitività e ridurre le emissioni.

Inoltre, vista la natura locale della sua produzione, il biometano contribuisce a rafforzare la sicurezza energetica nazionale, riducendo la dipendenza dell'Italia dalle importazioni di gas naturale.

Questo è particolarmente rilevante in un contesto geopolitico instabile, dove l'indipendenza energetica è un fattore strategico.

In questo contesto, la riconversione degli impianti biogas rappresenta un'opportunità per la filiera del biometano, come anche riconosciuto nel PNIEC pubblicato a giugno 2024 che ne promuove lo sviluppo al fine di accelerare il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica.

L'Italia può contribuire in modo significativo al raggiungimento del target europeo di 35 BS_{mc} al 2030 indicato nel REPowerEU, in quanto è il secondo Paese per numero di impianti biogas esistenti.



Le regole di connessione degli impianti biometano

Le regole tecniche per l'immissione in rete del biometano, perfezionate a partire dal 2016 e pubblicate in Allegato A alla delibera ARERA 17 marzo 2020 n. 64/2020/R/gas, identificano i soggetti coinvolti nel processo:

- il gestore di rete, quale soggetto che gestisce il servizio di trasporto/distribuzione del gas naturale;
- il produttore di biometano, quale soggetto responsabile titolare delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione di biometano.

Il gestore di rete è responsabile della sicurezza e dell'efficienza tecnica della rete, si accerta che il biometano da immettere o immesso in rete presso il nuovo punto di immissione risponda alle specifiche tecniche e ad altri requisiti previsti dalla normativa e ne assicura l'odorizzazione- ove prevista - secondo quanto previsto dalla legge.

Il punto di immissione viene identificato dal gestore di rete a seguito della verifica di compatibilità del profilo di immissione in rete del biometano con le caratteristiche tecniche della rete, considerando le portate orarie e i volumi giornalieri massimi e minimi previsti in immissione. Per la verifica della smaltibilità dei nuovi punti di immissione, vengono considerate le condizioni di minima domanda, normalmente ricadenti nei mesi estivi, al fine di verificare l'effettiva capacità della rete di garantire in modo continuativo l'assorbimento dei volumi richiesti.

Con la delibera 131/2024/R/gas, ARERA ha approvato le procedure redatte e consultate da Snam Rete Gas, ai sensi della delibera 220/2023/R/gas, attribuendo un ruolo di riferimento a Snam Rete Gas a cui è stato richiesto, in coordinamento con gli altri TSO e DSO, di:

- elaborare e pubblicare la mappatura delle disponibilità (attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione nelle diverse aree del Paese, nonché la stima della produzione di biometano e dei suoi sviluppi potenziali;
- individuare, per ogni richiesta d'allacciamento, l'operatore infrastrutturale (di trasporto o distribuzione) che dovrà poi provvedere alla effettiva realizzazione dell'allacciamento.

Di seguito si fornisce una breve descrizione dei documenti pubblici sul sito Snam³⁶ relativi a questi due aspetti sopra citati.

Procedura di Mappatura

Il documento, predisposto in ottemperanza alle disposizioni di cui all'articolo 2 comma 3 della Deliberazione n. 220/2023/R/gas di ARERA, descrive la procedura con cui integrare ed aggiornare le informazioni necessarie per predisporre:

- in coordinamento con le altre imprese di trasporto e con le imprese di distribuzione, la mappatura delle disponibilità di capacità di trasporto e di distribuzione nelle diverse aree del Paese, specificando: (i) le aree dove sono già presenti disponibilità di capacità di trasporto sufficienti per l'immissione in rete dei quantitativi di produzione di biometano attuali e futuri, e (ii) le aree nelle quali l'allacciamento alla rete gas richiede opportuni sviluppi di rete;
- con il coinvolgimento del Gestore dei Servizi Energetici, dei produttori di biometano e delle loro associazioni rappresentative, le stime sulle produzioni di biometano attraverso informazioni sufficientemente certe e dettagliate in merito agli sviluppi potenziali degli impianti, prospettando anche eventuali ipotesi di aggregazione ai fini dell'immissione in rete.

La procedura prevedeva che entro il 30 maggio del 2024, e successivamente ad ogni variazione, i gestori di reti idonee all'immissione di quantitativi di biometano, fornissero le informazioni funzionali ad aggiornare le capacità di assorbimento relative a ciascuna cabina REMI o a ciascuna sezione di rete significativa e le informazioni relative ad eventuali nuovi tratti di rete al fine di consentire:

- l'elaborazione del documento di mappatura delle capacità delle reti gas di cui all'articolo 2.1 della Delibera 220/2023/R/gas nonché il necessario coordinamento con gli operatori delle reti gas prima della sua pubblicazione;
- l'individuazione della soluzione di connessione più efficiente ai sensi della "Procedura di Ottimizzazione";
- la pubblicazione su base mensile delle informazioni funzionali a dare un'indicazione di massima ai soggetti interessati alla realizzazione di impianti di biometano sulle disponibilità di assorbimento delle reti ai sensi della Delibera 131/2024/R/gas (da intendersi comunque indicative in quanto potrebbero variare su orizzonte inferiore al mese).

La Delibera prevedeva che SNAM pubblicasse tutte le informazioni principali previste dalla Procedura di Mappatura entro il 31 luglio 2024 e che ne aggiornasse i contenuti mensilmente.

36 <https://www.snam.it/it/i-nostri-business/trasporto/informazioni-commerciali/procedura-connessioni-biometano.html>

Snam in ottemperanza a quanto previsto dalla delibera pubblica dal 31 luglio, mensilmente nella sezione dedicata del proprio sito la mappatura delle capacità delle reti di trasporto e distribuzione³⁷. In tempi brevi, Snam ha gestito l'interfaccia con circa 100 operatori, pubblicandone i dati di capacità e le reti idonee alla smaltibilità.

Inoltre secondo quanto previsto dall'art. 4.3 g) dell'allegato alla deliberazione 468/2018/R/gas, si provvede a corredare il presente documento con l'ultimo aggiornamento della mappatura delle disponibilità (attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione.

Procedura di Ottimizzazione

Il documento, predisposto ai sensi dell'art. 3 della Deliberazione n. 220/2023/R/gas di ARERA, descrive le modalità per:

- per individuare le soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas, comprese le reti di distribuzione, secondo principi di trasparenza e non discriminazione;
- per regolare i rapporti tra i produttori nel caso in cui un punto di immissione nella rete del gas sia condiviso da più impianti di produzione, in particolare per quanto attiene alle modalità di comunicazione dei dati e alla ripartizione di oneri e responsabilità.

La Delibera 131/2024/R/gas ha previsto che dal 1 giugno 2024 tutte le richieste di allacciamento siano valutate da Snam Rete Gas che, sulla base di quanto previsto dalla Procedura definisce la soluzione ottimale di allacciamento: connessione alle reti di trasporto, connessione alle reti di distribuzione o, nei casi in cui le soluzioni di connessione non risultino percorribili, immissione da carro bombolaio. Per chiarezza si riporta di seguito una rappresentazione degli step principali previsti dalla procedura.

Figura 20: Milestone "Procedura di Ottimizzazione"

AGGREGAZIONE E VALUTAZIONE TECNICA DI SICUREZZA

VALUTAZIONE ECONOMICA*



* Nel caso in cui sia stato possibile individuare la soluzione ottimale in applicazione dei criteri tecnici di sicurezza, la valutazione economica non è necessaria.

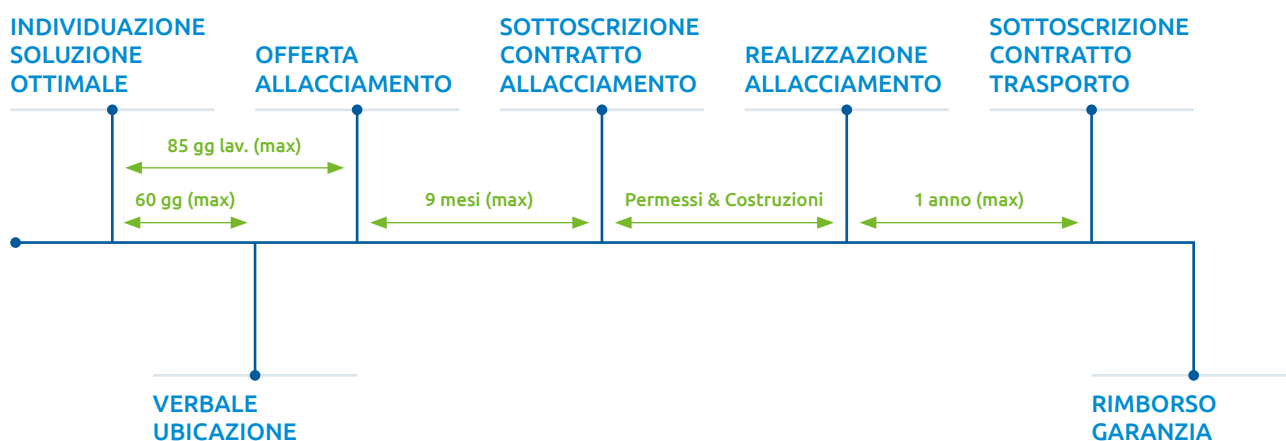
** Effettuate nel caso in cui la smaltibilità della produzione di biometano sia garantita solo parzialmente dalla rete di distribuzione.

37 <https://www.snam.it/it/i-nostri-business/trasporto/informazioni-commerciali/procedura-connessioni-biometano.html>

Una volta individuata la soluzione ottimale di allacciamento e identificato l'operatore di riferimento che gestirà la richiesta di allacciamento, si procede con le modalità di richiesta, valutazione, accettazione e realizzazione di nuovi allacciamenti descritte nel Capitolo 6 del Codice di Rete di Snam Rete Gas.

Di seguito una rappresentazione delle principali milestone previste.

Figura 21: Quadro completo delle milestone previste per la sottoscrizione del contratto di allacciamento



* L'operatore selezionato provvederà a chiedere al Richiedente l'eventuale ulteriore documentazione necessaria per la formulazione dell'offerta di allacciamento.

4.7. La rete di trasporto multivettoriale

Snam Rete Gas ha avviato gli studi per far evolvere gradualmente la rete di trasporto del gas naturale in una rete multivettoriale, in grado di trasportare indifferentemente gas naturale, miscele di gas naturale e idrogeno e idrogeno puro, mediante un processo graduale di adeguamento e trasformazione degli asset di trasporto che garantisca sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Analogamente sono stati avviati gli studi per lo sviluppo di una rete gasdotti dedicata al trasporto di CO₂, in grado di collegare i distretti industriali in cui sono situati i principali “emettitori di CO₂” del nord Italia con l’infrastruttura di stoccaggio il cui sviluppo è previsto nell’area di Ravenna.

In questo contesto, anche al fine di integrare e aggiornare le proprie previsioni di sviluppo del mercato H₂ e CO₂ italiano raccogliendo il punto di vista dei soggetti industriali potenzialmente interessati, Snam dal 7 febbraio al 5 maggio 2024 ha condotto un’indagine pubblica mediante la compilazione online di un questionario la manifestazione di interesse non vincolante al fine di:

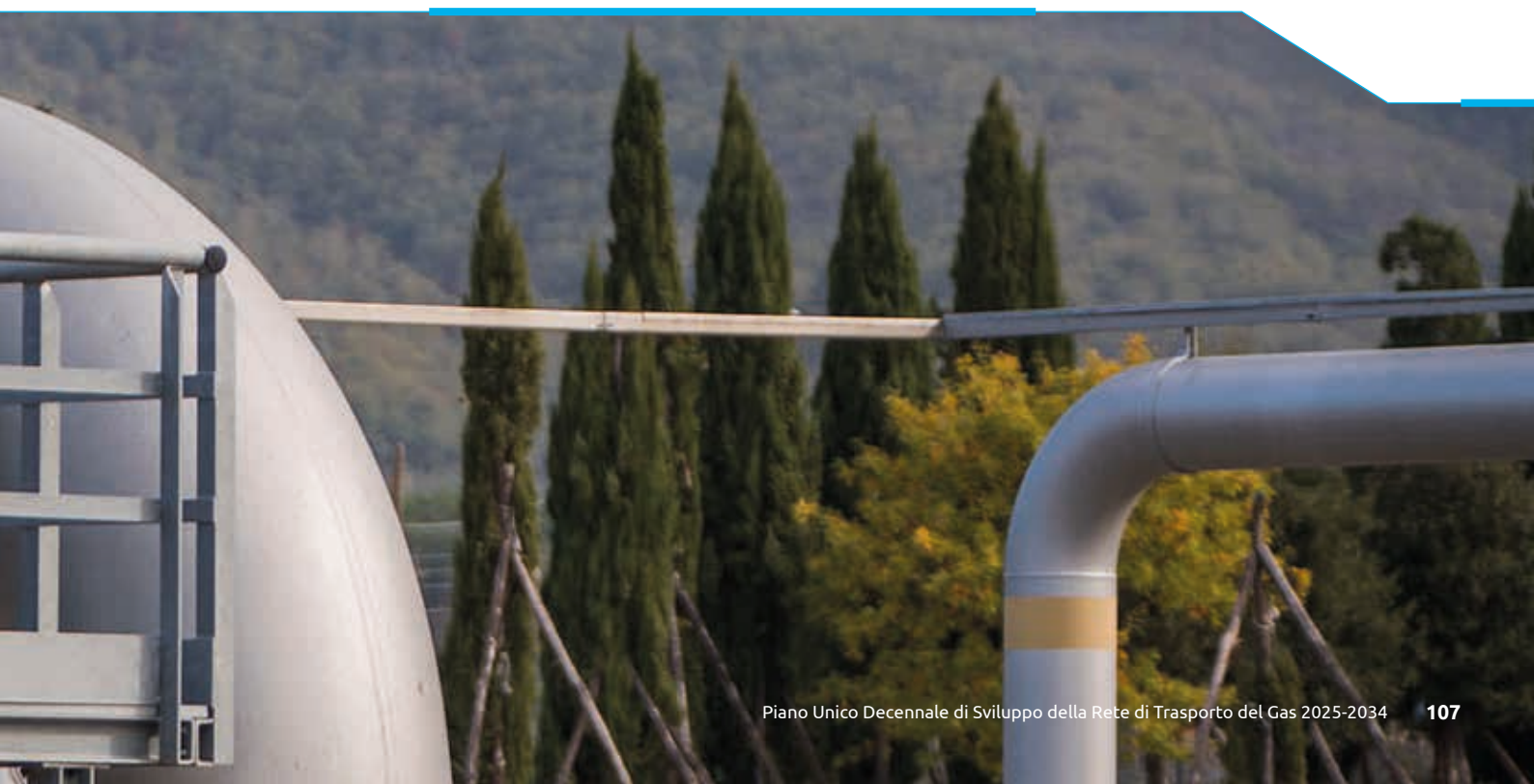
- raccogliere dati e informazioni tecnico/economiche per approfondire lo stato attuale e atteso del consumo e della produzione di idrogeno, sia come vettore energetico che come materia prima;
- valutare il grado di allineamento del mercato con i target H₂ nazionali ed europei;
- rafforzare la visione integrata di Snam sul mondo H₂ e CCS, nonché su altre leve di decarbonizzazione.

Per quanto riguarda i risultati dell’indagine sul potenziale mercato dell’idrogeno si sottolinea che hanno aderito 101 aziende tra produttori, consumatori e prosumer italiani ed esteri. Per il periodo 2031-40 sono stati dichiarati consumi medi annui pari a 19,8 TWh per l’Italia e 52,5 TWh per l’estero. Lato produzione invece i volumi medi annui dichiarati nello stesso periodo sono pari a 10,8 TWh e 29,5 TWh, rispettivamente per Italia ed estero³⁸.

Per quanto concerne invece i risultati dell’indagine sul potenziale mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO₂, si è condotto un approfondimento insieme ad ENI, in cui hanno aderito 61 aziende per un totale di 172 siti emissivi in Italia interessati al conferimento di volumi di CO₂ a Ravenna CCS, pari a 27 Mton/anno al 2030 e 34 Mton/anno al 2040.

I presupposti, i vincoli e gli scenari alla base del disegno della rete di trasporto multivettoriale sono descritti nel successivo capitolo 6.

38 https://www.snam.it/content/dam/snam/pages-attachments/it/i-nostri-business/idrogeno/documents/Indagine_di_mercato_H2-Presentazione_risultati.pdf



4.8. Esigenze e logiche di intervento degli operatori di rete differenti da Snam Rete Gas

Di seguito vengono riportate le esigenze di intervento riscontrate localmente dagli operatori di rete, come rappresentate dalle altre imprese di trasporto.

Società gasdotti Italia (SGI)

Alla luce del contesto di politica energetica e degli scenari di domanda e offerta delineati nel capitolo 3, il programma di investimenti di SGI si articola sulle seguenti direttrici:

- Portare a termine il processo di revamping e/o di completamento della propria rete nazionale in particolare lungo la costa medio adriatica, realizzando un sistema integrato con i campi di stoccaggio in esercizio, ampliando le interconnessioni con l'Impresa Maggiore di Trasporto, così da apportare nuova capacità di trasporto bidirezionale del gas (nord-sud-nord), per un flusso incrementale di circa 5 MSmc/g.
- Attuare un programma di rifacimento progressivo di tutti i gasdotti obsoleti che abbiano raggiunto il termine della vita utile, sostituendoli con gasdotti totalmente "hydrogen ready".
- Decarbonizzare il gas vettoriato sulla propria rete favorendo l'immissione di gas rinnovabili, attualmente biometano, attraverso estensioni mirate della rete laddove sussistano richieste di nuove immissioni od ove sia registrato un comprovato potenziale per lo sviluppo di future immissioni.
- Assicurare nelle proprie normali attività di manutenzione e sostituzione la piena compatibilità della rete all'immissione di gas rinnovabili come gas sintetici e idrogeno (Hydrogen readiness) ed avviare, nei limiti individuati da parte di ARERA³⁹, eventuali e propedeutiche iniziative d'innovazione e sperimentazione.
- Mantenere e migliorare i livelli di sicurezza del servizio di trasporto del gas, prevedendo la sostituzione tal quale dei metanodotti esistenti ove non si preveda in futuro una potenziale conversione ad idrogeno o gli adeguamenti per il "downgrading", ove ciò sia compatibile con l'esercizio.

Con riferimento ai dati di trasporto e alle previsioni dei "picchi", la criticità relativa alla riduzione della pressione operativa e quindi della capacità di trasporto della rete della zona Area Est-Cellino è in corso di risoluzione con l'entrata in esercizio dei metanodotti lungo la costiera adriatica, che metterà gradualmente a disposizione del sistema tutta la capacità di trasporto aggiuntiva pianificata. Tali interventi garantiscono il rispetto delle capacità di trasporto per le utenze finali, evitano l'insorgere di congestioni e rendono la rete adeguata a sopportare l'eventuale interruzione per default della principale interconnessione, mediante opportune magliature che incrementano i livelli di affidabilità del servizio.

In termini generali di sicurezza, le esigenze di intervento più significative del sistema sono determinate dall'espansione urbana lungo il tracciato di alcuni tratti di rete (in particolare le aree periferiche di Pescara e la zona di Frosinone), che rende necessario ridurre le pressioni di esercizio viste le minori distanze dai nuclei abitativi e, di conseguenza, ha impatto sulla capacità di trasporto di punta nei prossimi anni sulle due dorsali principali: il tratto dal Molise alla provincia di Roma e il tratto tra le provincie di Teramo e Fermo.

Altre esigenze di intervento sono individuate in aree geografiche in cui è prevista una elevata produzione di biometano e che pertanto dovranno essere opportunamente collegate e integrate nella rete di trasporto.

³⁹ ARERA Delibera 404/2022 "Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi delle infrastrutture del settore del gas naturale".

Enura

Il progetto di metanizzazione della Sardegna proposto da Enura si inserisce all'interno del quadro normativo d'indirizzo politico amministrativo in tema energetico avviato con la sigla dell'Accordo Stato - Regione Sardegna di luglio 2016. All'art 6.3 dell'Accordo sono riconosciuti come progetti strategici, ai sensi del D.Lgs. 93/2011, gli interventi per la metanizzazione della Sardegna e viene prevista: i) la realizzazione di una rete interna per il trasporto gas, da riconoscere come parte della Rete Nazionale dei Gasdotti, e ii) la realizzazione dei relativi collegamenti ai bacini di distribuzione (alcuni già in esercizio), da riconoscere come parte della Rete Regionale dei Gasdotti.

Il Decreto-Legge n. 76 del 16 luglio 2020 ("Decreto Semplificazioni"), ha in seguito previsto una soluzione tecnico/regolatoria per correlare il prezzo della materia prima in Sardegna al PSV Italiano, introducendo il meccanismo della "Virtual Pipeline" che prevede che siano considerate parte della rete nazionale di trasporto, anche ai fini tariffari, le infrastrutture di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto necessarie per garantire la fornitura di gas naturale alla Sardegna mediante navi spola, a partire da terminali di rigassificazione italiani regolati fino ai terminali di rigassificazione da realizzare in Sardegna.

Tale configurazione è stata confermata nel DPCM del 29/03/2022, che individuava i primi tratti di rete da realizzare per interconnettere i Terminali GNL ai principali bacini di consumo dell'Isola nonché alle eventuali centrali termoelettriche a gas, coerente alla realizzazione delle opere della prima fase previste nel piano decennale Enura 2022-31⁴⁰, Con Deliberazione n. 279/2022/R/gas del 28 giugno 2022 ARERA ha quindi avviato un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM, richiedendo a Snam e Terna di sviluppare un documento congiunto sugli scenari di domanda di energia elettrica e gas naturale nella Regione Sardegna, esplicitando le esigenze di domanda di gas naturale per i diversi usi⁴¹.

Tuttavia, la Regione Sardegna ha presentato ricorso al Tar del Lazio per l'annullamento del DPCM del 29/03/2022, avviando un iter giudiziale avverso alla configurazione infrastrutturale individuata dal DPCM. Dopo che il Tar del Lazio il 26 settembre 2022 ha respinto il ricorso, la regione Sardegna ha presentato appello al Consiglio di Stato, che si è espresso nel merito il 16 maggio 2025 rigettando il ricorso della Regione e sancendo la legittimità del DPCM.

Durante l'iter amministrativo di cui sopra, il Governo della Regione Sardegna ha avviato una trattativa istituzionale con il MASE per la modifica del DPCM del 29/03/2022, con l'intento di localizzare i punti di entrata interconnessi ai terminali di rigassificazione ad Oristano e a Porto Torres, quest'ultimo da realizzare solo nell'ipotesi di riconversione a gas metano della centrale termoelettrica di Fiume Santo. In questa nuova configurazione, i bacini di consumo del sud dell'isola verrebbero collegati a Oristano con il tratto di dorsale centro-sud e il terminale di Porto Torres alimenterebbe, oltre alla centrale termoelettrica di Fiume Santo, il segmento nord industriale e il bacino di consumo della città metropolitana di Sassari.

La trattativa istituzionale di cui sopra è sfociata in un'intesa fra Governo e Regione Sardegna, la quale ha condotto all'emanazione da parte del Consiglio dei Ministri, in data 11/09/2025, di un nuovo DPCM che sostituisce il DPCM del 29/03/2022.

La nuova configurazione infrastrutturale presentata in questo Piano, alternativa a quelle individuate e descritte nel Piano Decennale 2022-31 e nel Piano Decennale 2023-32, è coerente con quanto disposto dal nuovo DPCM del settembre 2025.

I progetti della virtual pipeline di Snam Rete Gas e della rete di trasporto presentata da Enura, rispondono alle esigenze di metanizzazione della Sardegna.

⁴⁰ Consultazione dei Piani decennali di sviluppo della Rete di Trasporto del gas naturale 2022 - Arera

⁴¹ <https://www.snam.it/it/i-nostri-business/trasporto/informazioni-commerciali/scenari-domanda-sardegna-e-configurazione-virtual-pipeline.html>

Retragas

Retragas propone un programma di investimenti finalizzati a sviluppare, potenziare e rinnovare la propria rete di trasporto basandosi sui seguenti obiettivi:

- Aumentare l'integrazione e l'interconnessione della rete di trasporto con l'impresa Maggiore di Trasporto e con le società di Distribuzione sottese;
- Potenziare la rete e gli impianti per creare nuova capacità di trasporto, allo scopo di sostenere nel medio e lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale, registrati in una determinata area;
- Potenziare la rete a seguito della realizzazione di nuovi allacciamenti o di loro adeguamento e di realizzazione di nuovi punti di interconnessione con altre reti di distribuzione sottese;
- Rafforzare e garantire la sicurezza e la continuità del servizio offerto, migliorando la flessibilità e la qualità del servizio attraverso la realizzazione dei progetti proposti;
- Sviluppare nuovi progetti per contribuire all'evoluzione del sistema gas-paese, favorendo la realizzazione di nuova capacità di trasporto e la metanizzazione di aree non servite;
- Realizzare nuove dorsali rete di trasporto regionale gas compatibili con l'immissione di idrogeno;
- Ammodernare e rinnovare alcune componenti della rete;
- Garantire l'integrazione di biometano;
- Sviluppare progetti di sostenibilità ambientale e di efficientamento energetico.

I criteri progettuali adottati da Retragas per la realizzazione degli interventi previsti, si basano su parametri guida utilizzati nell'individuazione dei tracciati e per la localizzazione degli impianti e vengono di seguito presentati:

- Scegliere le configurazioni morfologiche più sicure;
- Attraversare aree geologicamente stabili;
- Selezionare i percorsi meno critici per il ripristino finale;
- Evitare, per quanto possibile, zone di valore paesaggistico e ambientale, zone boscate o colture pregiate;
- Limitare gli attraversamenti fluviali, individuando le sezioni d'alveo che offrono maggiore sicurezza dal punto di vista idraulico;

- Evitare le aree di rispetto delle sorgenti, dei fontanili, dei pozzi, captati ad uso idropotabile, realizzando gli attraversamenti in subalveo e in zone che offrono le garanzie per la stabilità della condotta e degli argini dell'alveo, prevedendo eventualmente le opere necessarie al ripristino e alla regimazione idraulica;
- Verifica del tracciato in base alla possibilità di ripristinare le aree attraversate dalle condotte, riportandole alle condizioni morfologiche e di uso del suolo preesistenti all'intervento, minimizzando l'impatto sul territorio;
- Definizione del tracciato in modo da evitare zone paludose e terreni torbosi; Rispetto di una distanza minima in caso di parallelismi con le condotte in esercizio;
- Mantenere la distanza di sicurezza da fabbricati e da infrastrutture civili e industriali;
- Percorrere corridoi tecnologici esistenti, se presenti;
- Transito della rete evitando l'attraversamento di aree comprese in Piani di Sviluppo urbanistico e/o industriale;
- Riduzione al minimo dei vincoli determinati dall'apposizione di servitù di gasdotto alle proprietà private utilizzando i corridoi di servitù già costituiti da altre infrastrutture esistenti come metanodotti, canali e strade;
- Garantire al personale preposto all'esercizio e alla manutenzione la possibilità di accedere ed operare sulla linea e sugli impianti in sicurezza.

Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas

Per il prossimo triennio, il Consorzio propone interventi di sostituzione di due tratti di rete a seguito di richieste di enti terzi. Entrambi gli interventi sono già stati valutati nell'ambito del piano 2023 (delibera ARERA 88/2025/R/gas). Gli investimenti definiti sono rappresentati dal tratto di condotta ed impianti accessori sul ponte sul fiume Adda a San Pietro di Berbenno di Valtellina e dal tratto di condotta ed impianti accessori sulla tangenziale di Sondrio a seguito della realizzazione di nuovo cavalcavia sulla tangenziale di Sondrio nell'ambito dei lavori per i giochi olimpici di Milano-Cortina 2026.

Netenergy

Netenergy, per il prossimo triennio, propone un intervento finalizzato al miglioramento della sicurezza e dell'efficienza della rete di distribuzione del gas naturale gestita da Netenergy Service S.r.l., mediante la realizzazione di una nuova cabina di regolazione e misura. L'intervento consiste nella costruzione di una nuova cabina RM in una diversa area, al fine di garantire la continuità del servizio di pubblica utilità alle utenze industriali localizzate nell'agglomerato di Termoli.

La realizzazione si rende necessaria e non ulteriormente procrastinabile a seguito della richiesta, da parte della società ENERGEAN S.r.l., di rilascio dell'area precedentemente concessa a Società Gasdotti Italia S.r.l., dove quest'ultima aveva installato una propria cabina di misura, alla quale risultava interconnessa la rete gestita da Netenergy Service S.r.l..

La nuova configurazione impiantistica prevede la realizzazione di una cabina di misura e regolazione autonoma, inserita in un'area di pertinenza indipendente, dotata di accesso e viabilità dedicati, e opportunamente distanziata dalle aree soggette ad attività estrattiva. L'alimentazione della cabina avverrà tramite uno stacco da una linea di trasporto gestita da Società Gasdotti Italia S.r.l. (SGI), con successiva misurazione e reimmissione del gas nella condotta DN 8" di proprietà di Netenergy Service S.r.l..

Metanodotto alpino

La rete di trasporto del gas naturale di Metanodotto Alpino serve oggi l'intero territorio regionale in cui esercita la sua attività di trasporto e misura. Ad oggi non sono state pianificate nuove interconnessioni con altri soggetti per la metanizzazione di eventuali territori limitrofi; né si sono registrate manifestazioni d'interesse per l'apertura di un punto di interconnessione con la Francia.

Pertanto, considerato il bacino servito attualmente dalla rete di Metanodotto Alpino, ad oggi non sono previsti interscambi di gas con altri Paesi e non è dunque possibile tracciare un quadro evolutivo concernente gli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi per il decennio a venire. Per quanto concerne, invece, la materia delle eventuali criticità e congestioni attese, oggi la massima capacità della rete, pari a 380.000 Smc/giorno, è sufficiente a soddisfare adeguatamente anche un possibile incremento di richiesta.

Per il prossimo decennio, non sono stati pianificati ampliamenti della rete e/o nuove installazioni tali da mutare l'attuale esercizio e il relativo fabbisogno della rete di trasporto. Pertanto, per quanto concerne l'ordinario esercizio della rete al momento non sono avvertite congestioni o criticità, né è possibile ipotizzarne di imminenti.

Sono ipotizzabili, invece, situazioni di criticità legate alle condizioni di instabilità geologica del terreno, aspetto in stretto contatto col cambiamento climatico e l'impatto che questo sta avendo sui fenomeni meteorologici. Al fine di ridurre il più possibile il rischio di tali criticità, Metanodotto Alpino proseguirà nella sua continua azione di prevenzione, attraverso il monitoraggio della situazione geologica del terreno stesso e, soprattutto, per mezzo degli investimenti in manutenzione e messa in sicurezza del metanodotto.

Tale opera, naturalmente, si collegherà a una gestione immediata e capace di ogni situazione di emergenza che comunque potrà verificarsi.

In conclusione, per la rete di trasporto di Metanodotto Alpino non sono oggi prevedibili evoluzioni in senso stretto, né sono attese congestioni nella distribuzione del gas naturale, mentre saranno possibili alcune criticità connesse alla peculiare regione montana in cui il metanodotto è in esercizio.

Gasdotti Alpini

Gasdotti Alpini propone investimenti volti a rispondere al fabbisogno energetico del Trentino occidentale, ad oggi servito da combustibili inquinanti (prevalentemente GPL e Gasolio). In particolare, propone investimenti per la metanizzazione della Val di Sole, Alta Val di Non, Val Rendena e Giudicarie Esteriori, estendendo la fornitura ad aree attualmente non servite dal gas naturale attraverso la realizzazione di nuovi gasdotti, fino a raggiungere un assetto infrastrutturale di 149 km che garantirà, tra l'altro, una riduzione delle esternalità negative (riduzione di emissioni di anidride carbonica e di altri componenti inquinanti, possibilità di immissione di green gas) ed un incremento di resilienza per i territori già metanizzati del Trentino e del sistema di Trasporto in tutta la Provincia di Trento, attraverso la predisposizione di un'infrastruttura capace di gestire situazioni di peak e off-peak anche in situazioni di stress disruption.

Nel triennio anteriore alla redazione del Presente Piano (2025) non è stato realizzato e/o messo in opera nessun tratto di nuova infrastruttura in quanto, ad oggi, si è in fase di sviluppo progettuale dell'opera.

Gli interventi interessano comuni non metanizzati quindi non si riscontrano criticità e/o congestioni con le reti di Trasporto e di Distribuzione attualmente in esercizio. Anzi, si prevede lo sviluppo di un'infrastruttura regionale che andrà ad accrescere la rete di trasporto italiana e a fornire conseguentemente una maggiore competitività del sistema Italia (e della Provincia Autonoma di Trento in particolare).

Energie Rete Gas

Energie Rete Gas S.r.l. propone interventi finalizzati a rendere disponibile il metano in ampie aree attualmente non servite, prevalentemente montane, tramite la realizzazione di nuovi metanodotti di trasporto di tipo regionale, secondo i principali strumenti di pianificazione territoriale ed energetica.

Con riferimento alla Regione Sardegna, i medesimi obiettivi di metanizzazione saranno ottenuti tramite la realizzazione i) di un sistema di trasporto su gomma con carri bombolai per l'approvvigionamento dei bacini precedentemente descritti e ii) di depositi criogenici di GNL e rigassificatori.

Energie Rete Gas S.r.l. propone pertanto di incentivare la realizzazione di reti di distribuzione del gas metano e di sostituire l'uso di combustibili quali GPL, gasolio e BTZ a favore di altri con meno emissioni di gas climalteranti o altri elementi inquinanti e più economici.

Gli obiettivi si traducono in:

- integrazione del mercato;
- sicurezza dell'approvvigionamento;
- concorrenza e diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
- metanizzazione di aree non servite e soddisfacimento di nuova domanda;
- sostenibilità ambientale;
- qualità del servizio (in termini di affidabilità, sicurezza e continuità del servizio di trasporto).

L'utilizzo della rete di trasporto di Energie Rete Gas risulta adeguato alle capacità disponibili, anche se le reti che partono dalle cabine di Ceva, Nucetto, Chatillon e Pollein sono tratti che si estendono "ad antenna". Tale caratteristica può rappresentare elemento di criticità per la continuità del servizio; specialmente in territori montani che possono essere soggetti ad alluvioni e ad altri fenomeni atmosferici. Per la mitigazione di tale rischio la società ha realizzato un Bypass di collegamento fra i metanodotti di Ceva e Nucetto e sta studiando altre ipotesi di collegamento dei vari metanodotti.

Il progetto denominato "Tanaro Arroscia Impero" maglierà la cabina di Nucetto (CN) con la cabina Snam presente nel Comune di Imperia - località Borgo d'Oneglia.



05

INTERVENTI SULLA RETE DI TRASPORTO



INTERVENTI SULLA RETE DI TRASPORTO

Il Piano Unico Decennale di Sviluppo della rete del trasporto gas per il periodo 2025-2034 prevede una spesa di circa 17,9 mld di euro, di cui circa 11,7 mld € entro il 2029.

La spesa di piano è composta dalle seguenti macro-voci:

- ca. 7,4 mld € per i progetti di sviluppo, di cui ca. 5,7 mld € previsti entro il 2029, con profilo di spesa decrescente a partire dal 2027;
- ca. 5,5 mld € per gli interventi di sicurezza (in gran parte progetti di sostituzione gasdotti), di cui ca. 3 mld € previsti entro il 2029 e un picco di spesa negli anni 2027, 2028 e 2029;
- ca. 3 mld € per gli interventi di mantenimento (diversi dalle sostituzioni per sicurezza), con un profilo di spesa costante a partire dal 2028;
- ca. 2 mld € per altri interventi, con un profilo di spesa costante nell'arco di piano.

La quota degli investimenti previsti da Snam Rete Gas costituisce circa il 90% dell'intero Piano Unico Decennale per la rete di trasporto del gas. Per questa ragione, nelle sezioni successive saranno illustrati gli interventi previsti da Snam Rete Gas, principale operatore del settore. Gli interventi proposti dagli altri gestori della rete sono invece sintetizzati nel paragrafo 5.9.

Tabella 22: Spesa prevista nel Piano Unico Decennale di sviluppo della rete del trasporto gas [Mln €]

Mln €	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
TOTALE PIANO UNICO	2.760	2.255	2.767	2.140	1.750	17.930
Interventi di sviluppo	1.631	1.117	1.298	978	717	7.371
Interventi per sicurezza	455	467	841	692	642	5.546
Interventi di mantenimento	383	484	430	273	209	2.995
Altro	291	188	198	197	183	2.019
di cui Snam Rete Gas	2.640	2.067	2.525	1.846	1.508	16.049
Interventi di sviluppo	1.562	1.000	1.120	705	504	5.989
Interventi per sicurezza	420	406	785	680	620	5.127
Interventi di mantenimento	375	480	428	270	208	2.970
Altro	283	181	193	191	176	1.963
di cui SGI	104	116	95	64	47	711
Interventi di sviluppo	57	49	34	46	20	232
Interventi per sicurezza	33	60	55	11	21	411
Interventi di mantenimento	6	2	1	2	1	18
Altro	8	5	5	5	5	51

Mln €	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
di cui Enura	0,9	10,2	63,7	104,5	129,3	621,2
Interventi di sviluppo	0,9	10,2	63,7	104,5	129,3	621,2
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	0	0	0	0	0	0
Altro	0	0	0	0	0	0
di cui Energie Rete Gas	4,6	52,5	76,3	119,8	43,8	376,3
Interventi di sviluppo	4,6	51,8	76,3	119,8	43,8	375,6
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	0	0	0	0	0	0
Altro	0	0,7	0	0	0	0,7
di cui Gasdotti Alpini	0	1,7	1,8	1,8	19,3	139,1
Interventi di sviluppo	0	1,7	1,8	1,8	19,3	139,1
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	0	0	0	0	0	0
Altro	0	0	0	0	0	0
di cui Retragas	5,4	3,5	2,3	2,3	2,8	18,3
Interventi di sviluppo	3,8	1,3	0,6	0,3	0	6
Interventi per sicurezza	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	7,6
Interventi di mantenimento	0	0	0	0	0	0
Altro	0	0,6	0,3	0,8	1,5	4,7
di cui Consorzio Media Valtellina	0,3	0,8	0	0	0	1,1
Interventi di sviluppo	0	0	0	0	0	0
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	0,3	0,8	0	0	0	1,1
Altro	0	0	0	0	0	0
di cui Netenergy	0,7	0	0	0	0	0,7
Interventi di sviluppo	0	0	0	0	0	0
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	0	0	0	0	0	1
Altro	0,7	0	0	0	0	0
di cui Metanodotto Alpino	0,705	0,04	0,05	0	0	0,795
Interventi di sviluppo	0,035	0,01	0	0	0	0,045
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	0,67	0,03	0,05	0	0	0,75
Altro	0	0	0	0	0	0
di cui ITG	3	3	3	2	0	11
Interventi di sviluppo	2	3	2	0,4	0	7
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	1	0	2	1,1	0,0	4
Altro	0	0	0	0	0	0



5.1. Dimensione degli interventi di Snam Rete Gas

Il piano investimenti di Snam Rete Gas per il periodo 2025-34 prevede una spesa di circa 16,1 mld € nel decennio, di cui circa 10,6 mld € entro il 2029.

La spesa di piano è composta dalle seguenti macro-voci:

- ca. 6,0 mld € per i progetti di sviluppo, di cui ca. 4,9 mld € previsti entro il 2029, con profilo di spesa decrescente a partire dal 2027;
- ca. 5,1 mld € per gli interventi di sicurezza (in gran parte progetti di sostituzione gasdotti), di cui ca. 2,9 mld € previsti entro il 2029 e un picco di spesa negli anni 2027, 2028 e 2029;
- ca. 3,0 mld € per gli interventi di mantenimento (diversi dalle sostituzioni per sicurezza), con un profilo di spesa costante a partire dal 2028;
- ca. 2,0 mld € per altri interventi, con un profilo di spesa costante nell'arco di piano.

Tabella 23: Spesa prevista nel Piano di Snam Rete Gas [Mln €]

Mln €	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	1.562	1.000	1.120	705	504	5.989
di cui Proposti nel PNRR	414	335	72	9	3	862
Interventi per sicurezza	420	406	785	680	620	5.127
Interventi di mantenimento	375	480	428	270	208	2.970
Altro	283	181	193	191	176	1.963
TOTALE	2.640	2.067	2.525	1.846	1.508	16.049

Il finanziamento della spesa è previsto sia con mezzi propri, incluso l'utilizzo dei flussi di cassa da attività operativa, sia con il ricorso, per il tramite della controllante Snam, a capitale di debito mediante emissione di prestiti obbligazionari, finanziamenti da parte di istituti di credito o finanziamenti di scopo erogati da organismi finanziari nazionali o internazionali (ad es.: BEI, CDP, ecc.) ovvero attraverso il regime di contribuzione, ove previsto e secondo le regole in essere, a carico di enti pubblici (italiani o comunitari) o dei soggetti beneficiari.

Inoltre, la Prima Fase Linea Adriatica e il Potenziamento Export Fase 1, progetti chiave per la sicurezza degli approvvigionamenti italiana ed europea ed in linea con gli obiettivi del Repower EU, sono stati identificati dal Governo come progetti idonei a ricevere fondi sotto forma di sovvenzioni e prestiti agevolati nell'ambito della revisione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. In tale ambito, in esito alla procedura di finanziamento conclusa nel 2024, i due progetti hanno avuto accesso a contributi a fondo perduto per un importo pari a 420 M€ che verranno erogati in più tranches durante la realizzazione dell'asset. I sostegni monetari saranno rilasciati nell'ambito delle risorse rese disponibili dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

La realizzazione dei progetti previsti nel Piano comporterà la posa di oltre 3.400 chilometri di gasdotti e l'installazione di oltre 200 MW di potenza di compressione, in particolare:

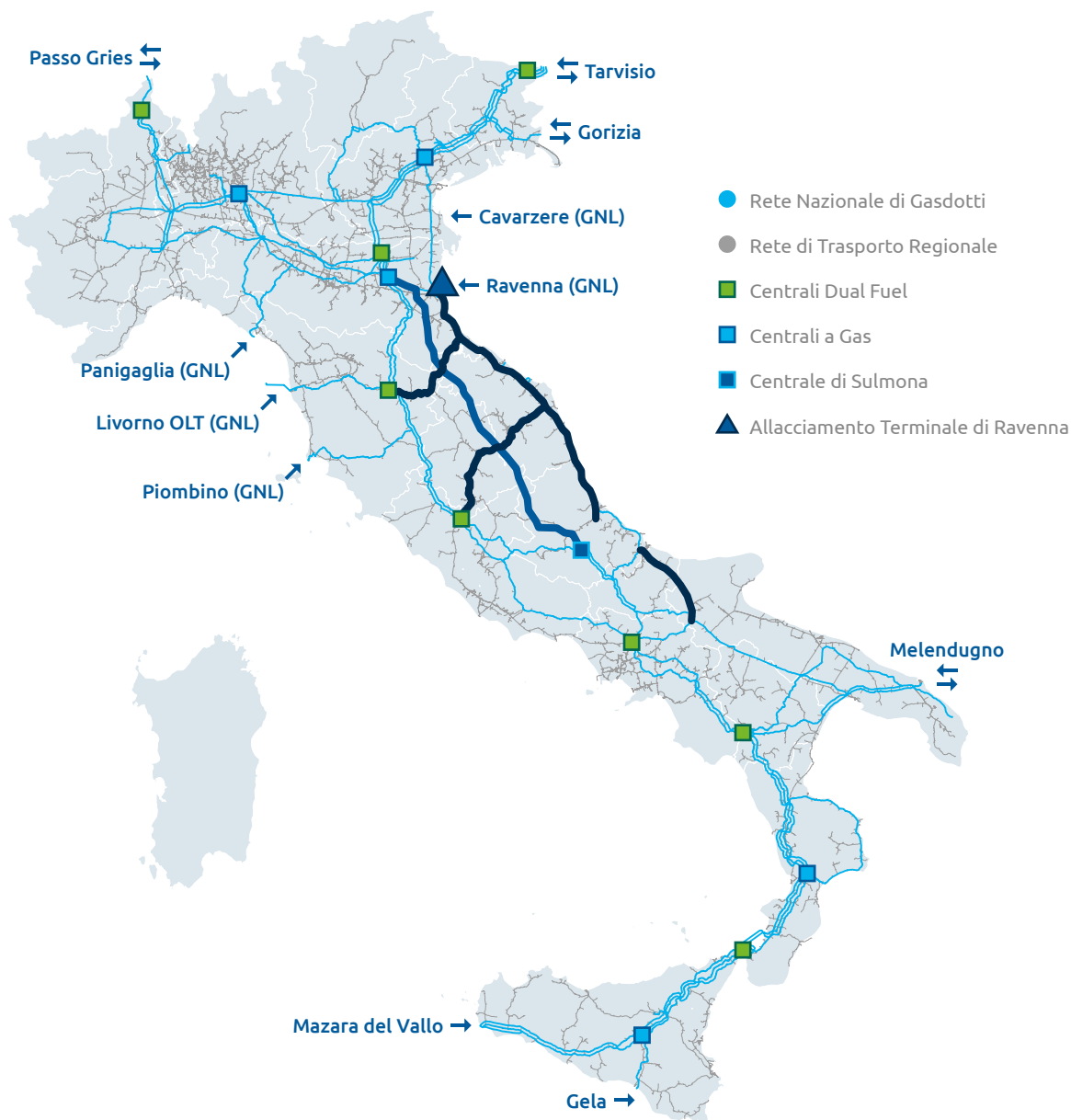
- nuovi gasdotti per ca. 900 chilometri e rifacimento di ca. 2.500 chilometri di gasdotti esistenti;
- elettrificazione del parco compressori della rete di trasporto per 175 MW e installazione di nuova potenza turbogas di nuova generazione per 33 MW.

I benefici sottesi alla realizzazione del Piano, approfonditi nel Capitolo 7, sono relativi:

- all'incremento della capacità di trasporto dai punti di entrata del sud Italia e interconnessi con i nuovi terminali di rigassificazione;
- all'incremento dei volumi di biometano immessi nella rete di trasporto, fino a 5 BSmc anno (50 TWh/a);
- alla riduzione del fuel gas di funzionamento delle centrali e alla riduzione delle emissioni Scope 1 e 2, in particolare grazie ai progetti delle centrali dual fuel e ai progetti di sostituzione e mantenimento.

I principali progetti previsti nel Piano sono evidenziati nella cartina seguente, mentre per la raffigurazione puntuale di ogni progetto rilevante si rimanda alle schede progetto in Allegato.

Figura 22: Principali progetti della rete gas nell'arco temporale del Piano di SRG



L'esecuzione del Piano comporta uno sforzo collettivo di tutti gli stakeholders coinvolti nei processi autorizzativi e realizzativi e richiede il coinvolgimento delle maggiori società di ingegneria, costruzione e di produzione di componenti del settore gas a livello nazionale e internazionale. L'impegno economico del piano decennale di circa 16 b€ prevede una spesa di 9 b€ in prestazioni di costruzione, di 2 b€ in materiali, di 1 b€ in ingegneria e altri servizi e 4 b€ in altre voci di costo. È utile considerare che la spesa per le infrastrutture ha un significativo "effetto moltiplicatore", ossia ogni unità di moneta spesa in infrastrutture genera un ritorno economico superiore in termini di aumento del Prodotto interno lordo (Pil) e di occupazione. Ogni fase della costruzione di una infrastruttura, dalla pianificazione alla progettazione, dall'acquisto dei materiali alla costruzione vera e propria, genera un effetto moltiplicatore sull'economia che per le infrastrutture gestite da Snam triplica il valore investito.

5.2. Criteri di progettazione e tutela dell'ambiente di Snam Rete Gas

Snam Rete Gas progetta le proprie opere in base alle normative vigenti e alle “best practices” tecniche, tenendo in massimo conto i vincoli ambientali e urbanistici insistenti sul territorio. In particolare, i tracciati dei gasdotti vengono studiati cercando di ridurre al minimo l'impatto ambientale, evitando il più possibile il passaggio in aree importanti o sensibili per la loro ecologia, quali parchi, aree naturali protette, Siti Natura 2000 (ZPS, zone a protezione speciale e SIC, siti di interesse comunitario), in aree di particolare pregio paesaggistico e di interesse archeologico. Inoltre, ai fini della sicurezza, si evitano aree geologicamente instabili, interessate da dissesti idrogeologici, nonché le aree fortemente antropizzate. Nella fase di progettazione preliminare dei gasdotti vengono sempre valutate diverse alternative di tracciato, tra le quali viene scelta la soluzione migliore in termini di sicurezza di esercizio, sostenibilità ambientale ed efficienza.

In particolare, per le opere soggette a valutazione di impatto ambientale nazionale o regionale, la normativa vigente in materia ambientale, D.lgs., 152/2006 e s.m.i., prevede tra l'altro che lo studio di impatto ambientale contenga “una descrizione delle principali alternative prese in esame dal proponente, ivi compresa la cosiddetta opzione zero con indicazione delle principali ragioni della scelta”.

Oltre alla scelta del tracciato della condotta, vengono utilizzate, compatibilmente con la fattibilità tecnica, procedure e tecnologie avanzate di scavo e di posa che interferiscano il meno possibile con l'ambiente circostante: riduzione della larghezza della fascia di lavoro, minimizzazione delle infrastrutture e dei mezzi di cantiere e soprattutto tecniche di posa “trenchless” in alternativa agli scavi tradizionali. Tali tecniche consentono la posa delle condotte senza o con limitato scavo del soprassuolo (trincea) e vengono utilizzate per l'attraversamento di ostacoli naturali (corsi d'acqua, dossi e pendii rocciosi), artificiali (ferrovie, strade ed autostrade) e di pregio naturalistico o di interesse paesaggistico-ambientale (boschi, aree tutelate). L'adozione di tali tecnologie, limitando l'uso di scavi a cielo aperto, determina un impatto paesaggistico ed ambientale certamente minore rispetto alle tecniche di costruzione tradizionali e, oltre al superamento di ostacoli naturali, consente di evitare attraverso l'incremento della profondità di posa della tubazione zone di instabilità geologica o geomorfologica (corpi di frana), garantendo la sicurezza della condotta nella fase di esercizio.

Al fine di perseguire la riduzione dell'impatto paesaggistico ed ambientale delle opere e l'incremento della sicurezza degli asset una volta entrati in esercizio, il ricorso all'utilizzo delle tecnologie di posa trenchless nell'ambito dei progetti di nuove condotte realizzati da Snam Rete Gas è notevolmente aumentato nel corso degli ultimi anni, anche in considerazione delle indicazioni e prescrizioni ricevute dagli Enti competenti in fase di autorizzazione. Il piano 2025-2034 prevede la realizzazione di oltre 3.000 chilometri di metanodotti, con una previsione di 450 opere trenchless per uno sviluppo totale di circa 185 chilometri. L'impiego delle tecnologie trenchless è fortemente legato alla morfologia (territori montuosi, collinari o pianeggianti) ed alla presenza di ostacoli naturali dei territori attraversati; tuttavia, negli ultimi anni, il livello di utilizzo di tecnologia trenchless è passato da circa il 2-5% in contesti morfologici pianeggianti e l'8-9% in territori montuosi, a percentuali, in contesti morfologici diversi, anche fino al 15%. Le metodologie trenchless impiegate nella realizzazione delle opere a piano sono:

- la trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.);
- il Microtunneling;
- il Direct Pipe;
- il Raise Borer;
- le gallerie in tradizionale o TBM (tunnel boring machine).

Dopo il completamento dei lavori di realizzazione del metanodotto, si avviano le opere di ripristino con l'obiettivo di restituire ai terreni attraversati le condizioni originarie di fertilità e di ripristinare il naturale deflusso delle acque superficiali, con opportune opere di regimazione volte anche a consolidare e a stabilizzare la fascia di terreno interessata dai lavori. Al fine di assicurare il completo attecchimento e l'adeguato sviluppo degli interventi di ri-vegetazione effettuati, Snam esegue periodiche operazioni di cure colturali, per un periodo complessivo di almeno 5 anni. L'area di passaggio ripristinata si presenta come ambiente ri-vegetato sia nel piano erbaceo sia nel piano arbustivo ed arboreo.

Le aree soggette a ripristini ambientali sono oggetto di monitoraggio da parte degli enti competenti, che valutano nel tempo i risultati conseguiti. Normalmente, i sopralluoghi delle commissioni di controllo hanno cadenza annuale e si concludono dopo un ciclo della durata di almeno cinque anni, sufficiente per verificare l'affrancamento della vegetazione arborea e delle condizioni ecologiche d'insieme. Alla luce di queste verifiche, gli enti coinvolti hanno sempre manifestato piena soddisfazione e apprezzamento per i risultati ottenuti.

5.3. Interventi di Sviluppo di Snam Rete Gas

I progetti di sviluppo sono relativi alla realizzazione di nuove infrastrutture o al potenziamento di infrastrutture esistenti e sono pianificati da Snam Rete Gas:

- a valle di analisi costi e benefici (effettuate con le modalità descritte nel paragrafo 7.2) che ne evidenzino l'utilità per il sistema;
- sulla base di impegni contrattuali - previsti o finalizzati - di utilizzo delle capacità di trasporto, secondo le procedure indicate nel Codice di Rete di Snam Rete Gas e nelle delibere dell'Autorità;
- in adempimento di prescrizioni legislative (e.g., D.L. 50/2022 per gli allacciamenti ai nuovi terminali GNL di Piombino e Ravenna).

5.3.1. Sviluppo - Progetti di Rete Nazionale

La rete nazionale gasdotti, in applicazione dell'articolo 9 comma 1 del Decreto 164/2000 "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144" e s.m.i., è costituita dai gasdotti ricadenti in mare, dai gasdotti di importazione ed esportazione e relative linee collegate necessarie al loro funzionamento, dai gasdotti interregionali, dai gasdotti collegati agli stoccaggi, dai gasdotti funzionali direttamente e indirettamente al sistema nazionale del gas nonché dai servizi ad essa accessori.

I progetti di rete nazionale previsti nel Piano rispondono a esigenze di potenziamento delle infrastrutture esistenti e sono finalizzati alla creazione di nuova capacità di importazione o esportazione e più in generale al miglioramento delle prestazioni del sistema di trasporto, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle emissioni climalteranti e l'incremento della flessibilità per il sistema elettrico (e.g. centrali dual fuel).

La definizione delle prestazioni attese (i.e. capacità di trasporto incrementali) e il conseguente dimensionamento delle opere da realizzare (i.e. diametri dei gasdotti, numero e potenza dei compressori) tiene conto dei diversi scenari di domanda giornalieri derivati dalle previsioni di domanda e offerta, descritti nel capitolo 3, e viene effettuato mediante simulazioni dei modelli della rete di trasporto, descritti nel capitolo 7.

Tabella 24: Principali Progetti di Sviluppo di Rete Nazionale

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Costo TOT M€	Impegno Piano M€
Sviluppo	Già decisi (FID)	Allacciamento FSRU di Ravenna	2025/27	1.246	896
		Linea Adriatica 1° Fase	2026	1.152	789
		Linea Adriatica 2° Fase	2028	1.720	1.623
		Potenziamento Export 1° Fase	2026	113	73
		Cent. Dual Fuel Malborghetto	2026	193	77
		Cent. Dual Fuel Messina	2030	156	131
		Cent. Dual Fuel Gallese *	2030	159	156
		Cent. Dual Fuel Terranuova Bracciolini *	2031	244	240
	Ancora da decidere (non FID)	Cent. Dual Fuel Melizzano	2033	188	187
		Cent. Dual Fuel Masera	2033	182	181
		Cent. Dual Fuel Montesano	2035	212	128
		Met. Matagiola-Massafra 1° Fase	2031	370	368
		Virtual Pipeline	2029	406	400
		Interconnessione Malta	2030	10	10
		Ulteriori potenziamenti da Sud	FUORI PIANO	2.500	-

* Il progetto ha ottenuto la FID per la parte di ingegneria e permessi e materiali

Progetto Linea Adriatica

La realizzazione del progetto Linea Adriatica è stata avviata nel 2023, a valle della presentazione da parte di Snam Rete Gas della Relazione Integrativa di novembre 2022⁴² e della valutazione positiva del progetto da parte di ARERA del 21 marzo 2023 (Delibera 108/2023/R/gas).

Il progetto Linea Adriatica è incluso nel TYNDP 2024 di ENTSOE e nei GRIP “Southern Corridor” e “South-North Corridor”, con il codice identificativo TRA-N-7. Il progetto è stato inoltre inserito nella lista PIC della Commissione Europea del 23 novembre 2017 e successivamente confermato nella quarta lista presentata dalla Commissione il 31 ottobre 2019 e nella quinta lista pubblicata il 19 novembre 2021 (codice PCI 7.3.4).

Il progetto consiste nella realizzazione di una dorsale di trasporto alternativa al Gasdotto Mediterraneo (GA.ME.), che a partire dal 1983 ha garantito - mediante diversi potenziamenti nel corso di due decenni - la capacità necessaria per l'importazione del gas dal Nord Africa, utilizzata anche dal 2004 per l'importazione dalla Libia tramite il gasdotto Green Stream e dal 2020 per l'importazione dall'Azerbaijan tramite il gasdotto TAP. La nuova infrastruttura costituisce pertanto un potenziamento - sotto forma di una dorsale parallela all'esistente dorsale tirrenica - della direttrice di trasporto del gas dai punti di entrata del sud Italia al nodo di Minerbio, punto baricentrico della rete sul quale si innestano i metanodotti che raggiungono le principali aree del mercato e gli stoccaggi del nord Italia.

La finalità principale della Linea Adriatica è quella di rendere disponibile un incremento di circa 28 MSmc/g della capacità di trasporto dai PdE del Sud Italia (Mazara del Vallo, Gela e Melendugno), dagli attuali 122 MSmc/g a 150 MSmc/g.

Questo aumento di capacità contribuisce, insieme alla realizzazione dei nuovi terminali GNL, alla stabilità delle nuove configurazioni di importazione conseguenti il sostanziale azzeramento dei flussi di gas provenienti dalla Russia, e assicura adeguata flessibilità di utilizzo ai punti di entrata del sud Italia, sia in relazione a possibili ulteriori incrementi dei flussi di gas da Azerbaijan, Algeria o Libia che a nuove eventuali iniziative di importazione.

Il progetto, inoltre, permette l'incremento di capacità nei punti di entrata interconnessi con i terminali LNG di Livorno (+ 3 MSmc/g) e Ravenna (+ 9 MSmc/g).

Dal punto di vista della flessibilità infrastrutturale, il progetto aumenta la flessibilità di utilizzo del campo di stoccaggio di Fiume Treste nei periodi invernali, in quanto consente di ridurre le pressioni sulla rete di trasporto nel punto di interconnessione agevolando i flussi in erogazione dal campo.

Il progetto consiste nella realizzazione di una centrale di compressione a Sulmona di 33 MW di potenza e di un gasdotto di diametro DN1200 e 425 chilometri di lunghezza, suddiviso in tre sezioni:

- Sulmona - Foligno, 170 km;
- Foligno - Sestino, 115 km;
- Sestino - Minerbio, 140 km.

⁴² https://www.snam.it/content/dam/snam/pages-attachments/it/i-nostri-business/trasporto/documents/piani-decennali/snam-rete-gas/2022-2031/Relazione_Integrativa_Linea_Adriatica_20221106.pdf

Il progetto è stato suddiviso in due fasi complementari, di seguito descritte.

Fase 1 - Linea Adriatica

La Fase 1 del Progetto Linea Adriatica è costituita dalla Centrale di Sulmona e dal Gasdotto Sestino-Minerbio. La centrale di Sulmona è composta da 3 turbocompressori da 11 MW per la spinta del gas nella nuova linea di trasporto. Il gasdotto Sestino-Minerbio, di diametro DN1200 e lunghezza di circa 140 chilometri, si collega alla rete di trasporto esistente nei pressi di Sestino per raggiungere il nodo di Minerbio (Bologna), punto baricentrico di arrivo del gas proveniente da sud. Negli ultimi 40 chilometri circa del suo percorso, il gasdotto segue un tracciato parallelo alle linee di trasporto esistenti permettendo l'incremento di capacità del PdE interconnesso con il terminale FSRU di Ravenna. La realizzazione della Fase 1 consentirà di aumentare la capacità di trasporto lungo la direttrice sud/nord di ca. 5 MSmc/g, dal PdE interconnesso con il terminale GNL di Livorno di 3 MSmc/g e dal PdE interconnesso con il terminale di Ravenna di 9 MSmc/g.

Fase 2 - Linea Adriatica

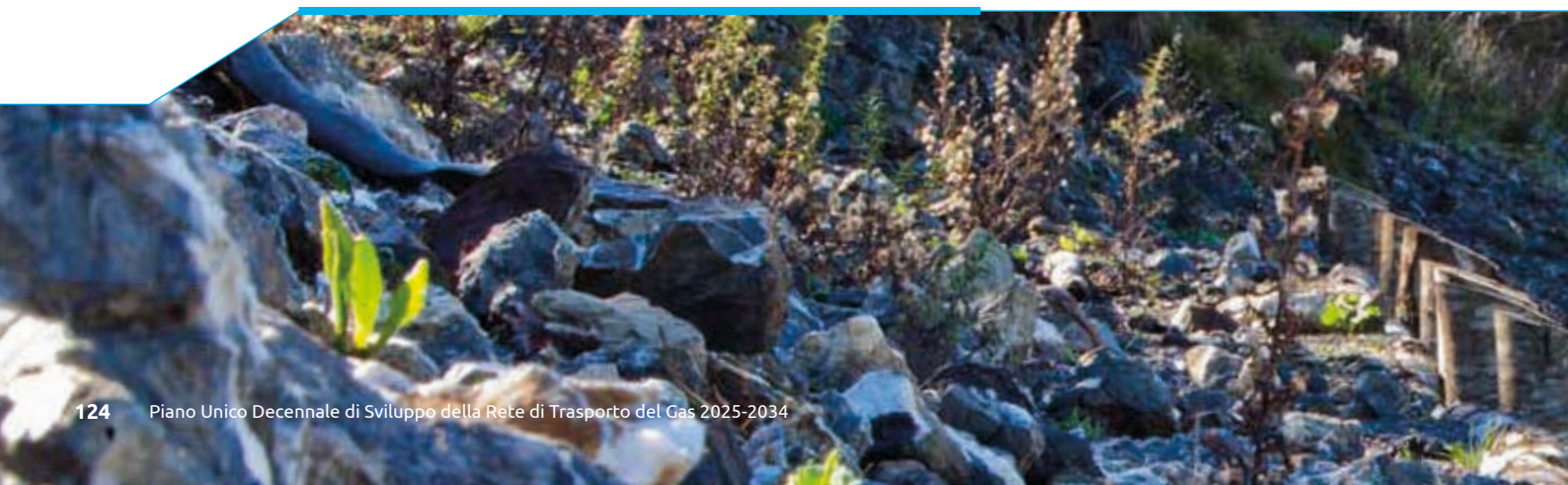
La Fase 2 del Progetto Linea Adriatica è costituita dai gasdotti Sulmona - Foligno e Foligno-Sestino. Il gasdotto Sulmona - Foligno, di diametro DN1200, si estende per circa 170 chilometri a partire dalla centrale di compressione di Sulmona per interconnettersi nei pressi di Foligno con il successivo tratto in progetto Foligno-Sestino e con un altro gasdotto esistente, facente parte della rete nazionale, che collega la centrale di Gallese con i gasdotti della costa Adriatica nei pressi di Recanati. Il gasdotto Foligno - Sestino, di diametro DN1200, si estende per circa 115 chilometri a partire dall'impianto che verrà realizzato nei pressi di Foligno e terminerà nelle vicinanze di Sestino, in corrispondenza del gasdotto Sestino - Minerbio della Fase 1 e di un altro gasdotto esistente che collega la centrale di Terranuova Bracciolini con i gasdotti della costa Adriatica in prossimità di Rimini. Si prevede che i gasdotti della Fase 2 del progetto Linea Adriatica entrino in esercizio nella prima metà del 2028 e permetteranno di incrementare la capacità di trasporto dai PdE del Sud Italia di 23 milioni di Smc/g, fino al valore finale di 150 MSmc/g.

Gasdotto Matagiola- Massafra prima fase

Il progetto Matagiola-Massafra (DN1400 - 80 km) era stato definito per garantire l'incremento della capacità massima dei PdE della Puglia (i.e. Melendugno) fino a 74 MSmc/g. Il progetto è stato successivamente modificato riducendone la lunghezza, sulla base delle indicazioni non vincolanti di capacità incrementale pervenute nell'ambito del Ciclo Incrementale 2023, che hanno raggiunto un valore massimo di capacità di 57 MSmc/g.

Il progetto aggiornato prevede la realizzazione di ca. 50 chilometri rispetto agli 80 chilometri inizialmente previsti, dall'impianto di Matagiola fino a Francavilla, in grado di garantire una capacità di trasporto di 57 MSmc/g dal PdE di Melendugno. L'entrata in esercizio del progetto è prevista nel 2031, ma la sua realizzazione è subordinata al perfezionamento di richieste vincolanti di capacità incrementale in esenzione o in regime regolato sul PdE di Melendugno o su eventuali PdE di nuova realizzazione in Puglia.

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2024 con il codice identificativo TRA-N-1195 ed è stato incluso nella quarta lista presentata dalla Commissione il 31 ottobre 2019 e nella quinta lista pubblicata il 19 novembre 2021 (codice PCI 7.3.4 assieme al progetto Linea Adriatica).



Centrali di compressione Dual Fuel

Snam Rete Gas ha pianificato l'installazione, nelle centrali di compressione, di elettrocompressori in sostituzione dei turbocompressori più vecchi, sui quali sarebbe comunque necessario intervenire⁴³ per il mantenimento della potenza di compressione necessaria.

Nell'ottica di preservare la piena funzionalità della rete di trasporto gas, anche in caso di mancanza dell'alimentazione elettrica, le configurazioni adottate di norma prevedono l'installazione di una potenza elettrica non superiore, o di poco superiore, alla potenza di scorta della centrale. In tal modo, in caso di mancanza di alimentazione elettrica, i turbocompressori alimentati a gas naturale sono in grado di garantire la potenza richiesta alla centrale nelle condizioni di massimo trasporto.

Il progetto contribuisce in modo importante alla decarbonizzazione e all'incremento di efficienza del processo industriale di trasporto gas. Sfruttando l'incremento di efficienza degli elettrocompressori e massimizzandone l'utilizzo si possono infatti soddisfare i fabbisogni di compressione con meno energia e una riduzione significativa dei costi di compressione e, allo stesso tempo, ridurre in modo significativo le emissioni di gas climalteranti. In ottica di *sector coupling*, i nuovi elettrocompressori rappresentano inoltre una risorsa aggiuntiva di flessibilità per il sistema elettrico, creando opportunità di riduzione dei servizi di rete e contribuendo a un'integrazione più efficiente della generazione rinnovabile.

I compressori elettrici infine garantiscono una maggiore flessibilità di utilizzo, soprattutto per quanto riguarda i bassi carichi di potenza e il funzionamento intermittente, contribuendo a rendere il sistema gas ancora più reattivo e pronto a soddisfare le richieste del mercato, in un contesto di crescente aumento della variabilità delle condizioni di trasporto.

Nella pianificazione degli interventi è stata data precedenza alle centrali che, in condizioni di normale esercizio, assicurano un elevato numero di ore di funzionamento. Successivamente gli interventi sono stati estesi alle altre centrali di compressione, con l'obiettivo di installare un elettrocompressore in ogni centrale in sostituzione di turbocompressori ormai giunti, o in prossimità di giungere, al termine della loro vita utile.

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2024 con il codice identificativo TRA-A-607.

Nel presente Piano sono descritti i progetti dual fuel relativi alle centrali che, in base ai flussi previsti sul lungo termine (descritti nel capitolo 3) e alle condizioni di esercizio attese, consentono di ottenere dei benefici maggiori per il sistema. Rispetto al Piano Decennale 2023-2032 non sono inclusi nel presente piano i progetti di installazione di un elettrocompressore sulle centrali di Enna, di Tarsia e di Istrana.

⁴³ Sono attualmente in corso valutazioni in merito allo sviluppo di una specifica metodologia Asset Health per le centrali, a supporto delle analisi sullo stato di salute degli impianti esistenti.

Di seguito vengono elencati gli interventi previsti in ogni centrale di compressione:

Malborghetto

Il progetto prevede l'installazione di due elettrocompressori da 12 MW in sostituzione di due turbocompressori da 12 MW nella centrale di Malborghetto, la cui configurazione prevede 5 turbocompressori con potenza installata di 99 MW di cui 25 MW di scorta.

Il progetto è in fase di realizzazione e l'entrata in esercizio è prevista nel 2026.

Messina

Il progetto prevede l'installazione di due elettrocompressori da 12 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW nella centrale di Messina, la cui configurazione prevede 6 turbocompressori con potenza installata di 160 MW di cui 55 MW di scorta.

Per il progetto è stata adottata la decisione finale di investimento e l'entrata in esercizio è prevista nel 2030.

Montesano

Il progetto prevede l'installazione di un elettrocompressore da 25 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW nella centrale di Montesano, la cui configurazione prevede 4 turbocompressori con potenza installata di 100 MW di cui 25 MW di scorta.

Per il progetto non è stata adottata la decisione finale di investimento e l'entrata in esercizio è prevista nel 2035.

Melizzano

Il progetto prevede l'installazione di un elettrocompressore da 25 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW nella centrale di Melizzano, la cui configurazione prevede 4 turbocompressori con potenza installata di 100 MW di cui 25 MW di scorta.

Per il progetto non è stata adottata la decisione finale di investimento e l'entrata in esercizio è prevista nel 2033.

Gallese

Il progetto prevede l'installazione di un elettrocompressore da 25 MW in sostituzione di un turbocompressore da 25 MW nella centrale di Gallese, la cui configurazione prevede 3 turbocompressori con potenza installata di 75 MW di cui 25 MW di scorta.

Per il progetto è stata adottata la decisione finale di investimento e l'entrata in esercizio è prevista nel 2030.

Terranuova Bracciolini

Il progetto prevede l'installazione di due elettrocompressori da 12 MW in sostituzione di due turbocompressori da 10 MW nella centrale di Terranuova Bracciolini, la cui configurazione prevede 4 turbocompressori con potenza installata di 42 MW di cui 12 MW di scorta.

Per il progetto è stata adottata la decisione finale di investimento e l'entrata in esercizio è prevista nel 2031. Rispetto al Piano Decennale 2023-32, il progetto dual fuel della centrale di Terranuova Bracciolini prevede la sostituzione di un secondo turbocompressore con elettrocompressore da 12 MW, in ragione dell'incremento dei flussi attesi in transito nella centrale e della possibilità di catturare maggiori benefici legati al maggior utilizzo della potenza elettrica.

Masera

Il progetto prevede l'installazione di un elettrocompressore da 12 MW in sostituzione di un turbocompressore da 12 MW nella Centrale di Masera, la cui configurazione prevede 3 turbocompressori con potenza installata di 36 MW di cui 12 MW di scorta.

Per il progetto non è stata adottata la decisione finale di investimento e l'entrata in esercizio è prevista nel 2033.

Per le centrali di Enna, Tarsia e Istrana sono in corso ulteriori valutazioni e ad oggi le attività di sostituzione sono pianificate al di fuori dell'orizzonte del piano.

Potenziamento Export Fase 1 - Potenziamento Centrale di Poggio Renatico e reverse flow della Centrale di Malborghetto

Il progetto consiste nell'installazione di una nuova unità di compressione elettrica da 15 MW nella centrale di Poggio Renatico e nelle modifiche necessarie a garantire l'inversione di flusso della centrale di Malborghetto, che consistono nella realizzazione di una tubazione e delle valvole di bypass e delle connesse opere elettro-strumentali e di adeguamento dei sistemi di controllo di centrale.

La nuova unità di compressione elettrica nella centrale di Poggio Renatico, che nel progetto Centrali Dual Fuel era prevista in sostituzione di un turbocompressore da 11 MW, nel progetto Export Fase 1 viene prevista in aggiunta alle 4 unità turbogas esistenti. La configurazione della centrale di Poggio Renatico, pertanto, prevede 5 compressori con potenza complessiva di 87 MW di cui 25 MW di scorta. Questa nuova configurazione consente di aumentare la capacità continua di esportazione verso l'Austria nel punto di uscita di Tarvisio, garantendo comunque i benefici di decarbonizzazione, incremento di efficienza del trasporto e supporto alla flessibilità del sistema elettrico grazie alla presenza di un compressore elettrico.

Il progetto consente l'incremento della capacità di trasporto verso l'Austria in corrispondenza del PdU di Tarvisio fino a 40 MSmc/g, mantenendo invariata la capacità massima di esportazione contemporanea dai PdU di Passo Gries e di Tarvisio, pari a 40 MSmc/g.

Il progetto Potenziamento Export Fase 1 è stato identificato dal Governo come progetto idoneo a ricevere fondi sotto forma di sovvenzioni e prestiti agevolati, nell'ambito della revisione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) ed è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2024 con il codice identificativo TRA-F-1145.

Allacciamenti terminali di rigassificazione

L'obiettivo di diversificare gli approvvigionamenti di gas e ridurre la forte dipendenza dalle importazioni di gas dalla Russia a seguito del conflitto russo-ucraino è stato perseguito, in Italia come in altri paesi europei, mediante l'installazione di nuovi impianti per la rigassificazione del GNL interconnessi alla rete di trasporto. Il Governo italiano ha avviato già a marzo 2022 le interlocuzioni con Snam per installare dei nuovi terminali di rigassificazione del tipo Floating Storage Regasification Unit (FSRU) che, stante i tempi di realizzazione normalmente inferiori rispetto ai terminali onshore, costituiscono la soluzione più rapida per aumentare la capacità di importazione di GNL⁴⁴.

Snam, in seguito ad indagini e verifiche condotte su tutto il territorio nazionale, ha individuato il porto di Piombino e l'area antistante le coste di Ravenna come siti idonei per l'installazione dei terminali FSRU.

Il Governo a maggio 2022 ha emanato il D.L. 50/2022 (c.d. Decreto Aiuti) che all'art. 5, "Disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione", dispone che *"In considerazione della necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento di gas ai fini della sicurezza energetica nazionale, fermi restando i programmi di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale, le opere finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto esistente alla data di emanazione del presente decreto, incluse le connesse infrastrutture, costituiscono interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti"*.

A seguito dell'emanazione del Decreto e della successiva nomina, a inizio giugno 2022, dei Commissari Straordinari per i Rigassificatori di Toscana ed Emilia-Romagna, sono state avviate le attività autorizzative per l'installazione ed esercizio dei terminali FSRU di Piombino e Ravenna, che ricomprendono le opere di allacciamento alla rete nazionale gasdotti di seguito descritte.

⁴⁴ Lo studio richiesto dalla Commissione a ENTSG ha confermato che le unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione (FSRU) possono ridurre significativamente la dipendenza dal gas russo nel breve periodo, rafforzando soprattutto il corridoio meridionale.

FSRU di Piombino

L'allacciamento del terminale FSRU di Piombino alla rete nazionale è entrato in esercizio nel mese di maggio 2023 e consiste in un primo tratto di ca. 3 chilometri di gasdotto di DN1200, MOP 75 bar e in un secondo tratto di ca. 6 chilometri costituito da due gasdotti in parallelo di DN750, MOP 75 bar.

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2024 con il codice identificativo TRA-F-539. L'autorizzazione all'esercizio del terminale FSRU di Piombino prevede che il terminale sia ricollocato in un altro sito entro il 2026. Per tale motivo, sono state avviate le attività progettuali per la ricollocazione della FSRU in un altro sito, inizialmente individuato al largo di Vado Ligure. Allo stato attuale, nonostante la procedura di valutazione di impatto ambientale per la collocazione al largo di Vado sia ancora in corso, permane incertezza sulla effettiva ricollocazione del terminale e sul sito destinato ad accoglierlo.

FSRU di Ravenna

L'allacciamento del terminale FSRU di Ravenna alla rete di trasporto nazionale è entrato in esercizio a maggio 2025, a seguito dell'autorizzazione rilasciata con Decreto n. 3 del 7 novembre 2022 dal Commissario Straordinario della Regione Emilia-Romagna e volturata per la parte relativa al gasdotto di connessione a Snam Rete Gas con decreto del 9 febbraio 2023.

Il progetto è stato incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2024 con il codice identificativo TRA-A-566. L'allacciamento al terminale GNL di Ravenna è costituito:

- da un tratto di gasdotto offshore DN650 di ca. 11 chilometri, MOP 80 bar, comprensivo delle seguenti opere accessorie:
 - nuova piattaforma funzionale all'ormeggio e al trasporto del gas naturale di sostegno della condotta che si collega alla nave FSRU;
 - piattaforma preesistente adeguata e ammodernata per il supporto logistico alle operazioni di scarica, manutenzione e ispezione;
 - diga frangiflutti di protezione dell'area di ormeggio e manovra, della parte terminale della condotta e delle piattaforme;
 - la diga frangiflutti è in fase di realizzazione e la sua messa in esercizio è prevista entro la fine del 2026.
- da un gasdotto a terra DN900 di ca. 31 chilometri MOP 70 bar e da un impianto di riduzione della pressione 80/70 bar, che collega il nodo di Ravenna Terra con l'approdo del gasdotto offshore.

Interconnessione Malta

Il progetto di connessione di Malta alla rete Europea del gas, proposto dal governo maltese, è stato incluso nelle prime 4 liste dei Progetti di Interesse Comune e confermato anche nella 5° lista PCI adottata dalla Commissione Europea.

Il progetto prevede la creazione di un nuovo PdU dalla rete di trasporto con una capacità di esportazione di 3 MSmc/g (54 GWh/g), mediante la realizzazione di un nuovo impianto di interconnessione e misura presso Gela con entrata in esercizio prevista nel 2028.

Il progetto è incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2024 con il codice identificativo TRA-N-1063.

La decisione finale di investimento del progetto è subordinata all'esito della procedura di capacità incrementale.

Ulteriori potenziamenti da Sud

Snam Rete Gas sta valutando ulteriori incrementi della capacità dei punti del sud Italia, mediante interventi modulari lungo le direttrici da sud attualmente previsti al di fuori del perimetro di piano e ancora in fase di studio.

L'opportunità di avviare queste valutazioni deriva dalla rilevanza che la direttrice di importazione dal sud Italia ha assunto negli ultimi 3 anni, confermata anche dalla raccolta di informazioni svolta nel contesto del piano decennale in cui sono state confermate le ipotesi progettuali di importazione via gasdotto (proponente) e via nave con rigassificatori ubicati in Puglia (proponente), Sicilia (proponente) e Calabria (proponente).

Il progetto, incluso nella lista dei progetti inseriti nel TYNDP 2024 con il codice identificativo TRA-N-9, prevede ulteriori interventi di potenziamento (gasdotti DN1200 per complessivi 440 km e 50 MW di nuova potenza installata) lungo la direttrice Sud - Nord, per incrementare la capacità di trasporto dai punti del sud Italia - esistenti o di nuova realizzazione - di ulteriori ca. 25 MSmc/g.

5.3.2. Sviluppo - Progetti di Rete Regionale

La rete regionale è costituita da infrastrutture - spesso magliate tra loro - di estensione regionale e locale, interconnesse in uno o più punti con la rete nazionale.

Tramite il potenziamento e lo sviluppo della rete regionale si prefiggono i seguenti obiettivi:

- aumentare la capacità di trasporto esistente, allo scopo di sostenere nel medio lungo termine gli incrementi della domanda di gas naturale registrati, previsti o richiesti in una determinata area;
- estendere la rete a seguito della realizzazione di nuovi punti di riconsegna o nuovi punti di interconnessione con altre reti di trasporto.

Ai fini del dimensionamento degli interventi di potenziamento, viene considerata la domanda di picco in condizioni climatiche invernali, che include il fabbisogno relativo al riscaldamento civile.

Le soluzioni tecniche individuate tengono conto delle possibili sinergie con esigenze di adeguamento o sostituzione di asset già esistenti, al fine di ottimizzare i costi complessivi e ridurre gli impatti sul territorio.

Le opere di potenziamento e di estensione della rete regionale pianificate nel corso degli anni sono entrate in esercizio o sono stato stralciate dal Piano, a fronte di mutate condizioni di mercato. Rispetto al Piano Decennale 2023-32 si segnala che nel corso del 2024 è entrato in esercizio il metanodotto Nocera - Cava dei Tirreni.

Tabella 25: Principali Progetti di Sviluppo di Rete Regionale a Piano

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Costo a Vita Intera [M€]	Impegno Piano [M€]
Sviluppo	In esercizio	Nocera - Cava dei Tirreni	2024	10	2

5.3.3. Progetti di allacciamento

Gli allacciamenti alla rete di trasporto dei nuovi punti di riconsegna a clienti finali industriali o termoelettrici, alle reti di distribuzione e ai punti di consegna da produzioni nazionali sono gasdotti che rientrano nella rete regionale di trasporto.

Le imprese che svolgono attività di trasporto e dispacciamento sono tenute ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema abbia idonea capacità e purché le opere necessarie all'allacciamento siano tecnicamente ed economicamente realizzabili, secondo quanto previsto all'articolo 8 comma 2 del Decreto 164/2000. La procedura che descrive le modalità di richiesta, valutazione, accettazione e realizzazione di nuovi allacciamenti alla rete Snam Rete Gas è descritta nel Capitolo 6 del Codice di Rete di Snam Rete Gas.

I progetti di allacciamento a nuovi punti di riconsegna o di interconnessione con reti di terzi sono dimensionati considerando le specifiche esigenze rappresentate dal richiedente l'allacciamento, tenendo conto contestualmente di uno scenario di domanda di picco in condizioni climatiche invernali, che considera il fabbisogno relativo al riscaldamento civile: in tal modo, oltre al corretto dimensionamento dell'allacciamento stesso viene verificata l'eventuale necessità di potenziamenti della rete esistente a monte indotti dalla nuova capacità incrementale.

Per quanto riguarda gli allacciamenti a nuovi punti di consegna, viene verificata la compatibilità del profilo di immissione in rete della produzione considerando le caratteristiche tecniche della rete, le portate orarie e i volumi giornalieri massimi e minimi previsti in immissione. Per la verifica della smaltibilità dei nuovi punti di immissione, vengono considerate le condizioni di minima domanda, normalmente ricadenti nei mesi estivi, al fine di verificare l'effettiva capacità della rete di garantire in modo continuativo l'assorbimento dei volumi richiesti.

Nel Piano è prevista una spesa di circa 184 M€ per lo sviluppo di nuovi allacciamenti, suddivisa in 25 M€ per allacciamenti di distributori di CNG e 160 M€ per altri allacciamenti, ad esclusione degli allacciamenti a impianti di produzione di biometano descritti nel seguente paragrafo.

5.3.4. Progetti di connessione di impianti biometano

Evoluzione delle connessioni di impianti biometano

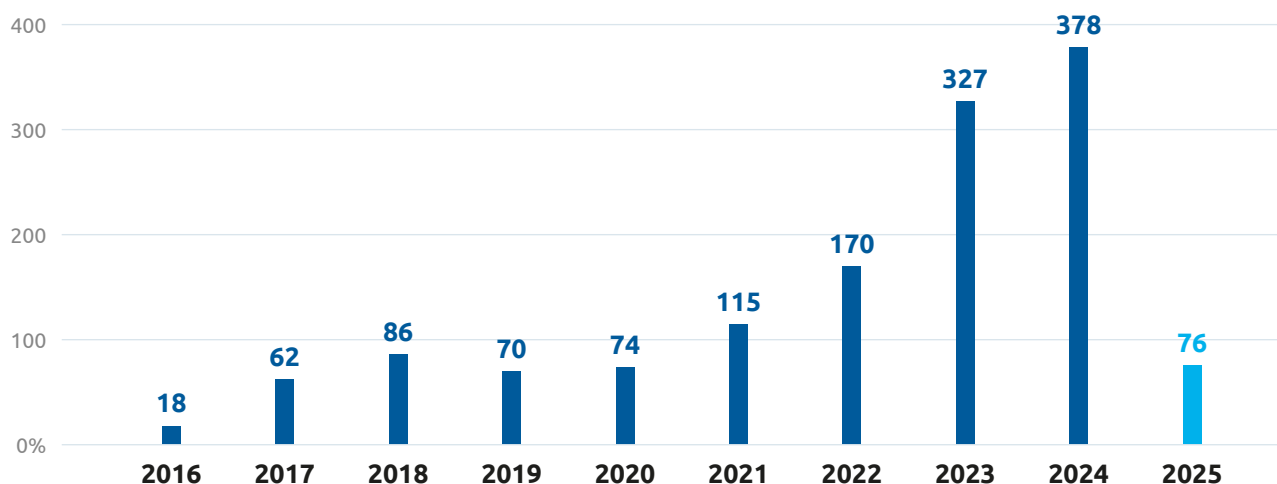
In seguito al recepimento della direttiva connessioni, SRG ha ricevuto a partire dal 2016 oltre 1.300 richieste di connessione di impianti biometano e ha garantito supporto tecnico sul territorio in merito alle tematiche di connessione alla rete di trasporto, con 3.000 contatti preliminari tra potenziali richiedenti e gli specialisti territoriali di Snam, tramite comunicazioni elettroniche, incontri dedicati e avvalendosi del portale dedicato ai contatti preliminari alle richieste di allacciamento (ivi incluse, quelle per autotrazione e altri allacciamenti).

Tale supporto è stato recentemente integrato mettendo a disposizione degli utenti un tool dedicato all'interno del Portale Unico che consente di ottenere in tempo reale il range di distanza tra impianto di biometano e rete idonea più prossima.

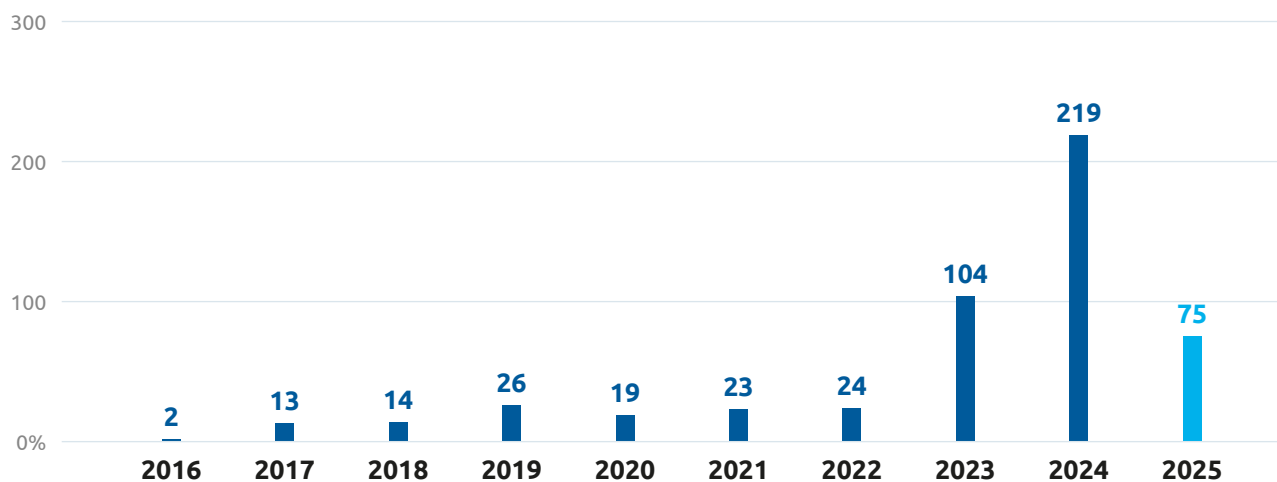
L'evoluzione delle richieste di connessione di impianti biometano alla rete di trasporto Snam e delle offerte di connessione accettate dai richiedenti è riportata nel grafico sottostante, aggiornato a settembre 2025.

Figura 23: Richieste di allacciamento di impianti biometano gestite e accettate

RICHIESTE



ACCETTAZIONI



A fronte di circa 519 offerte di connessione di impianti di biometano alla rete di trasporto accettate dai richiedenti, per un volume nominale⁴⁵ di circa 2.400 MSmc/anno di biometano, Snam Rete Gas ha già realizzato 132 allacciamenti, per un volume nominale di oltre 800 MSmc/anno. L'introduzione delle possibilità di posticipare la copertura finanziaria relativa alle fasi di procurement materiali ed attività di costruzione successivamente all'ottenimento di tutti i permessi ed autorizzazioni necessarie, ha riscosso grande successo da parte dei clienti. Ad oggi, infatti, si osserva che circa il 65% delle offerte accettate è autorizzata esclusivamente per le attività di progettazione e permitting mentre il rimanente 35% possiede un'autorizzazione completa ed inclusiva anche della fase realizzativa.

Applicazione della Procedura Connessioni

Nel corso del 2024, il quadro regolatorio volto a definire un processo efficiente per la connessione alle reti energetiche - sia di trasporto che di distribuzione - è stato arricchito dalla nuova "Procedura Connessioni", approvata da ARERA con la Delibera 131/2024/R/gas.

Questa procedura, elaborata da SNAM ai sensi della Delibera 220/2023/R/gas, introduce criteri tecnici, economici e di sicurezza per ottimizzare le soluzioni di allacciamento degli impianti di produzione di biometano, promuovendo trasparenza e non discriminazione nell'accesso alle reti.

A partire dal 1° giugno 2024, la nuova Procedura Connessioni approvata da ARERA con Delibera 131/2024/R/gas introduce un processo strutturato per la valutazione delle richieste di connessione alle reti energetiche, gestito da Snam secondo due distinti criteri:

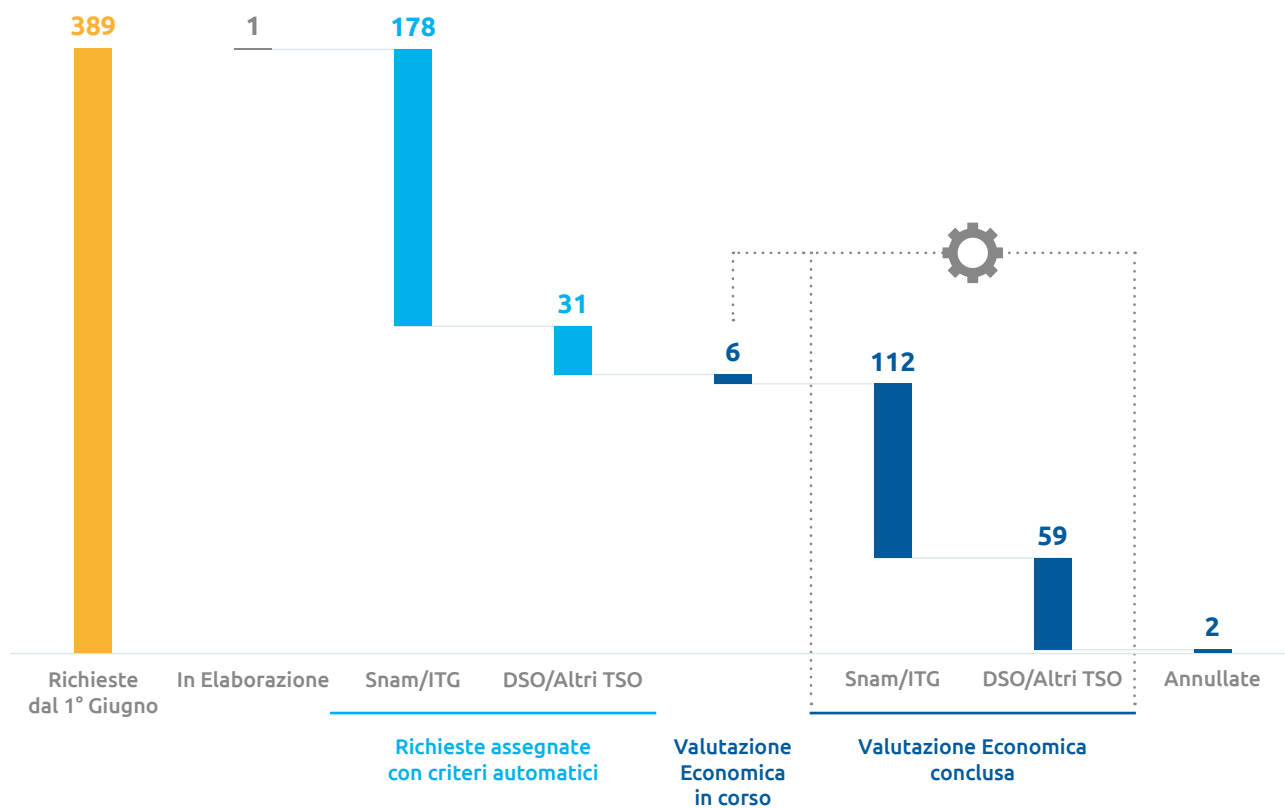
- **Criteri tecnici e di sicurezza (par. 2.2):** entro 7 giorni dal ricevimento della richiesta, Snam verifica la possibilità di individuare una soluzione ottimale di connessione in modo semplificato, senza necessità di valutazione economica, qualora siano soddisfatti i requisiti tecnici e di sicurezza previsti dalla procedura.
- **Criterio di merito economico (par. 2.3):** nel caso in cui i criteri tecnici non siano applicabili, si attiva una valutazione basata sul merito economico. In questa fase, l'impresa maggiore di trasporto:
 - contatta i gestori delle reti di trasporto e/o distribuzione limitrofe all'impianto di produzione di biometano, trasmettendo loro le informazioni ricevute dal richiedente;
 - richiede ai gestori individuati di fornire, tramite modulistica standardizzata, i dati necessari per valutare la connessione alla propria rete;
 - definisce la soluzione ottimale di allacciamento entro un termine prestabilito (massimo 7 giorni lavorativi dal ricevimento dei dati richiesti da parte dei gestori di rete e/o distribuzione limitrofe, per elaborare i quali sono a disposizione dei gestori 30 giorni lavorativi), secondo una logica di sistema, ovvero individuando l'opzione con minor costo complessivo (inclusi costi di realizzazione, gestione e manutenzione), indipendentemente dal soggetto che li sostiene (trasportatore, distributore o produttore).

La soluzione così individuata consente di determinare il soggetto infrastrutturale competente (impresa di trasporto o distribuzione) al quale indirizzare la richiesta formale di allacciamento, avviando le successive fasi di offerta e perfezionamento del contratto.

⁴⁵ Per "nominale" si intende dichiarato dal produttore di biometano nella richiesta di connessione.

Nel periodo intercorso tra il 1° giugno 2024 e il 30 settembre 2025, Snam Rete Gas ha valutato 389 richieste di connessione, assegnandole per le successive fasi di competenza come illustrato dal seguente grafico.

Figura 24: Esiti della procedura connessioni aggiornata al 30/09/2025



Potenziali future connessioni di impianti biometano

Sulla base di uno studio territoriale condotto da Snam Rete Gas sulla base delle informazioni ricevute dal GSE, oltre 1.000 impianti biogas sul totale di circa 1.700 impianti esistenti risultano essere vicini alla rete di Snam Rete Gas o comunque aggregabili con infrastrutture di trasporto comuni a due o più impianti, come raffigurato nella cartina sottostante.

Figura 25: Impianti biogas prossimi alla rete Snam, aggregabili o oltre ad 1 km



L'impegno stimato per le nuove connessioni di impianti biometano alla rete di trasporto nel Piano 2025-34 è di 636 M€, Tale valore, che tiene conto del trend di crescita delle richieste osservato nell'ultimo periodo e del tasso di accettazione medio delle offerte di connessione, è quasi raddoppiato rispetto al precedente Piano 2023-32 (280 M€).

Nell' "Allegato Biometano" sono riportate tutte le richieste di connessione ricevute da Snam (a partire dal 01/06/2024), comprese quelle per le quali è stata emessa offerta di allacciamento in corso di valutazione da parte del richiedente.

I dati caratteristici relativi agli allacciamenti di impianti biometano in corso di realizzazione o in attesa di accettazione da parte del richiedente sono i seguenti:

- denominazione;
- localizzazione (con specifica indicazione di Regioni, Province e Ambiti Territoriali Minimi, Comune/località, afferenti al contesto di riferimento);
- codice identificativo nell'ambito del Piano;
- elementi dimensionali caratteristici: diametro (mm), pressione massima di esercizio e lunghezza (km);
- eventuali rapporti di complementarità o, in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi di allacciamento di impianti di biometano;
- valorizzazione, con separata evidenza, di tutti i costi associati agli sviluppi infrastrutturali, per gli impianti che hanno accettato l'offerta di allacciamento dopo l'entrata in vigore della procedura, quali, tra gli altri: costi di connessione all'impianto, costi di sviluppo delle reti, inclusi quelli della distribuzione, costi per il trattamento del gas, associati a ciascuna configurazione.



5.4. Interventi di sostituzione e sicurezza di Snam Rete Gas

Snam Rete Gas pianifica e realizza gli interventi necessari per il mantenimento dei gasdotti e degli impianti esistenti, con l'obiettivo di garantire un servizio di trasporto sicuro, efficiente e conforme alle più moderne tecnologie costruttive.

L'individuazione di un sentiero efficiente di interventi di sostituzione richiede una valutazione attenta degli impatti potenziali derivanti da eventuali malfunzionamenti dell'infrastruttura. Come evidenziato in precedenza, una quota crescente di asset ha già raggiunto, o è prossima a raggiungere, la fine del proprio ciclo di vita economico-tecnico.

Gli interventi di sostituzione vengono generalmente programmati per perseguire i seguenti obiettivi:

- **riduzione del rischio infrastrutturale**, attraverso il mantenimento o il miglioramento del livello di sicurezza, a tutela delle comunità locali, sfruttando le tecnologie, i materiali e le metodologie costruttive più avanzate disponibili oggi;
- **continuità e qualità del servizio**, assicurando nel tempo un approvvigionamento energetico sicuro, economico e sostenibile per i consumatori finali;
- **tutela ambientale**, mediante la riduzione delle emissioni climalteranti, il supporto all'integrazione delle fonti rinnovabili e la promozione della decarbonizzazione, valorizzando un'infrastruttura predisposta all'accoglienza di nuovi vettori energetici.

Nel Piano sono previsti 126 progetti orientati alla sicurezza, per un investimento complessivo di circa 5,3 miliardi di euro nell'arco di 10 anni. Di questi, circa 4,1 miliardi di euro sono destinati ai 26 progetti più rilevanti, che riguardano la sostituzione di circa 2.000 km di gasdotti esistenti.

I progetti sono stati individuati tenendo conto delle priorità dettate dalle esigenze di sicurezza ed integrità del sistema di trasporto e in relazione al contesto e alle condizioni di esercizio degli asset di trasporto oggetto di intervento. L'individuazione degli interventi di sostituzione presuppone infatti una valutazione complessiva dello sviluppo e dell'esercizio efficace ed efficiente della rete di trasporto, anche in considerazione degli ulteriori benefici ed externalità positive che un intervento può portare al sistema, che si aggiungono a quelli necessari per eliminare o ridurre le possibilità di malfunzionamenti.

La maggior parte dei gasdotti che hanno raggiunto, o sono in procinto di raggiungere, la fine del ciclo di vita economico-tecnica, pur non essendo oggetto di interventi di sostituzione, sono comunque oggetto di attività di monitoraggio specifiche e costanti. Per alcuni di questi gasdotti, anche in esito alle analisi descritte nella metodologia Asset Health, sono in corso le valutazioni volte ad individuare/integrare le necessità di intervento che potranno confluire nei futuri progetti di sostituzione.

Nella spesa di piano sono inclusi altri interventi per la sicurezza, di diversa natura e di minor impatto economico rispetto alle sostituzioni, necessari per garantire il mantenimento delle condizioni di sicurezza della rete. Questi interventi riguardano generalmente interventi funzionali alla riduzione della pressione di esercizio delle reti, attuabili là dove le condizioni siano tali da garantire comunque la domanda di gas, oppure interventi di consolidamento geologico delle aree attraversate dai gasdotti.

5.4.1. Indicatori asset health

In questo paragrafo sono descritti gli indicatori che, in esito alle analisi sullo stato di salute delle infrastrutture derivanti dall'applicazione della Metodologia Asset Health, sono ritenuti significativi ai fini di supportare gli interventi di mantenimento e sostituzione per sicurezza presenti nel Piano:

- **Asset Health Index**: indicatore sintetico rappresentativo del livello di attenzione sullo stato di salute dell'asset in termini di sicurezza e probabilità di guasto;
- **Psicurezza**: indicatore di valutazione specifica riferita alla sicurezza;
- **Emissioni**: indicatore riferito ai fattori emissivi di cui alla Deliberazione n. 114/19/R/gas;
- **Hydrogen Readiness**: indicatore della compatibilità della condotta al trasporto di idrogeno sotto diverse forme;
- **Tasso di utilizzo dell'asset**.

Di seguito si riporta una descrizione dettagliata dei singoli indicatori, la cui valorizzazione è riportata negli elenchi di cui ai seguenti paragrafi e nelle schede di intervento dell'Allegato II, per ognuno degli interventi previsti.

Asset Health Index (AHI)

L'indicatore "Asset Health Index" (AHI) costituisce un indicatore sintetico rappresentativo del livello di attenzione sullo stato di salute dell'asset in termini di sicurezza e probabilità di guasto, e viene determinato in funzione di informazioni relative a:

- età dell'asset e normale vita economico/tecnica;
- fattori riferiti alle caratteristiche specifiche dell'asset;
- fattori relativi ad aspetti dell'ambiente in cui l'asset è inserito;
- fattori relativi all'utilizzo dell'asset;
- fattori relativi alle condizioni osservate dell'asset in base a misurazioni, test o controlli funzionali;
- fattori relativi alle condizioni dell'asset in base a utilizzo di modelli statistici;
- fattori relativi a problemi generici di affidabilità associati all'asset sulla base di data base dell'industria di riferimento.

Lo stato di salute relativo alle infrastrutture analizzate è quindi espresso mediante 4 classi di valorizzazione secondo una scala crescente:

- AHI1: indica un livello di attenzione trascurabile sugli asset considerati;
- AHI2: indica un livello di attenzione Basso sugli asset considerati;
- AHI3: indica un livello di attenzione Medio sugli asset considerati;
- AHI4: indica un livello di attenzione Alto sugli asset considerati, con particolare riferimento alla dimensione della sicurezza.

Indicatore PSicurezza

La metodologia Asset Health identifica l'indicatore PSicurezza come principale metrica di riferimento per la valutazione della dimensione della sicurezza, considerata la più rilevante dagli operatori di trasporto nel monitoraggio dello stato di salute delle infrastrutture.

L'indicatore PSicurezza consente di stimare la probabilità che un guasto possa evolvere in un evento di rottura, il quale rappresenta lo scenario più impattante tra quelli considerati, sia in termini di conseguenze che di rischio associato. Tale valutazione è fondamentale per determinare se l'infrastruttura possa essere esercita in condizioni ritenute accettabili o se sia necessario procedere con interventi correttivi, fino alla sostituzione dell'asset.

Analogamente all'indicatore AHI, anche l'indicatore PSicurezza è rappresentato secondo quattro classi di valorizzazione, identificate con una scala da A a D, che riflette un livello crescente di attenzione:

- **Classe A:** non si prevede la necessità di interventi di sostituzione nel medio/lungo termine sull'asset considerato;
- **Classe B:** non si prevede la necessità di interventi nel medio termine, salvo ulteriori approfondimenti;
- **Classe C:** può essere opportuno valutare un intervento di sostituzione nel medio termine, anche alla luce delle altre metriche previste dalla metodologia;
- **Classe D:** risulta necessario programmare un intervento di sostituzione nel medio termine sull'asset in oggetto.

Questa classificazione consente di orientare le decisioni di investimento in modo coerente con il livello di rischio associato all'infrastruttura, favorendo una pianificazione efficiente e mirata degli interventi.

Indicatore Emissioni di Base

Le emissioni di metano vengono comunemente classificate in quattro categorie:

- **Emissioni fuggitive:** derivanti da perdite accidentali, come quelle dalle tenute o dai cosiddetti “fine linea aperti”;
- **Emissioni pneumatiche:** originate da apparecchiature di regolazione e da impianti di analisi del gas;
- **Emissioni puntuali:** associate a rilasci in atmosfera, sia **non intenzionali** (es. rotture) sia **intenzionali** (es. interventi programmati sulla rete);
- **Emissioni da combustione incompleta:** legate alla combustione parziale del gas.

Ai fini della determinazione dell'indicatore prestazionale sulle emissioni, sono state considerate esclusivamente le emissioni di base, ovvero quelle connesse al normale esercizio della condotta. Sono state invece escluse le emissioni puntuali e quelle da combustione incompleta, in quanto marginali e trascurabili nel contesto della valutazione complessiva.

L'indicatore sulle emissioni di base, calcolato secondo la formula riportata al paragrafo 7.1 della Metodologia Asset Health, è stato classificato in quattro classi di valorizzazione, secondo una scala crescente da A a D, come segue:

- **Classe A:** asset con livelli di emissione trascurabili;
- **Classe B:** asset con valore dell'indicatore inferiore a 0,4;
- **Classe C:** asset con valore dell'indicatore compreso tra 0,4 e 1;
- **Classe D:** asset con valore dell'indicatore superiore a 1.

Questa classificazione consente di identificare in modo strutturato gli asset con impatto emissivo significativo, supportando una pianificazione mirata degli interventi e la definizione delle priorità di investimento in coerenza con gli obiettivi ambientali e di sostenibilità. In particolare, l'attribuzione a classi crescenti da A a D permette di orientare le strategie di mitigazione delle emissioni, favorendo l'adozione di soluzioni tecnologiche e gestionali più efficienti per la riduzione del metano disperso in atmosfera.

Hydrogen Readiness

L'indicatore “H2 readiness” - determinato secondo quanto indicato nella Metodologia Asset Health - fa riferimento alla sola compatibilità tecnica dell'asset in oggetto al trasporto di idrogeno e non considera al momento gli ulteriori aspetti di carattere normativo relativi all'esercizio di tali asset (ancora in via di definizione a livello nazionale e comunitario). Tali aspetti - una volta definiti - saranno opportunamente integrati nella Metodologia e considerati nell'ambito delle future valutazioni.

La compatibilità tecnica al trasporto di idrogeno di seguito riportata è effettuata pertanto sulla base delle valutazioni delle caratteristiche specifiche del metanodotto (e.g., la tipologia di acciaio con cui sono stati realizzati i tubi, le specifiche di saldatura, ecc.) applicando le metodologie previste dagli standard internazionali disponibili.

L'indicatore H2 readiness è stato declinato in base a 3 differenti classi di valorizzazione, secondo una scala da A a C dove:

- **Classe A** indica un gasdotto pronto per miscele fino al 100% di H2 senza riduzioni di massima pressione operativa MOP (anche in considerazione di specifiche verifiche puntuali di compatibilità);
- **Classe B** indica un gasdotto pronto per miscele fino al 100% di H2 con riduzioni MOP;
- **Classe C** indica un gasdotto non adeguato al trasporto di H2.

Tasso di utilizzo

Un'ulteriore metrica considerata nel processo di valutazione dello stato di salute di un asset, e nella determinazione dell'opportunità di procedere a un eventuale intervento di sostituzione, è il **tasso di utilizzo** dell'infrastruttura.

Il tasso di utilizzo di un gasdotto (o di un tratto di rete composto da più gasdotti) è calcolato come rapporto tra la capacità effettivamente utilizzata e la capacità tecnica di trasporto, quest'ultima determinata in corrispondenza della massima pressione operativa (MOP) del gasdotto.

5.4.2. Sostituzione e sicurezza - Progetti di Rete Nazionale e Regionale

Nei paragrafi seguenti vengo descritti i principali progetti di sostituzione di rete nazionale e regionale.

Progetti di sostituzione di Rete Nazionale

I principali progetti di sostituzione sotto il punto di vista economico e della consistenza dei gasdotti coinvolti sono relativi alla rete di trasporto in centro Italia e in Piemonte e interessano gasdotti il cui tracciato attraversa aree fortemente urbanizzate e/o territori geologicamente complessi, interessati da importanti fenomeni d'instabilità dei terreni. Gli interventi consentono di aumentare la sicurezza di importanti metanodotti che, oltre a collegare estese aree di mercato, garantiscono flessibilità e, in alcuni casi, ridondanza alla dorsale italiana di trasporto del gas.

Tabella 26: Progetti sostituzione di rete nazionale

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Capex [M€]	Impegno Piano [M€]
Sostituzione	Già decisi (FID)	Recanati - Chieti	2026	605	187
Sostituzione		Ravenna - Recanati	2026	454	88
Sostituzione		S. Salvo - Biccari	2026	233	21
Sostituzione		Foligno - Gallese	2029	387	331
Sostituzione		Recanati - Foligno	2026	263	198
Sostituzione		Sansepolcro - Terranuova	2028	182	155



Progetti di Rete Regionale

I principali progetti di sostituzione di rete regionale sono relativi a gasdotti che hanno terminato la loro vita utile economico-tecnica e che presentano condizioni di posa che non garantiscono un esercizio idoneo nel medio/lungo termine.

Tabella 27: Progetti sostituzione di rete regionale

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Capex [M€]	Impegno Piano [M€]
Sostituzione	Già decisi (FID)	Rete di Lucera	2027	33	32
Sostituzione		Derivazione per Porto Empedocle	2028	97	81
Sostituzione		Metanodotto Gagliano - Termini Imerese 2° Fase	2028	240	200
Sostituzione		Metanodotto Derivazione per Spoleto	2028	31	31
Sostituzione		Variante su Cortemaggiore - Torino a Chivasso	2028	42	40
Sostituzione		Metanodotto Derivazione per Gualdo Tadino	2028	30	25
Sostituzione		Metanodotto Sansepolcro - Foligno	2028	254	214
Sostituzione		Metanodotto Derivazione per Sestri Levante	2029	327	312
Sostituzione		Rete di Fornovo - Langhirano - Traversetolo	2030	104	101
Sostituzione		Derivazione per Pavullo	2030	99	95
Sostituzione		Derivazione per Siena	2030	210	201
Sostituzione		Metanodotto Chieti - Rieti	2030	381	298
Sostituzione		Metanodotto Gallese - Vitinia	2031	400	302
Sostituzione		Rete Bassa Reggiana - Modenese	2031	233	230
Sostituzione	Ancora da decidere (NO FID)	Benevento - Pontecagnano	2031	220	220
Sostituzione		S. Eufemia-Crotone	2032	394	305
Sostituzione		Catania- Augusta	2033	106	81
Sostituzione		Rete di Avezzano e Sulmona	2033	138	101
Sostituzione		Vitinia - Cisterna - Gaeta	2034	479	358
Sostituzione		Cellole - Melizzano	2034	44	26

Gli interventi di sostituzione per sicurezza “Gagliano - Termini Imerese II Fase”, “Chieti- Rieti” e “Variante di Chivasso sul metanodotto Cortemaggiore - Torino” sono riferiti a metanodotti che presentano indici Asset Health con valori inferiori a 3, indicativi pertanto di un livello di attenzione basso o trascurabile in applicazione della metodologia Asset Health.

Va tuttavia evidenziato che la metodologia Asset Health, in ragione della numerosità dei gasdotti su cui è applicata, dei livelli di pressione di esercizio, delle caratteristiche tecniche derivanti dai criteri di progettazione/costruzione e delle peculiarità dei territori attraversati, restituisce per un numero molto limitato di gasdotti (ca. lo 0,015% del campione analizzato) dei valori che non sono ritenuti indicativi delle reali condizioni dell’asset. Per tale motivo, è stato previsto che la metodologia Asset Health contempli la possibilità di integrare i risultati derivanti dall’applicazione dell’algoritmo con ulteriori valutazioni tecnico-specialistiche a supporto delle decisioni di sostituzione.

Nello specifico, i tre interventi sopra identificati sono relativi a gasdotti che, pur essendo eserciti ad una pressione massima di 24 bar (e quindi di livello inferiore a quella dei principali gasdotti), presentano diversi aspetti potenzialmente critici, principalmente riferiti alle modalità realizzative dell’epoca e alle condizioni di posa in territori con instabilità idrogeologica, che ne richiedono il rifacimento a salvaguardia della sicurezza e della continuità del trasporto.

Nelle schede di progetto relative a tali interventi vengono riportati specifici approfondimenti che ne evidenzino l’utilità per il sistema, come richiesto dalla Deliberazione 11 Marzo 2025 88/2025/R/GAS di valutazione dei Piani Decennali di Sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2023.

Variazioni rispetto al Piano Decennale 2023-32

Il progetto: Tortona - Alessandria - Asti - Torino è stato eliminato dalla lista in quanto le problematiche di carattere geologico sono state risolte attraverso iniziative puntuali avviate negli anni passati (e nel frattempo andate a conclusione), mentre si prevede di poter gestire i difetti riscontrati nel corso delle ispezioni periodiche tramite un aumento della frequenza delle ispezioni pig. Ciò permette di ridurre la spesa complessiva di ulteriori 370 M€ a vita intera e 203 M€ nell'impegno di Piano. I seguenti progetti: Der. per Livorno, Terranuova-

Montelupo e Piombino-Grosseto sono stati eliminati dalla lista in quanto è stata individuata una differente soluzione tecnica, consistente nella riduzione della pressione e altri interventi minori in luogo della sostituzione precedentemente prevista, che ha portato ad una riduzione di spesa complessiva pari a 318 M€ a vita intera e a 240 M€ nell'impegno di Piano. I seguenti progetti: S.Eufemia-Crotone, Der. per Spoleto e Der. per Gualdo Tadino sono ulteriori progetti di sostituzione di cui si dà nuova evidenza nel presente Piano.

5.5. Interventi di mantenimento di Snam Rete Gas

I progetti di mantenimento riguardano il rinnovo e la conservazione in condizioni di esercizio adeguate, delle infrastrutture di trasporto, I principali interventi di mantenimento sono relativi:

- al rinnovo di parti o componenti, per contrastare il naturale invecchiamento degli asset e mantenere la rete adeguata ai più moderni standard tecnologici (sostituzione di rivestimenti, sostituzione di componenti ausiliarie quali la strumentazione di misura e controllo o le apparecchiature di protezione catodica, la realizzazione o il rifacimento di opere di protezione spondale e di consolidamento dei terreni di posa, ecc.);
- alle attività di ispezione pluriennali per la rilevazione di eventuali anomalie (e.g., ispezioni interne di linea con i cosiddetti "pig" intelligenti), alla valutazione degli esiti delle ispezioni rispetto a soglie di accettabilità, alle eventuali riparazioni o sostituzioni di piccoli tratti di gasdotto;
- alla realizzazione di varianti o di modifiche alla rete dei gasdotti, finalizzate al superamento di interferenze dovute alla realizzazione di nuove infrastrutture o all'evoluzione del contesto di antropizzazione.

Tra gli interventi di mantenimento ricoprono particolare importanza quelli pianificati per garantire la continuità di esercizio, di cui si riportano i principali.

Tabella 28: Progetti di mantenimento per continuità di esercizio di SRG

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Capex [M€]	Impegno Piano [M€]
Mantenimento	Già decisi (FID)	Livorno - Piombino	2027	293	243
Mantenimento		Spina di Genova	2027	78	66
Mantenimento	Ancora da decidere (NO FID)	Sestri Levante - Recco	2036	251	6

Nel Piano sono presenti circa 1.300 interventi di questa categoria con un impegno nell'arco di Piano di circa 3,1 B€.

5.6. Interventi di dismissione di Snam Rete Gas

Per dismissioni si intendono le attività che prevedono la rimozione di un elemento della rete o comunque la cessazione del suo esercizio.

Attività di dismissione sono previste contestualmente ai progetti che prevedono la sostituzione totale o parziale di gasdotti oppure di componenti delle centrali di compressione, In questo caso la dismissione è seguita

dall'installazione di un nuovo elemento di rete che ha come conseguenza il miglioramento delle prestazioni del sistema, in termini di affidabilità, continuità del servizio, riduzione dell'impatto ambientale o anche di incremento di capacità. Potrebbero essere implementati anche progetti che prevedono la sola dismissione senza il relativo reintegro degli elementi rimossi.

Tali progetti potrebbero avere impatti sul sistema di trasporto che possono condurre in alcune casistiche a una riduzione delle prestazioni di trasporto del sistema. Prima di procedere con questo tipo di progetti i gestori della rete eseguono le opportune verifiche per accertare che la riduzione della capacità di trasporto non abbia effetti sul servizio che viene offerto agli utenti della rete di trasporto e al sistema gas in generale.

Nel presente piano sono inseriti progetti che prevedono la sostituzione di tratti di rete (e.g. sostituzioni per sicurezza) o di singole componenti delle centrali di trasporto (e.g. sostituzione di turbocompressori con elettrocompressori). Nel piano non sono invece ad oggi previsti interventi di sola dismissione se non di modesta entità nè quelli finalizzati alla cessione per la riconversione ad altri utilizzi essendo la valutazione degli interventi oggetto di repurposing descritti nel capitolo 6 ancora in fase di fattibilità”.

5.7. Altri interventi di Snam Rete Gas

Nella categoria “altri interventi” sono inseriti tutti gli interventi su asset fisici diversi dalla rete gas, relativi ad esempio alla digitalizzazione, ai sistemi informativi, agli immobili e agli automezzi.

Nel Piano sono previsti 1.467 progetti nella categoria “altri interventi”, per un impegno economico in 10 anni di circa 1,9 B€.

I progetti di digitalizzazione dei processi e delle attività assumono particolare rilevanza in quanto consentono:

- il miglioramento continuo delle attività operative, mediante la raccolta centralizzata, la standardizzazione, la visualizzazione e l'analisi dei dati di processo e la gestione integrata dei processi;
- la transizione progressiva verso l'approccio “data driven” alle decisioni operative, sfruttando la digitalizzazione dei dati centralizzati mediante algoritmi e modelli analitici avanzati che forniscono supporto al processo decisionale;
- la semplificazione delle modalità di lavoro e di supervisione delle attività sfruttando le sinergie di processo e l'accesso in tempo reale ai dati di interesse per ogni area specialistica.

Tra gli interventi relativi agli immobili i progetti più rilevanti sono relativi al rinnovamento delle sedi operative ed in particolare il progetto del nuovo centro direzionale di Snam, che sarà inaugurato nel corso del 2025.

Il nuovo centro direzionale, progettato secondo elevati standard di sostenibilità ed ergonomia, permetterà di unire in un'unica sede tutte le persone di Snam che fino ad oggi hanno operato in più edifici collocati fra San Donato Milanese e Milano Rogoredo. La nuova sede direzionale è composta da un unico edificio di 14 piani, con una superficie complessiva di circa 19.000 mq, composto da tre sezioni sovrapposte, caratterizzate da spazi di lavoro flessibili e dedicati alla collaborazione, alla socialità e all'innovazione, integrati con il verde circostante.

Figura 26: Nuovo centro direzionale SNAM



5.8. Virtual Pipeline Sardegna

L'approvvigionamento della Sardegna, previsto tramite un servizio di trasporto del GNL a mezzo di navi spola dedicate e denominato in questo Piano "virtual pipeline Sardegna", è destinato a rifornire il/i terminali di rigassificazione dell'Isola a partire, in normali condizioni di esercizio, dai terminali di Panigaglia e OLT.

La configurazione infrastrutturale della virtual pipeline proposta nel Piano è coerente con i fabbisogni di metanizzazione della Sardegna descritti nel successivo paragrafo, dedicato allo sviluppo infrastrutturale pianificato da ENURA.

Il costo previsto di questa configurazione è di circa 406 M€, relativi alla realizzazione del terminale FSRU di Oristano (comprensivi di acquisto e adeguamento nave rigassificatrice e opere portuali), ai quali si aggiungono i costi per il servizio di spola di una bettolina con i terminali di Panigaglia e/o OLT, complessivamente stimati in c.a. 20 M€/anno⁴⁶.

Figura 27: Configurazione Virtual Pipeline Sardegna



I costi di realizzazione e gestione della Virtual Pipeline, unitamente a quelli di competenza degli altri operatori coinvolti nella metanizzazione della Sardegna, sono considerati nell'analisi dei costi e dei benefici di cui alla scheda progetto "Metanizzazione Sardegna" di Enura S.p.A, allegata al Piano.

⁴⁶ Sono in fase di valutazione preliminare le rispettive quote di CAPEX e OPEX per il servizio di spola.

5.9. Interventi proposti da operatori differenti da Snam Rete Gas

5.9.1. Società Gasdotti Italia

Dimensione degli interventi

La realizzazione del piano di investimenti prevede una spesa nel decennio 2025-2034 di circa 700 M€.

I principali interventi di sviluppo, che comprendono il progetto di completamento del gasdotto Lucera-San Paolo e la stazione di spinta di Corridonia, sono localizzati nella sezione orientale della rete di SGI e si concentrano nei primi anni dell'orizzonte di piano.

Una parte consistente del piano è destinata agli interventi di mantenimento in sicurezza della rete con i progetti di sostituzione dei metanodotti obsoleti individuati con la metodologia "asset health".

Sono state inoltre pianificate connessioni a impianti di biometano e, in misura inferiore, ad altre tipologie di utenze.

La categoria "altri investimenti" è relativa allo sviluppo di sistemi ed infrastrutture di Information Technology e telecomunicazione, per l'adeguamento dei sistemi informatici all'evoluzione normativa, all'aumento della sicurezza informatica e della qualità nello svolgimento del servizio di trasporto nei confronti degli utenti.

Tabella 29: Spesa prevista nel Piano SGI [M€]

M€	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	57	49	34	46	20	232
Interventi per sicurezza	33	60	55	11	21	411
Interventi di mantenimento	6	2	1	2	1	18
Altro	8	5	5	5	5	51
TOTALE	104	116	95	64	47	711

Interventi di sviluppo

Rete Nazionale

Tabella 30: Interventi di sviluppo rete nazionale nel Piano SGI

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Capex [M€]	Impegno Piano [M€]
Sviluppo	Già decisi (FID)	Stazione Di Spinta di Corridonia	2026	71,2	49,8
Sviluppo		Gasdotto Lucera - San Paolo 12"	2025	90,2	41,4

- **Lucera-San Paolo:** Il progetto di potenziamento ha lo scopo di rafforzare la sicurezza delle forniture nell'area e rispondere alle richieste di nuove immissioni di Biometano e di nuovi prelievi, industriali e metano per autotrazione. Il gasdotto ha un diametro di 12" e si sviluppa per un totale di circa 69 km, partendo dal collegamento alle condotte SGI in prossimità di Lucera, in direzione di Foggia, si va a ricollegare alla rete SGI esistente nel comune di San Paolo Civitate. Le bretelle di collegamento, di diametro 4", si sviluppano per una lunghezza complessiva pari a circa 22 km.
- **Stazione di Compressione di Corridonia:** Il progetto consiste nella realizzazione di una nuova stazione di compressione, localizzata nella zona nord della rete di trasporto SGI, nelle Marche tra San Marco e Recanati nel comune di Corridonia, al fine di consentire di incrementare la sicurezza, la continuità e l'affidabilità del sistema SGI nell'area e anche abilitare la consegna all'interconnessione con Snam Rete Gas di Recanati alla pressione di almeno 60 bar. La stazione permetterà di migliorare l'efficienza operativa della rete mediante l'ottimizzazione degli assetti di trasporto; il controllo dei regimi di pressione di riconsegna ora vincolati alle pressioni presso le interconnessioni con Snam ed il controllo dei livelli di linepack al fine di bilanciare la variabilità dei prelievi.
- **Gasdotto Biccari-Lucera:** progetto di estensione e potenziamento della rete che consentirà di completare il sistema integrato da Recanati al nord fino a Biccari a sud, dove è prevista una nuova interconnessione con Snam. Lo scopo del progetto è quindi una estensione di rete mediante la realizzazione di un gasdotto nazionale di circa 14 Km avente un diametro di 20" che incrementerà la sicurezza e la flessibilità delle forniture. Per tale progetto si stima un costo di investimento inferiore ai 25 milioni.

Rete Regionale

Tabella 31: Interventi di sviluppo rete regionale nel Piano SGI

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Capex [M€]	Impegno Piano [M€]
Sviluppo	Già decisi (FID)	Anello Val D'Aso 6"	2026	17,8	13,3
Sviluppo		Anello Notaresco 8"	2028	41,5	39,6
Sviluppo		Bretella Colleparado 6"/4"	2028	28,3	28,3
Sviluppo		Bretella Petacciato 6"/4"	2028	29,1	28,5

- **Anello Val D'Aso:** Lo scopo del progetto è la realizzazione di un gasdotto regionale di circa 20 Km con diametro DN150 (6") che, dal gasdotto Cellino-San Marco, incrementi la sicurezza per fornitura di gas naturale del bacino d'utenza dell'alta Val D'Aso, definendo un "anello" che completa la "magliatura" della rete nell'area. In tal senso la chiusura dell'anello coglie contemporaneamente il duplice obiettivo di mettere in sicurezza la rete e di garantire i prelievi legati agli sviluppi del mercato dell'area, costituiti soprattutto da iniziative di realizzazione di impianti biometano o per collegamento di stazioni di servizio per autotrazione.
- **Anello Notaresco:** progetto di potenziamento mediante realizzazione di un gasdotto regionale di circa 20 Km ed avente un diametro DN 8" che, dal gasdotto Cellino-San Marco, incrementi la sicurezza della fornitura di gas naturale del bacino d'utenza di Notaresco nella provincia di Teramo, in particolare il collegamento dell'area produttiva di Mosciano per servire importanti utenze industriali (grande industria del settore alimentare), stazioni di servizio per autotrazione e un impianto biometano. Con la realizzazione del progetto verrà realizzata un'importante magliatura della rete, con riconnessione all'area industriale di San Niccolò a Tordino, che garantirà la sicurezza del servizio, oltre ad una adeguata miscelazione dei flussi derivanti dalle immissioni di biometano.
- **Bretella Colleparado:** Il progetto consiste nella realizzazione di una estensione di rete di circa 17 km, per intercettare utenze industriali e autotrazioni che richiedono forniture ad alta pressione oltre che interconnessioni con le reti di distribuzione dell'ambito "Frosinone 2", il progetto rende possibile anche l'alimentazione della rete di distribuzione del comune di Colleparado, attualmente servita con GPL.
- **Bretella Petacciato:** Il progetto prevede la realizzazione di una estensione di rete di circa 17 km che consenta di "magliare" la rete per incrementare la sicurezza e rendendo possibile l'esercizio a pressioni incrementali per soddisfare le esigenze di utenze industriali e autorazioni della zona. Lungo il tracciato viene intercettato anche un progetto di produzione di biometano che si prevede di allacciare, grazie alla magliatura della rete che permetterà l'immissione di biometano con adeguata miscelazione dei flussi.

Il Piano di Società Gasdotti Italia prevede inoltre circa 46 M€ per la realizzazione di nuovi allacciamenti, di cui 31 M€ per l'allacciamento di impianti biometano.

Si registrano infine i seguenti progetti che sono ancora in fase di studio e non prevedono quindi costi a Piano:

- **Centrale di Compressione - Biccari:** SGI ha in fase di studio un intervento che si inserisce in una più ampia strategia di sviluppo infrastrutturale volta a supportare la crescente produzione di biometano nel Centro-Sud Italia. Il costante aumento delle richieste di connessione da parte di nuovi impianti produttivi ha evidenziato la necessità di rafforzare e rendere più flessibile la rete di trasporto. In particolare, il potenziale produttivo degli impianti attualmente in fase di attivazione o realizzazione ha registrato un incremento pari a circa il 35%, un dato strettamente collegato alla crescente domanda di allacciamento alla rete da parte dei produttori. Per rispondere a questa esigenza, SGI ha ipotizzato la realizzazione di una nuova centrale di compressione in un nodo strategico del Centro-Sud, che consentirà una gestione più efficiente e dinamica dei flussi di gas. Ciò permetterà di indirizzare il biometano anche verso aree non attualmente servite, garantendo la continuità operativa anche in condizioni critiche, come nei periodi di bassa domanda, in particolare durante l'estate, quando il consumo locale cala e diventa essenziale convogliare i volumi in eccesso verso altre zone della rete. Il progetto è stato concepito con un duplice obiettivo: da un lato, assicurare la sicurezza operativa e la resilienza del sistema; dall'altro, ottimizzare la capacità di ritiro, gestione e valorizzazione del biometano prodotto, anche attraverso la possibilità di miscelazione con gas fossile per facilitarne il trasporto verso diverse aree del Paese.

- **Gasdotto Alto Adriatico (con interconnessione Poseidon Dolphin):** Il progetto attualmente in fase di studio prevede la costruzione di una nuova infrastruttura di trasporto gas inserita nella rete nazionale, costituita da una condotta innovativa progettata per veicolare sia gas naturale sia idrogeno. L'infrastruttura sarà strategicamente interconnessa con la dorsale nazionale esistente e con una futura direttrice destinata alla riconversione per il trasporto esclusivo di idrogeno, contribuendo così alla realizzazione dell'Hydrogen Backbone. La nuova infrastruttura - articolata in un tratto onshore di circa 48 km e in un tratto offshore di circa 22 km costituiti da condotte di 24" e 36" - consentirà la connessione dei terminali marini galleggianti Poseidon Dolphin alla dorsale gas nazionale.

Tali terminali includono una FSRU per il GNL e una FHPU per la produzione di idrogeno tramite cracking dell'ammoniaca verde. Il punto di sbarco è localizzato in Veneto, ad Eraclea, e sarà progettato per risultare completamente non visibile dalla linea costiera, nel rispetto dei più elevati standard di sostenibilità paesaggistica e ambientale, mentre quello di ricezione è previsto nel nodo di S. Polo di Piave. La funzione strategica dell'impianto sarà quella di contribuire, in modo sicuro, competitivo e sostenibile, alla copertura del fabbisogno nazionale e mitteleuropeo di gas naturale e idrogeno verde, garantendo una solida e flessibile diversificazione delle rotte e delle fonti di approvvigionamento energetico. Alcune connessioni consentiranno anche di servire direttamente delle importanti utenze industriali localizzate lungo il tracciato. Il progetto si caratterizza per un'elevata valenza strategica in quanto allineato con gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione, promuovendo l'integrazione dei gas rinnovabili e assicurando nel contempo scalabilità, flessibilità operativa e interconnessione con il sistema energetico esistente. Particolare attenzione è stata dedicata alla minimizzazione degli impatti ambientali e all'integrazione territoriale: si prevede l'impiego di tecnologie a basso impatto come il microtunnel di sbarco da circa 1.300 metri per l'attraversamento della linea di costa, oltre a un routing ottimizzato per evitare interferenze con aree protette o soggette a vincoli pianificatori e nel rispetto delle peculiarità del territorio attraversato. L'intera infrastruttura sarà dotata di sistemi di sicurezza e monitoraggio avanzati, tra cui valvole d'intercettazione subacquee (SSIV), sistemi di monitoraggio in fibra ottica (DFOS) e progettazione conforme alle norme internazionali ISO 13623 e ISO 17776. La fase di prefattibilità ha confermato la piena robustezza tecnica del sistema e ha permesso di individuare con precisione, anche con il coinvolgimento preliminare degli enti locali e centrali interessati, le principali criticità regolatorie, ambientali e sociali, che saranno oggetto di un'approfondita gestione integrata nelle fasi successive. La stima preliminare dell'investimento complessivo è pari a circa 450 M€. Infine, grazie alla collocazione geografica e alla sua configurazione tecnica, il progetto è coerente con molteplici obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), tra cui l'incremento della capacità di rigassificazione di GNL e lo sviluppo di capacità per la produzione e immissione in rete di idrogeno verde da ammoniaca.

Interventi di sostituzione e sicurezza

I principali interventi per la messa in sicurezza sono interventi di sostituzione di metanodotti che hanno terminato la vita utile e per i quali stato necessario programmare la sostituzione, tali interventi sono tati individuati valutando lo stato delle reti attraverso la metodologia "Asset Health". La Metodologia Asset Health sviluppata da Società Gasdotti Italia considera i requisiti indicati dall'ARERA, tra cui un set di indicatori di performance e di utilizzo della rete, come indicato dalla Delibera n. 195/2022/R/Gas, perseguendo alcuni specifici obiettivi:

- Codificare un insieme di criteri per valutare lo stato di salute degli asset di trasporto del gas;
- Valutare lo stato di salute degli asset in termini di probabilità di guasto e relative possibili conseguenze;
- Valutare i rischi attuali e come potrebbero evolvere nel tempo;
- Valutare la necessità di eseguire un intervento su un asset;
- Ottenere una serie di indicatori che forniscono informazioni sullo stato di salute di un asset, nonché indicatori significativi per rappresentare l'affidabilità, la sicurezza, le prestazioni e i costi/benefici ambientali della rete.

Tramite la Metodologia Asset Health vengono confrontate diverse alternative di intervento che possono essere intraprese per preservare o migliorare la salute degli asset e di conseguenza supportare decisioni di investimento, che gestiscono il rischio e massimizzano il valore (considerando vincoli, costi, ecc.) per l'intero sistema di trasporto.

Le principali sostituzioni di rete principali programmate sono riportate nella tabella seguente.

Tabella 32: Interventi di sostituzione nel Piano SGI

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Capex [M€]	Impegno Piano [M€]
Sostituzione	Già decisi (FID)	Larino-Montagnano	2026	46	34
Sostituzione		Cellino-Pineto-Bussi 7"/8"	2027	56	48
Sostituzione		S. Vittore-Piedimonte S. Germano	2025	18	18
Sostituzione		Ceprano-Sora 8"	2025	19	16
Sostituzione		Patrica - Ferentino Anagni	2027	25	24
Sostituzione		Pofi – Ceccano - Patrica	2031	12	12
Sostituzione		Piedimonte S. Germano Pofi	2031	30	29
Sostituzione	Ancora da decidere (NO FID)	Busso-Isernia	2032	36	36
Sostituzione		Isernia-San Vittore	2033	41	33
Sostituzione		Carassai - Poggio San Vittorino	2034	56	56
Sostituzione		Rete Sicilia	2030	13	13
Sostituzione		Cellino - Poggio San Vittorino	2031	12	12
Sostituzione		MTD Larino -Termoli - Petacciato DN 4"	2030	15	15
Sostituzione		Collalto	2036	16	16
Sostituzione		Larino-Chieuti 6"	2031	7	7
Sostituzione		Reggente-Chieuti 8"	2035	31	29

Interventi di mantenimento

Gli investimenti di Società Gasdotti Italia prevedono interventi di revamping rete diffusi ed interventi minori per mantenimento della continuità del servizio. Gli investimenti complessivi ammontano a 18 M€.

Altri interventi

Il Piano di Società Gasdotti Italia prevede 51 M€ di investimenti riguardanti ICT e facilities. Il nuovo piano industriale ha indirizzato importanti iniziative di evoluzione dei sistemi informativi con l'obiettivo di traghettare importanti milestones di digitalizzazione sia dei processi core che dei processi di staff che abilitino una maggiore efficienza operativa della struttura aziendale di SGI. Una parte residuale è dedicata al rinnovamento delle sedi aziendali. A questo riguardo SGI ha avviato un piano organico e pluriennale di rinnovamento e sviluppo delle proprie sedi operative, con un focus prioritario sulla sostenibilità ambientale e sulla sicurezza degli spazi. Nell'ambito di tale programma, ha preso avvio già nel 2021 l'intervento di ristrutturazione della sede di Frosinone, conclusosi nel corso del 2025. L'edificio è stato completamente riqualificato secondo i più avanzati criteri di efficienza energetica e innovazione tecnologica, conseguendo la certificazione LEED Gold, a conferma dell'impegno della società verso uno sviluppo sostenibile.

È attualmente in fase di valutazione il progetto di ristrutturazione della sede di Chieti, mentre in parallelo è previsto l'ampliamento della sede di Roma. Quest'ultimo intervento mira a rispondere sia alla crescita degli asset societari registrata negli ultimi anni, sia alla necessità di accompagnare e guidare l'evoluzione dei progetti di trasformazione digitale della società e degli asset di rete. Il nuovo assetto prevede anche la realizzazione di spazi tecnici dedicati alla sperimentazione e al controllo delle soluzioni digitali, a supporto della crescente complessità operativa e tecnologica.

Tutti gli interventi sono orientati alla creazione di ambienti di lavoro moderni, sicuri e funzionali, progettati per integrare soluzioni smart e tecnologie digitali in grado di abilitare una gestione più efficace, integrata e sostenibile dei processi aziendali.

5.9.2. Enura

Dimensione degli interventi

Il Piano ENURA riguarda gli interventi di sviluppo della rete di trasporto in Sardegna e prevede un costo nel decennio di circa 620 M€, di cui ca. 308 M€ previsti entro il 2029.

Tabella 33: Spesa prevista nel Piano Enura [M€]

M€	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	0,9	10,2	63,7	104,5	129,3	621,2
Interventi per sicurezza	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interventi di mantenimento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Altro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	0,9	10,2	63,7	104,5	129,3	621,2

Interventi di sviluppo

Il progetto di metanizzazione della Sardegna è coordinato con l'intervento relativo alla Virtual Pipeline e con le infrastrutture sviluppate dalla società di distribuzione Medea S.r.l. e dalla società Energie Rete Gas. L'intervento di Enura è pianificato in due fasi successive:

- **FASE 1:** prevede la realizzazione, con entrata in esercizio progressiva fra il 2030 e il 2034, dei tratti di rete energetica necessari per approvvigionare i bacini di consumo, civili ed industriali, ubicati nel Centro dell'Isola (Oristano), nel Medio Campidano e nel Sud (area metropolitana di Cagliari e Sulcis), collegandoli ad un terminale FSRU da realizzarsi nell'area portuale di Oristano. La maggior parte dei consumi saranno serviti con tratti di rete aventi entrata in esercizio compresa tra il 2029 e il 2030;

- **FASE 2:** prevede l'alimentazione dei bacini di consumo civile ed industriale dell'area metropolitana di Sassari, Alghero e Porto Torres mediante la realizzazione di un terminale FSRU nell'area portuale di Porto Torres, subordinata alla conversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo.

Figura 28: Configurazione Progetto Enura



Il progetto (**FASE 1 e FASE 2**) è composto da una rete di circa 357 chilometri, di cui circa 188 chilometri appartenenti alla rete nazionale e circa 169 chilometri alla rete regionale.

La configurazione prevista in FASE 1 prevede la realizzazione di una rete di lunghezza complessiva pari a circa 304 km, di cui circa 162 km risultano di rete nazionale e circa 142 km di rete regionale.

La configurazione prevista in FASE 2 prevede la realizzazione di ulteriori tratti di rete di lunghezza complessiva pari a circa 53 km, di cui circa 26 km risultano di rete nazionale e circa 27 km di rete regionale.

Con lo sviluppo della prima fase progettuale si prevede di servire una quota consistente della domanda gas a regime, così come di seguito riportato:

Tabella 34: Domanda a regime FASE 1

Fase 1	MSmc/a
Civile + Terziario *	13 *
Industria **	608 **
Autotrazione	25
TOTALE COMPLESSIVO	646

* domanda a regime dei comuni di Cagliari e Oristano (Fonte: coordinamento 2025 con Medea S.p.A.).

** di cui 363 MSmc/a previsti per l'alimentazione della raffineria di bauxite Eurallumina di Portovesme.

Tabella 35: Domanda a regime FASE 2

Fase 2	(MSm ³ /a)
Civile + Terziario (*)	10(*)
Industria	48
Autotrazione	8
TOTALE COMPLESSIVO	66

N.B. Solo in caso di riconversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo (Porto Torres), la domanda termoelettrica è stimata in 90 MSmc/a, per un totale a regime @2040 di 165 MSmc/a.

* domanda a regime del comune di Sassari (Fonte: coordinamento 2025 con Medea S.p.A.).

Ai fini del dimensionamento dell'infrastruttura deve tuttavia essere considerata la domanda di punta giornaliera a regime.

Tabella 36: Domanda di punta FASE 1

Fase 1	Volume anno [MSmc/a]	Picco giornaliero freddo normale [kSmc/g]	Picco orario freddo normale [kSmc/h]	Picco giornaliero freddo eccezionale [kSmc/g]	Picco orario freddo eccezionale [kSmc/h]
Civile + Terziario	13	150	13	290	25
Industria	608	1.850 *	105 *	1.850 *	105 *
Autotrazione	25	110	14	110	14
TOTALE COMPLESSIVO	646	2.110	132	2.250	144

* di cui 1.000 kSm³/g di portata giornaliera e 50 kSm³/h di portata oraria massima, previsti per l'alimentazione della raffineria di bauxite Eurallumina di Portovesme.

Tabella 37: Domanda di punta FASE 2

Fase 1	Volume anno [MSmc/a]	Picco giornaliero freddo normale [kSmc/g]	Picco orario freddo normale [kSmc/h]	Picco giornaliero freddo eccezionale [kSmc/g]	Picco orario freddo eccezionale [kSmc/h]
Civile + Terziario	10	116	10	222	19
Industria	48	161	9	161	9
Autotrazione	8	35	4	35	4
TOTALE COMPLESSIVO	66	312	23	418	32

N.B. Solo in caso di riconversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo (Porto Torres), la domanda termoelettrica di picco è stimata in 1.248 kSm³/g (52 kSm³/h), per un totale della Fase 2 di 1.560 kSm³/g (76 kSm³/h) in freddo normale e di 1.666 kSm³/g (85 kSm³/h) in freddo eccezionale. Il valore di picco orario per la domanda termoelettrica è in linea con quanto riportato all'interno della documentazione pubblicata sul sito istituzione del MASE (<https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Info/8318>) inerente la prima fase del progetto (n.1 CCGT 280 MW), presentato da EP Produzione, per la conversione a gas della centrale termoelettrica di Fiume Santo (Porto Torres) e relativo allacciamento alla rete gas, (FASE 1: n.1 CCGT x 280 MW e Consumo fuel gas = 52 kSm³/h; FASE 2: n.2 CCGT x 280 MW = 560 MW e consumo fuel gas 104 kSm³/h).

Nell'ambito della definizione delle soluzioni progettuali sono state intraprese le forme di coordinamento con l'impresa maggiore di trasporto, con i gestori delle reti di distribuzione, con i clienti industriali del territorio, con i promotori dei progetti di alimentazione, nonché con gli Enti preposti al rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione delle relative opere, come richiesto nella Delibera 170/2025/R/gas per le aree di nuova metanizzazione.

La delibera 170/2025/R/Gas al Titolo 3, art. 9.4 dispone che in caso di interventi di sviluppo di rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione, che presuppongono lo sviluppo di reti di distribuzione, l'impresa di trasporto elabori, avvalendosi del concessionario della rete di distribuzione, una ACB aggiuntiva che, oltre a considerare tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali inclusi quelli della distribuzione, adotti, come scenario controfattuale, l'assenza di sviluppo della rete di trasporto e soluzioni alternative di approvvigionamento della rete di distribuzione.

La soluzione alternativa di approvvigionamento, nel caso di specie, è quella che prevede di servire le reti di distribuzione mediante trasporto su autobotti. Questa soluzione prevede anche la costruzione dei serbatoi satellite idonei a garantire di servire la domanda prevista.

Dal coordinamento con l'unico concessionario delle reti di distribuzione in Sardegna, Medea S.p.A., è emerso che:

- Medea ha concluso le attività di sviluppo relative alla realizzazione delle reti afferenti 113 comuni sardi, non dotati totalmente, o parzialmente, di rete di distribuzione. La logistica prevede l'approvvigionamento via truck, a partire dal deposito small scale LNG di Santa Giusta (Higas S.r.l.), di altrettanti serbatoi criogenici ubicati presso i comuni stessi, di proprietà del trasportatore terzo Energie Rete Gas che gestisce inoltre il servizio di trasporto via truck;
- Nel 2025 Medea ha concluso lo switch a gas naturale, da aria propanata, del Comune di Oristano. La rete del Comune di Oristano è attualmente connessa, in via transitoria, al deposito criogenico di Energie Rete Gas sito nel Comune di Santa Giusta. Sarà poi connessa alla rete consortile del consorzio industriale di Oristano in attesa della disponibilità della rete di Enura;
- Nel 2026 è prevista la conversione, da aria propanata, delle reti di Nuoro, Sassari e Cagliari mediante l'installazione di uno o più serbatoi criogenici per ciascuno dei tre Comuni. Tali progetti, che peraltro comportano un investimento contenuto, potranno in ogni caso rappresentare una efficace integrazione alle eventuali future infrastrutture di Enura.

Inoltre:

- Energie Rete Gas gestisce il servizio di approvvigionamento via truck della totalità delle reti di distribuzione dell'unico concessionario sardo Medea S.p.A. (Gruppo Italgas);
- le derivazioni dai tratti di metanodotto principali della rete di trasporto Enura alimentano principalmente bacini ed utenze industriali.

Alla luce di quanto sopra, il Concessionario delle reti di distribuzione (Medea S.p.A.) che, con l'attuale logistica su gomma copre quasi interamente il fabbisogno civile e terziario servito da reti di distribuzione, valuterà, coordinandosi con Enura, di interconnettersi alle infrastrutture di rete garantendo quindi una maggiore resilienza al servizio da essa offerto. All'interno della scheda progetto di Enura viene presentata un'analisi costi benefici aggiuntiva (trasporto su rete vs trasporto su gomma) per le derivazioni a Piano funzionali all'alimentazione delle reti di distribuzione.

Dal punto di vista autorizzativo la rete è stata suddivisa in diversi progetti, i quali hanno seguito iter autorizzativi indipendenti.

Di seguito un prospetto riepilogativo.

Tabella 38: Iter autorizzativo progetto Enura

Progetto	Ambiente - MASE	AU - MASE	AU - REGIONALI
Metanizzazione Sardegna tratto Sud	DEC. VIA (27.08.2020) *	consegnata da avviare	consegnata da avviare
Metanizzazione Sardegna tratto Nord	DEC. VIA 373 del 5/12/2022	consegnata da avviare	consegnata da avviare
Sardegna VP - Rete Sud	Provvedimento Direttoriale Prot. 306 del 26/06/2023	N.A.	da presentare
Sardegna VP - Rete Centro	Provvedimento Direttoriale Prot. 566 del 14/11/2023	consegnata da avviare	consegnata da avviare
All. IVI Petroliera	Provvedimento Direttoriale Prot. 246 del 28/09/2022	consegnata da avviare	N.A.
Allacciamento FSRU di Porto Torres	Istanza Inviata il 30/11/2022 Inviata integrazioni 08/08/2024	consegnata da avviare	consegnata da avviare
Allacciamento FSRU di Portovesme	Istruttoria tecnica CTPNRR-PNIEC trasmessa il 22/11/2021 Procedimento avviato il 10/02/2022	consegnata da avviare	consegnata da avviare

* VIA in scadenza. Presentata richiesta di rinnovo a luglio 2025.

La spesa di investimento a vita intera complessivamente prevista per gli interventi inclusi nel Piano 2025-2034, considerati gli importi a consuntivo degli anni precedenti, ammonta a circa 660 milioni di euro.

Di seguito è riportata la spesa prevista nei primi cinque anni e nell'arco temporale del Piano.

Tabella 39: Spending progetto Enura

[k€]	Cons. al 2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-34	Tot. V.I.
Rete (Fasi 1 e 2)	26,507	867	10,218	63,743	104,459	129,264	295,670	638,154
Ulteriori allacciamenti	-	-	-	-	-	-	16,974	21,457
TOTALE	26,507	867	10,218	63,743	104,459	129,264	312,644	659,611

5.9.3. Energie Rete Gas

Dimensione degli interventi

Il Piano Energie Rete Gas riguarda interventi di sviluppo nelle regioni Piemonte, Liguria, Toscana, Sardegna e Campania e prevede un costo nel decennio di circa 376 M€, di cui ca. 165 M€ previsti entro il 2029.

Tabella 40: Spesa prevista nel Piano Energie Rete Gas [M€]

M€	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	4,6	51,8	76,3	119,8	43,8	375,6
Interventi per sicurezza	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interventi di mantenimento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Altro	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7
TOTALE	4,6	52,5	76,3	119,8	43,8	376,3

Interventi di sviluppo

Gli investimenti principali previsti nell'arco temporale del piano sono di seguito rappresentati.

Tabella 41: Principali interventi nel Piano di Energie Rete Gas [M€]

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Capex [M€]	Impegno Piano [M€]
Sviluppo	Già decisi (FID)	Pont Saint Martin - Gressoney la Trinite	2029	74,4	73,6
Sviluppo		Tanaro Arroscia Impero	2032	135,8	135,8
Sviluppo		Verres Ayas	2029	46,2	45,6
Sviluppo	Ancora da decidere (NO FID)	Cilento	2030	31,4	31,4
Sviluppo		Valsesia	2029	83,9	83,3

• **Metanodotto Pont Saint Martin Gressoney:**

l'infrastruttura ha la finalità di nuova metanizzazione e interessa sette comuni. La lunghezza prevista del metanodotto è di circa 40 chilometri e il metanodotto sarà esercito in III specie per il tramite di una condotta in acciaio DN 200. Il coordinamento è avvenuto per il tramite di ATEM e di Italgas Reti Spa, società assegnataria del servizio distribuzione gas metano. La Società ha già dato l'inizio lavori e prevede la realizzazione nel triennio 2026-2028.

• **Metanodotto Tanaro Arroscia Impero:** l'infrastruttura ha la finalità di nuova metanizzazione, interessa dieci comuni e ha anche finalità di messa in sicurezza della rete collegando due cabine ad oggi già attive.

I comuni coinvolti sono serviti da reti GPL che possono quindi essere convertite nelle more del processo di gara ATEM. ATEM Imperia ha già dato la propria manifestazione d'interesse. Si segnala, inoltre, la presenza del comune di Pieve di Teco che attualmente è una rete isolata a gas metano che potrà quindi beneficiare del collegamento fisico al metanodotto.

• **Metanodotto Verres Ayas:** l'infrastruttura ha la finalità di nuova metanizzazione e interessa cinque comuni. La lunghezza prevista del metanodotto è di circa 27 km e il metanodotto sarà esercito in III specie per il tramite di una condotta in acciaio DN 200. Il coordinamento è avvenuto per il tramite di ATEM e di Italgas Reti Spa, società assegnataria del servizio distribuzione gas metano. La Società ha già dato l'inizio lavori e prevede la realizzazione nel triennio 2026-2028.

• **Metanodotto del Cilento:** il metanodotto del Cilento è un nuovo progetto della società il cui scopo è metanizzare nuove aree dove sono presenti comuni che hanno già sottoscritto una convenzione per il servizio di distribuzione gas metano. Per la sua conformazione, inoltre, tale infrastruttura garantirà anche una maggior sicurezza per il servizio di comuni già metanizzati. Tale progetto sarà portato a termine a seguito del riconoscimento ministeriale dell'infrastruttura come metanodotto di trasporto gas metano.

• **Metanodotto Valli Neva e Pennavaira:** il metanodotto è sempre stato presente nei precedenti piani decennali della società; a seguito delle difficoltà nello sviluppo della gara ATEM e della contestuale richiesta del territorio per lo sviluppo dell'infrastruttura, la Società ha deciso di ridurre la lunghezza del metanodotto interessando così solo due comuni e un'utenza industriale che richiede sin da subito il collegamento al gas metano. La lunghezza dell'infrastruttura sarà quindi di circa 7 chilometri con un costo complessivo inferiore a cinque milioni di euro. Per tale motivo non è più necessaria la predisposizione dell'Analisi Costi Benefici e della relativa scheda progetto.

• **Metanodotto della Garfagnana:** Il metanodotto interessa un territorio di otto comuni, di cui il principale è il Comune di Pieve Fosciana, dove si concentrano la maggior parte della popolazione e delle attività artigianali. Il metanodotto permetterà l'accesso alle fonti di approvvigionamento ad un costo inferiore, favorendo di conseguenza anche lo sviluppo industriale delle zone interessate, migliorando così la situazione socioeconomica e favorendo la valorizzazione del territorio e l'incremento della competitività delle imprese presenti, nonché la riqualificazione ed il completamento delle infrastrutture energetiche esistenti. Il progetto presentato è pianificato oltre l'orizzonte temporale del piano, quindi i relativi costi non fanno parte della spesa presentata.

• **Metanodotto "Pollein Pila Valdigne":** il metanodotto è in corso di realizzazione con più del 50% dell'opera posata e circa il 35% già in esercizio.

• **Metanodotto Valsesia:** l'infrastruttura ha la finalità di nuova metanizzazione e interessa undici comuni. Il metanodotto, in acciaio DN200 e di lunghezza prevista di circa 46 km, viene esercito in III specie. La gara ATEM non è al momento stata assegnata. La società si è coordinata con, comunità montana, comuni interessati dalla metanizzazione e comune capofila della gara ATEM per poter metanizzare le aree e, contestualmente, procedere alla conversione delle locali reti a GPL.

I metanodotti Valli di Lanzo e Alta Langa presentati nel precedente piano decennale sono stati sospesi in attesa di sviluppi delle gare ATEM. Oltre ai progetti elencati è in fase costruttiva il progetto di realizzazione dei Serbatoi connessi alla rete di distribuzione realizzata da Medea in Sardegna. Tale progetto non è incluso nel Piano ed è riportato solo a fini informativi.

Interventi di Mantenimento

Gli investimenti di Energie Rete Gas prevedono interventi locali per il mantenimento della continuità del servizio. Gli investimenti complessivi ammontano a circa 1 M€.

5.9.4. Gasdotti Alpini

Il Piano Gasdotti Alpini riguarda interventi di sviluppo in Trentino e prevede un costo nel decennio di circa 139 M€, di cui ca. 25 M€ previsti entro il 2029.

Dimensione degli interventi

Tabella 42: Spesa prevista nel Piano Gasdotti Alpini [M€]

M€	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	0,0	1,7	1,8	1,8	19,3	139,1
Interventi per sicurezza	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interventi di mantenimento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Altro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	0,0	1,7	1,8	1,8	19,3	139,1

Interventi di sviluppo

Tabella 43: Principali interventi previsti nel Piano Gasdotti Alpini [M€]

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Capex [M€]	Impegno Piano [M€]
Sviluppo	Ancora da decidere (NO FID)	Trasporto Regionale Trentino Occidentale	2031-33	139	139

Il Piano di Gasdotti Alpini prevede la costruzione di condotte in 3° specie a servizio del Trentino occidentale in comuni ad oggi non metanizzati (Val di Sole, Alta val di Non, Val Rendena, Valli Giudicarie Esteriori).

L'infrastruttura presenta la necessità di realizzare un nuovo punto di Interconnessione a Trento (Loc. Vela) e la riconversione commerciale di 3 Punti di Riconsegna alla rete di distribuzione esistente: RE.MI. Mezzolombardo, RE.MI. Civezzano, RE.MI. Giovo. Le portate erogabili e d'impianto attuali delle RE.MI. esistenti sono dimensionate anche per garantire i fabbisogni sottesi alla nuova rete di trasporto, in condizioni di picco dei consumi e in condizioni di emergenza in caso di crash accidentale di una delle RE.MI..

La nuova rete di trasporto è suddivisa in 10 lotti: Trento-Vallelaghi, Vallelaghi-Madrizzo, Madruzzo-Tione, Tione-Pinzolo, Pinzolo- Madonna di Campiglio, Mezzolombardo-Cles, Cles-Dimaro, Trento-Civezzano, Dimaro-Madonna di Campiglio, Giovo-Mezzolombardo. Sono condotte H2Ready in acciaio con diametri DN 400 (tratta Trento-Vallelaghi, Vallelaghi-Madrizzo, Madruzzo-Tione) e DN 300 (tutte le altre tratte) per una lunghezza complessiva di 149 chilometri.

Il Piano prevede un'infrastruttura a semi-anello funzionale non solo all'estensione del servizio in comuni ad oggi non serviti dal gas naturale, ma garantisce piena continuità e sicurezza del servizio alle utenze esistenti e prospettiche. Per tale motivo ci sono 4 tratte che non sottendono comuni di nuova metanizzazione. Nello specifico, le Tratte Trento-Vallelaghi e Vallelaghi-Madrizzo sono tratte di avvicinamento propedeutiche alla metanizzazione delle nuove aree geografiche del Bleggio e Val Rendena; la tratta Trento-Civezzano crea una magliatura tra le RE.MI. di Trento Vela e la RE.MI. di Civezzano, mentre la tratta Giovo- Mezzolombardo è strategica per la magliatura tra le RE.MI. di Giovo e la RE.MI. di Mezzolombardo, garantendo una contro alimentazione in caso di emergenza.

5.9.5. Retragas

Il Piano di Retragas prevede un costo nel decennio di circa 18 M€, quasi interamente entro il 2029.

Dimensione degli interventi

Tabella 44: Spesa prevista nel Piano Retragas [M€]

M€	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	3,8	1,3	0,6	0,3	0	6
Interventi per sicurezza	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	7,6
Interventi di mantenimento	0	0	0	0	0	0
Altro	0	0,6	0,3	0,8	1,5	4,7
TOTALE	5,4	3,5	2,3	2,3	2,8	18,3

Interventi Principali

Tabella 45: Principali interventi previsti nel Piano Retragas [M€]

Categoria Progetto	Stato Progetto	Progetto	Entrata in Esercizio	Capex [M€]	Impegno Piano [M€]
Sviluppo	Già decisi (FID)	Dorsale tra il City Gate di Calcinato e la rete gas di Castenedolo	2025	4,9	0,2
Sviluppo		Dorsale Montichiari	2025	3	2,8
Sviluppo		Dorsale rete gas MP Brescia Ovest Area Sud	2026	2	1
Sviluppo		Potenziamento dorsale rete gas MP Brescia Ovest area nord	2027	1	1
Sviluppo		Realizzazione rete PDC Biometano	2027	1	1
Sviluppo		Nuova dorsale rete gas MP Brescia Est	2028	2	1
Sviluppo		Revamping e potenziamento impianto gas Calcinato (BS) su rete trasporto regionale gas	2030	4	4
Sostituzione		Adeguamento camerette interrato	2029	8	5
Sostituzione		Sostituzione tubi vetusti (Togni Tempini Morosini)	2031	2	2

Gli investimenti principali che verranno realizzati saranno:

- **Nuova dorsale rete gas MP Brescia Ovest Area Sud (tratto sud Rose-Sorbana-Mella-Violino-Santellone):** Il progetto prevede il potenziamento della rete gas Mp esistente.
- **Potenziamento dorsale rete gas MP Brescia Ovest area nord (Rose-Via Sorbana-Via Milano-Fiume Mella):** il progetto prevede la realizzazione di un potenziamento della dorsale di collegamento tra la nuova REMI gas “Rose” e la rete di trasporto sottesa.
- **Nuova dorsale rete gas MP Brescia Est (Viale Bornata-Viale Piave-Duca d’Aosta):** il progetto prevede la realizzazione di una nuova dorsale di trasporto gas nell’area di Viale Bornata-Viale Piave-Duca d’Aosta in Brescia in incremento rispetto alla rete già esistente al fine di poter disporre per intero delle capacità gas in transito tra le REMI della macrorete Brescia.
- **Revamping e potenziamento impianto gas Calcinato (BS) su rete trasporto regionale gas:** il progetto prevede l’adeguamento tecnologico (elettronico/edile) del City Gate primario attualmente sito in Calcinato e a servizio della rete di trasporto regionale gas della Provincia di Brescia (segmento 01), mediante ampliamento dell’impianto. Il progetto impianto prevede la completa automazione e gestione in remoto dell’impianto adeguandolo agli ultimi standard di gestione attuati dalla Società.
- **Adeguamento camerette interrato:** il progetto prevede l’adeguamento delle camerette interrato mediante inserimento di valvole ad interro.

Il piano Retragas prevede inoltre l’estensione della rete di trasporto regionale gas e la realizzazione di un Punto di Consegna (PDC) da produttore di Biometano nell’area Est del Segmento S01-Brescia, nel comune di Bedizzole. Non sono presenti rapporti di complementarità o in generale, di interdipendenza rispetto ad altri interventi di allacciamento ad impianti di biometano. L’impegno di piano ammonta a circa 1 M€.

5.9.6. Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas

Dimensione degli interventi

Tabella 46: Spesa prevista nel Piano Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas [M€]

M€	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interventi per sicurezza	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interventi di mantenimento	0,3	0,8	0,0	0,0	0,0	1,1
Altro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	0,3	0,8	0,0	0,0	0,0	1,1

Interventi di mantenimento

Gli investimenti di Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas prevedono interventi locali per il mantenimento della continuità del servizio a fronte di richieste di enti terzi. Gli investimenti complessivi ammontano a circa 1 M€.

5.9.7. Netenergy

Dimensione degli interventi

Tabella 47: Spesa prevista nel Piano Netenergy [M€]

M€	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	0	0	0	0	0	0
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	0	0	0	0	0	0
Altro	0,7	0	0	0	0	0,7
TOTALE	0,7	0	0	0	0	0,7

Interventi di mantenimento

Gli investimenti di Netenergy prevedono interventi locali per il miglioramento della qualità del servizio. Gli investimenti complessivi ammontano a circa 1 M€.

5.9.8. Metanodotto Alpino

Dimensione degli interventi

Tabella 48: Spesa prevista nel Piano di Metanodotto Alpino [M€]

M€	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	0,035	0,01	0	0	0	0,045
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	0,67	0,03	0,05	0	0	0,75
Altro	0	0	0	0	0	0
TOTALE	0,705	0,04	0,05	0	0	0,795

Interventi di mantenimento

Gli investimenti di Metanodotto Alpino prevedono principalmente interventi locali per il miglioramento della qualità del servizio e degli impianti di misura. Gli interventi di sviluppo riguardano l'allacciamento di una nuova utenza e il potenziamento di una esistente. Gli investimenti complessivi ammontano a circa 0,8 M€.

5.9.9. Infrastrutture Trasporto Gas

Dimensione degli interventi

Tabella 49: Spesa prevista nel Piano di Infrastrutture Trasporto Gas [M€]

M€	2025	2026	2027	2028	2029	TOT 25-34
Interventi di sviluppo	2	3	2	0,4	0	7
Interventi per sicurezza	0	0	0	0	0	0
Interventi di mantenimento	1	0	2	1,1	0,0	4
Altro	0	0	0	0	0	0
TOTALE	3	3	3	2	0	11

Interventi di mantenimento

Gli investimenti di Infrastrutture trasporto gas prevedono principalmente interventi di mantenimento per il miglioramento della qualità del servizio. Gli interventi di sviluppo riguardano l'allacciamento di una nuova utenza e il potenziamento di una esistente. Gli investimenti complessivi ammontano a circa 11 M€.

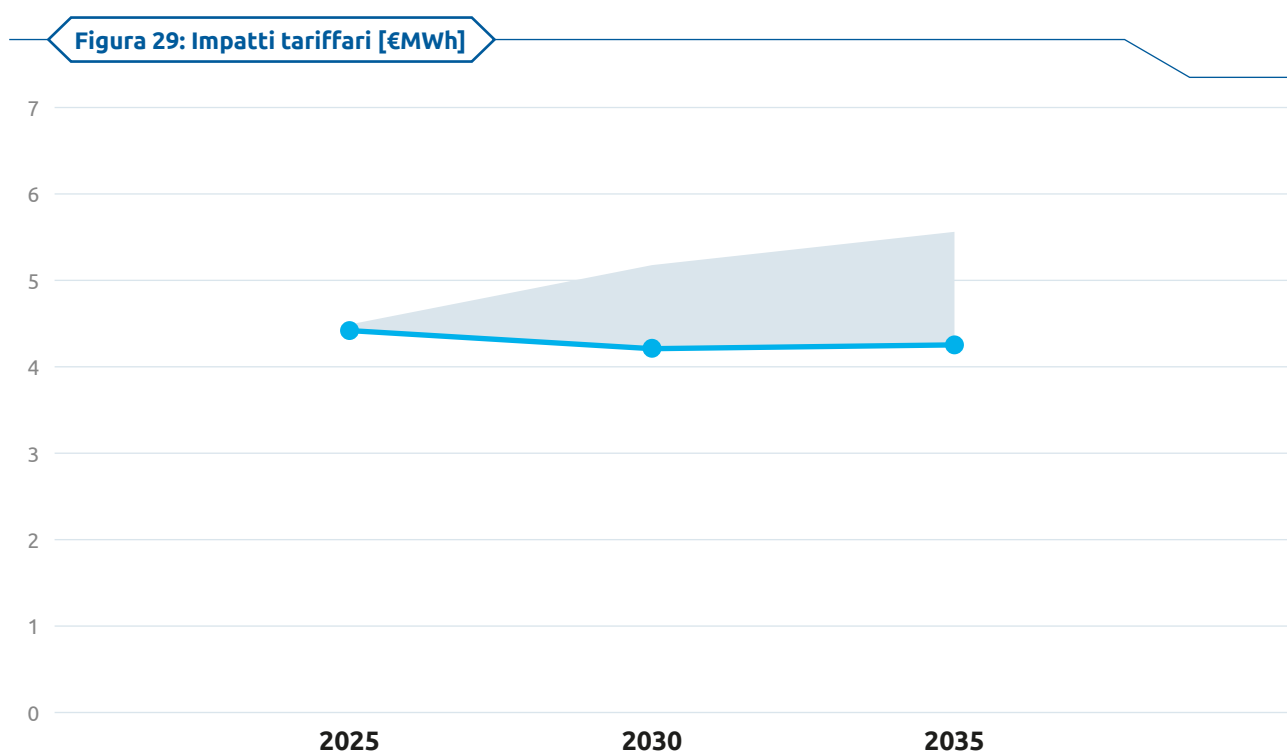
5.10. Impatti tariffari derivanti dalla realizzazione degli interventi inclusi nel Piano

Al fine di valutare gli impatti tariffari derivanti dalla realizzazione degli interventi inclusi nel Piano è stata determinata l'incidenza unitaria dei costi complessivi del servizio di trasporto del gas naturale espressa in €/MWh. Tale rappresentazione consente di evidenziare in modo diretto l'incidenza del costo dell'infrastruttura di trasporto sui volumi di gas naturale trasportato per i clienti finali.

Per la determinazione della stima dei costi complessivi del servizio di trasporto del gas naturale si è assunta la continuità dei criteri di regolazione tariffaria ivi inclusi i livelli di remunerazione del capitale investito (WACC) attualmente in vigore. La stima dei costi complessivi del servizio di trasporto gas considera i ricavi di riferimento di tutti gli operatori di trasporto, inclusivi dei rispettivi interventi previsti nel Piano.

Per la determinazione dell'incidenza tariffaria unitaria del servizio di trasporto del gas naturale nonché per la valutazione dell'utilizzo complessivo delle infrastrutture di trasporto, è stato considerato lo scenario PNIEC Slow con le stime di volume che includono sia la domanda nazionale domestica che le esportazioni. Inoltre, al fine di rendere confrontabili i costi complessivi del servizio di trasporto del gas naturale nel periodo oggetto di analisi e sterilizzare gli effetti di rivalutazione monetaria, l'incidenza unitaria è stata espressa in termini reali a moneta costante dell'anno 2025.

Viene di seguito riportata l'evoluzione del costo medio del trasporto del gas naturale, espresso in termini reali, determinato sulla base degli investimenti previsti dal Piano decennale e delle assunzioni sopra rappresentate.



Come si evince dal grafico sopra rappresentato, l'impatto tariffario a 5 e 10 anni risulta essere in linea con l'incidenza attuale, con una sostanziale stabilità dei costi del servizio per i consumatori finali⁴⁷.

⁴⁷ La rappresentazione in Figura 29 tiene conto della variazione sul costo unitario del servizio di trasporto del gas, nel periodo di riferimento analizzato, considerando anche lo scenario Policy-GA senza esportazioni.

5.11. Coerenza con Piano Decennale ENTSG

Come previsto da Regolamento 2009/715/CE, ENTSG provvede a predisporre con cadenza biennale un Ten Year Network Development Plan (TYNDP) non vincolante della rete di trasporto europea. Il documento tiene conto dei piani di sviluppo nazionali e regionali, dando opportuna evidenza ai PIC, che devono necessariamente farne parte. Per la prima volta l'edizione 2020 del TYNDP è stata sviluppata sulla base di scenari energetici elaborati e condivisi con ENTSOE organismo analogo a ENTSG per il settore elettrico. L'approccio è stato confermato per il TYNDP 2022 e il TYNDP 2024 e ulteriormente rafforzato con l'istituzione di un core team "*Interlinked model*" finalizzato a valutare anche i progetti in ottica cross settoriale.

L'obiettivo principale del TYNDP è quello di fornire una visione d'insieme delle infrastrutture del gas esistenti e pianificate a livello europeo e di evidenziare eventuali fabbisogni infrastrutturali in considerazione delle evoluzioni attese di domanda e offerta a livello comunitario. Il documento include una valutazione dei progetti candidati a PIC mediante un'analisi costi-benefici a livello di sistema energetico europeo, la cui metodologia è stata elaborata da ENTSG e approvata dalla Commissione ai sensi dell'articolo 11 del Regolamento 347/2013.

A giugno 2023 inoltre è stato pubblicato il documento metodologico per la valutazione dei progetti PCI, disciplinati dalla nuova regolazione TEN-E riguardanti l'idrogeno.

La valutazione dei progetti, realizzata considerando differenti scenari di mercato e di sviluppo infrastrutturale, permette di identificare il grado di flessibilità e adeguatezza nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti dei singoli sistemi nazionali, indicando potenziali necessità di sviluppo sulla rete di trasporto nonché i gradi di dipendenza da un'unica fonte di approvvigionamento e di diversificazione degli approvvigionamenti.

ENTSG ha pubblicato il TYNDP 2022 il 29 settembre 2023. Il documento conferma la centralità delle infrastrutture gas nell'assicurare la copertura della domanda energetica europea - anche in particolari condizioni di stress climatico o infrastrutturale - evidenziandone il ruolo chiave nell'abilitare e sostenere gli obiettivi di decarbonizzazione del Green Deal. In particolare, il TYNDP considera lo sviluppo delle infrastrutture dedicate all'idrogeno e la loro interazione con la rete di gas naturale. Le attività legate di predisposizione del TYNDP 2024 sono terminate a dicembre 2024 con la pubblicazione del documento.

Il Piano decennale di Snam Rete Gas risulta coerente con il Piano di ENTSG e ne considera i possibili sviluppi previsti in relazione alle interconnessioni con il sistema europeo.

06

INTERVENTI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA



INTERVENTI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA

Snam Rete Gas è fortemente impegnata nel percorso della transizione energetica, sia con gli interventi già in atto di riduzione dell'impronta carbonica delle attività di trasporto gas, che con lo studio della conversione della rete di trasporto attuale in una rete multi-vettoriale in grado di ricevere e trasportare molecole decarbonizzate.

Il presente capitolo è dedicato alla descrizione delle attività di studio e pianificazione delle infrastrutture di trasporto di idrogeno e anidride carbonica, che contribuiranno nel prossimo futuro alla piena decarbonizzazione del sistema energetico e il cui sviluppo è previsto in tutti gli scenari energetici di riferimento europei. Tali scenari sono coerenti con gli obiettivi di decarbonizzazione che l'Unione si è data: in particolare -55% delle emissioni al 2030 (Pacchetto Fit-for-55 di luglio 2021) e obiettivo net zero al 2050 (Pacchetto EU Green Deal di dicembre 2019), ulteriormente rafforzati dagli sviluppi recenti, quali RepowerEU del 2022 e Green Deal Industrial Plan del 2023. Il raggiungimento degli obiettivi individuati nel contesto europeo considera una molteplicità di soluzioni integrabili fra loro quali idrogeno, carbon capture and storage, elettrificazione e biometano. In questo contesto, Snam ha iniziato a lavorare allo sviluppo di infrastrutture dedicate al trasporto e allo stoccaggio dell'idrogeno e dell'anidride carbonica come vettori di decarbonizzazione.

Il contesto europeo

L'idrogeno decarbonizzato (rinnovabile o low carbon) è una fonte di energia pulita, il cui utilizzo non genera emissioni di anidride carbonica o altri gas dannosi o climalteranti e che assumerà un ruolo chiave nel garantire il raggiungimento degli obiettivi europei e globali di decarbonizzazione, in particolare dei settori "hard-to-abate" e dei trasporti pesanti.



La Commissione Europea ha definito all'interno degli Atti Delegati alla Direttiva Red II 2018/2001/UE i criteri per cui l'idrogeno prodotto può essere classificato RFNBO (Renewable Fuels of Non Biological Origin) ed è in fase di finalizzazione l'Atto Delegato relativo all'idrogeno low carbon. La Commissione Europea ha previsto anche dei target settoriali specifici vincolanti sull'idrogeno rinnovabile, che prevedono quote crescenti di utilizzo dell'idrogeno nell'industria e nei trasporti (Renewable Energy Directive III) nonché nell'aviazione (REFuelEU Aviation). Nel 2024 è stato inoltre pubblicato il Hydrogen and Gas Decarbonization package (Direttiva 2024/1788, Regolamento 2024/1789) che rappresenta un'importante revisione della Direttiva Gas 2009/73/CE e del Regolamento Gas (CE) n. 715/2009 e ha l'obiettivo di promuovere la domanda e la produzione di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio.

La revisione proposta mira a eliminare gli ostacoli allo sviluppo di un'infrastruttura per l'idrogeno transfrontaliera ed economicamente vantaggiosa, oltre a favorire un mercato dell'idrogeno competitivo. Allo stesso tempo, si vogliono creare le condizioni ideali per il riutilizzo delle infrastrutture esistenti del gas naturale per il trasporto dell'idrogeno.

La cattura e lo stoccaggio (CCS: Carbon Capture and Storage) dell'anidride carbonica è riconosciuta come una leva fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione a livello globale, in particolare, per alcuni settori hard to abate o dove l'emissione di carbonio è vincolata al processo produttivo e non è quindi evitabile con combustibili alternativi. A livello europeo è stata inclusa fra le Strategic Net-Zero Technologies e sono stati identificati dei target di cattura e stoccaggio della CO₂ crescenti di 50 Mtpa al 2030 (Net Zero Industry Act), 280 Mtpa al 2040 e 450 Mtpa al 2050 (Industrial Carbon Management Strategy), per il raggiungimento dei quali le infrastrutture di trasporto e stoccaggio avranno un ruolo fondamentale. Il settore della cattura e dello stoccaggio di CO₂ è disciplinato in Europa dalla direttiva 2009/31/CE, recepita in Italia dal Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162 e s.m.i.i. (in particolare quelle introdotte dal Decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181), che ha delineato un quadro normativo volto a consentire lo stoccaggio della CO₂ in formazioni geologiche idonee. Il quadro normativo è in corso di aggiornamento, soprattutto per velocizzare l'iter di autorizzazione, definire le regole e le prescrizioni tecniche relative al trasporto e allo stoccaggio della CO₂, il modello di business ed il relativo quadro regolatorio della CCS nonché eventuali meccanismi di supporto e garanzia necessari per l'avvio della filiera nel territorio nazionale.

A giugno 2024 è stato pubblicato il PNIEC che rappresenta il principale strumento di pianificazione energetico-climatica. Il piano recepisce gli obiettivi europei e definisce le traiettorie italiane al 2030, riconoscendo il ruolo strategico di CCS, idrogeno, biometano e metano sintetico nella decarbonizzazione del sistema energetico.

Il PNIEC e la rete multivettoriale

Per quanto riguarda l'idrogeno, il PNIEC fissa un obiettivo di domanda di idrogeno al 2030 pari a 8,3 TWh, derivante dagli obblighi europei della RED III.

La stima della domanda considera i seguenti settori: industria (3,8 TWh), divisa in acciai primari e Hard To Abate; trasporto (4,5 TWh), divisa tra mobilità e raffinazione.

Il PNIEC stima una capacità elettrolitica di 3 GW installata sul territorio nazionale entro il 2030 per soddisfare il 70% della domanda di idrogeno. Inoltre, per quanto riguarda l'idrogeno a novembre 2024 è stata pubblicata la Strategia Nazionale Idrogeno che identifica l'Italia come hub europeo dell'idrogeno e stima una domanda di idrogeno italiana al 2030 e al 2050.

Per la CCS, il PNIEC individua un obiettivo indicativo di capacità di iniezione in stoccaggio pari a 4 Mt/anno al 2030, da realizzare principalmente nel sito di Ravenna. Il piano prevede inoltre lo sviluppo di una filiera nazionale integrata, con attenzione sia agli emettitori che alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio. È stata introdotta dal Decreto-legge n. 181/2023, modificato dalla Legge 11/2024, una disciplina specifica per lo stoccaggio geologico della CO₂, affidando al MASE il compito di effettuare una ricognizione normativa e individuare percorsi di sviluppo per la filiera CCUS. Inoltre, ad agosto 2025 il MASE ha pubblicato lo studio CCUS "Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS" che fornisce un'analisi dettagliata degli aspetti tecnici, economici e regolatori funzionali a definire un quadro normativo che abiliti lo sviluppo della filiera CCUS in Italia al fine di traghettare gli obiettivi di riduzione dei gas serra.

Altri interventi per la decarbonizzazione della rete

Snam sta realizzando alcuni interventi per la riduzione delle emissioni dirette (scope 1 e scope 2) quali ad esempio le centrali di compressione dual fuel, già descritti nel paragrafo 5.3.1, ai quali si accompagnano molti altri interventi minori e diffusi di riduzione delle emissioni e di aumento dell'efficienza energetica, descritti nell'Allegato alla Transizione Energetica.

Anche gli interventi per la ricezione e il trasporto delle molecole di metano decarbonizzate sono già in atto, grazie allo sviluppo delle produzioni di biometano, la cui connessione alla rete di trasporto è descritta nel paragrafo 5.3.4.

6.1. Il sistema Idrogeno

6.1.1. Il trasporto di idrogeno tramite la rete di gasdotti

Snam Rete Gas, insieme agli altri operatori di trasporto europei, è da tempo impegnata per lo sviluppo del trasporto dell'idrogeno tramite una rete di gasdotti dedicata, in parte costituita da gasdotti già esistenti da riconvertire al trasporto della nuova molecola, abilitando sinergie di costo rispetto alla costruzione di un'infrastruttura ex novo.

Il trasporto di idrogeno utilizzando la rete gasdotti esistente deve essere valutato tenendo conto dei seguenti aspetti tecnici e di programmazione infrastrutturale:

- compatibilità tecnica: l'idoneità al trasporto di idrogeno delle tubazioni in acciaio esistenti deve essere valutata in relazione ai massimi livelli di pressione e alla permeabilità del sistema di trasporto nei confronti delle molecole di idrogeno;
- limiti di miscelazione: la percentuale di idrogeno ammessa nella rete di trasporto del gas naturale italiana è attualmente limitata al 2% in volume, con possibile futuro incremento fino ad un massimo del 10% in esito ai risultati degli studi e delle sperimentazioni in corso, anche a livello europeo;
- impatti sulla capacità del sistema gas: la conversione di alcune infrastrutture di trasporto del gas naturale al trasporto di idrogeno può comportare una riduzione della massima capacità del sistema gas o la riduzione dei margini di flessibilità, il cui impatto deve essere valutato in funzione dell'evoluzione della domanda gas e delle esigenze future di trasporto.

Compatibilità tecnica

Lo stato dell'arte relativo al trasporto di idrogeno gassoso in condotte in acciaio, sia di nuova costruzione che recuperate da reti utilizzate in precedenza per trasporto di altri fluidi, è in costante evoluzione a causa del progressivo miglioramento della conoscenza derivante dagli studi in corso o effettuati recentemente sul tema.

La normativa internazionale di riferimento, ad oggi rappresentata ancora principalmente dalla ASME B31.12 verrà quindi significativamente revisionata, così come sono attese, nel breve - medio termine, modifiche alla EN 1594 appositamente dedicate alla costruzione di idrogenodotti ed alla conversione di gasdotti esistenti al trasporto di idrogeno. In tale contesto evolutivo delle normative di settore, Snam ha condotto le analisi di compatibilità al trasporto di idrogeno per i metanodotti costituenti la propria rete di trasporto applicando le prescrizioni della vigente ASME B31.12 al fine di ottenere risultanze "standard based". Le risultanze di questo approccio permettono di affermare che il trasporto di idrogeno e sue miscele non comporta alcuna modifica sostanziale dei gasdotti esistenti o approfondimenti sui materiali con i quali è costruita la rete, a condizione che, in alcuni casi, sia applicata una riduzione della pressione operativa, che può arrivare fino al 50% per i gasdotti ad alta pressione (prima specie) e di diametro maggiore.

La stessa normativa consentirebbe tuttavia di superare tale limitazione attraverso campagne di caratterizzazione dei materiali che, così come definite dalla attuale regola tecnica (un test per ogni miglio), risultano tuttavia inapplicabili per una rete di estensione e complessità pari a quella di Snam. In particolare, l'attività di verifica della compatibilità delle proprie infrastrutture mediate l'approccio sopra descritto (basato sulla ASME B31.12) condotta da SNAM, ulteriormente suffragata da attività congiunte condotte in collaborazione con RINA S.p.A., ha evidenziato che la quasi totalità della propria rete (circa il 95% dei gasdotti della stessa) è idonea al trasporto di idrogeno ("hydrogen ready"), con circa il 70% utilizzabile senza necessità di riduzione significativa della pressione operativa anche in assenza di test di caratterizzazione dei materiali.

Questo approccio "standard-based" minimizza gli interventi sui gasdotti esistenti, ma richiede, a parità di capacità di trasporto, maggiori interventi sulle centrali di compressione, il cui numero e potenza unitaria aumentano con il diminuire della pressione di esercizio dei gasdotti.

Snam Rete Gas partecipa all'iniziativa europea H2GAR (Hydrogen Gas Asset Readiness) insieme ad alcuni dei principali operatori di trasporto gas europei, tra i quali la tedesca OGE, la francese GRTgaz e la spagnola Enagas, per sviluppare un approccio comune nel riutilizzo delle infrastrutture esistenti e una normativa europea alternativa a quella americana descritta precedentemente.

Snam Rete Gas inoltre continua la collaborazione con il Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, per la definizione di una nuova regola tecnica nazionale per il trasporto di idrogeno mediante condotte interrato, che costituisca il necessario riferimento normativo in analogia con quanto sviluppato per il trasporto del gas naturale.

Nel dimensionamento della rete di trasporto di idrogeno si assume che la pressione di esercizio rimanga invariata rispetto a quella attuale di trasporto del gas naturale, normalmente compresa tra 70 e 75 bar, ritenuta ragionevolmente realistica alla luce delle prime evidenze derivanti dalle campagne di test e dagli studi in corso di completamento sul tema. In ogni caso, eventuali variazioni di questa assunzione, unitamente agli altri elementi che dovessero emergere nel prosieguo degli studi di fattibilità e degli approfondimenti in corso anche a livello internazionale, saranno tenuti in considerazione nelle future revisioni del progetto.

Miscelazione nella rete di trasporto del gas naturale

L'immissione di idrogeno nella rete di trasporto del gas naturale (il cosiddetto "blending") costituisce un'opportunità per accelerare la decarbonizzazione dei consumi finali di gas naturale e contribuire allo stesso tempo allo sviluppo del mercato dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili.

In particolare, l'immissione dell'idrogeno prodotto a partire da "over generation" delle fonti rinnovabili in zone con eccesso di produzione consente di trasferire una quota di energia elettrica rinnovabile nel sistema gas, riducendo il fabbisogno energetico equivalente di gas naturale e permettendo lo stoccaggio stagionale dell'energia prodotta in eccesso.

La conversione in idrogeno dell'eccesso di produzione (over generation) da fonti rinnovabili può costituire quindi una linea di azione complementare a quella rappresentata dagli accumuli elettrici e ai pompaggi, essendo caratterizzata da due benefici esclusivi:

- permette la conservazione dell'energia prodotta in eccesso per periodi temporali molto lunghi, secondo il ciclo stagionale dello stoccaggio;
- agisce sulla decarbonizzazione delle filiere associate al gas naturale, senza rilevanti interventi addizionali sulla rete di trasporto elettrica o gas.

In relazione ai potenziali impatti che le miscele di idrogeno e gas naturale possono avere sulle apparecchiature di utilizzo finale, sia residenziali che industriali, uno studio realizzato da Marcogaz nell'ottobre 2019 (Overview of available test results and regulatory limits for Hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use), sui possibili limiti massimi accettabili dalle attuali apparecchiature, indica un limite del 5% per numerose utenze e del 2% per i serbatoi CNG (compressed natural gas) delle autovetture a metano di più vecchia concezione.

Attualmente sono in corso diversi studi e progetti pilota, sia in Europa che nel mondo, per valutare quali siano i limiti superiori di accettabilità della percentuale di idrogeno miscelato al gas naturale, che potranno essere utilizzati per indirizzare la revisione della normativa di riferimento e accompagnare lo sviluppo dell'"hydrogen blending".

In Italia, il principale riferimento normativo è il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18/05/2018, recante la "Regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile", modifica con decreto 3 giugno 2022 e recante l'indicazione del 2% come massima percentuale di H₂ in volume ammessa nelle reti di trasporto di gas naturale. Nel Decreto si precisa altresì che "a seguito dei risultati degli studi e sperimentazioni in corso, avviati anche su impulso del Ministero della transizione ecologica, potranno essere ampliati i limiti di immissione stabiliti con il decreto".

6.1.2. Scenari di domanda e produzione di idrogeno

Gli scenari descritti nel DDS'24 prevedono valori crescenti di domanda di idrogeno nel medio e lungo termine:

- Al 2030, sono previsti da 3,9 TWh (PNIEC Slow) a 8,4 TWh (PNIEC Policy);
- Al 2035, sono previsti da 25,7 TWh (PNIEC Slow) a 44,4 TWh (GA-IT);
- Al 2040, sono previsti da 58,9 TWh (PNIEC Slow) a 91,9 TWh (GA-IT).

Gli scenari prevedono una penetrazione dell'idrogeno nel settore industriale, principalmente nelle applicazioni *hard to abate*, ma anche nei trasporti e, nel lungo termine, anche nei consumi civili. La domanda è prevista svilupparsi nel territorio italiano con particolare concentrazione in Emilia-Romagna e Veneto (industrie hard-to-abate e chimica), Puglia e Sicilia (poli industriali dell'acciaio e della raffinazione). Per quanto riguarda la produzione, si ipotizza un mix di produzione assicurato sia da produzioni nazionali, concentrate prevalentemente nel Sud Italia in virtù di una maggiore disponibilità di energie rinnovabili, migliore efficienza e minori costi di produzione, sia da importazione di idrogeno rinnovabile dal Nord Africa, sfruttando l'infrastruttura di importazione esistente, nel contesto del progetto del corridoio SouthH2 sviluppato da Snam in collaborazione con i TSOs TAG, GCA e bayernets e supportato dal governo tedesco, italiano ed austriaco.

Tali scenari sono coerenti anche con la recente pubblicazione a livello italiano della strategia nazionale Idrogeno (novembre 2024) che ha definito diversi scenari di domanda:

- Al 2030, si confermano 8,4 TWh di domanda di idrogeno, di cui 2 TWh importati;
- Al 2050, sono previsti tre scenari di domanda da 74 TWh (Base), passando per 106 TWh (Intermedio) fino a 138,8 TWh (Alta Diffusione), con un contributo dell'import di idrogeno da 42 TWh a 110 TWh, ove l'infrastruttura di trasporto ha un ruolo chiave.

Il fabbisogno di modulazione stagionale della fornitura di idrogeno è previsto che rimanga trascurabile almeno nella prima fase, considerando il profilo della domanda tipico dei settori industriali e dei trasporti, con variazioni del prelievo concentrate a livello mensile e settimanale, analogamente a quanto già oggi riscontrabile nella domanda di gas naturale in questi settori.

Una maggiore penetrazione dell'idrogeno nel settore civile e della generazione elettrica potrebbe cambiare in modo significativo il profilo di domanda sia a livello infragiornaliero che stagionale, incrementando conseguentemente il fabbisogno di modulazione e stoccaggio di idrogeno.

Diversamente da quanto descritto per la domanda, la produzione di idrogeno da energia rinnovabile, in particolar modo da energia fotovoltaica, presenta una variabilità stagionale marcata, con volumi di produzione in estate molto superiori rispetto a quelli invernali. Questa variabilità in una prima fase potrà essere assorbita dalla rete di trasporto mediante variazioni del linepack di rete, ma con l'aumento dei volumi prodotti necessiterà di sistemi di stoccaggio, ubicati sia in vicinanza della produzione che della domanda, per i quali proseguono gli studi a livello nazionale ed europeo in particolare per quanto riguarda la conversione dei campi di stoccaggio gas esistenti.

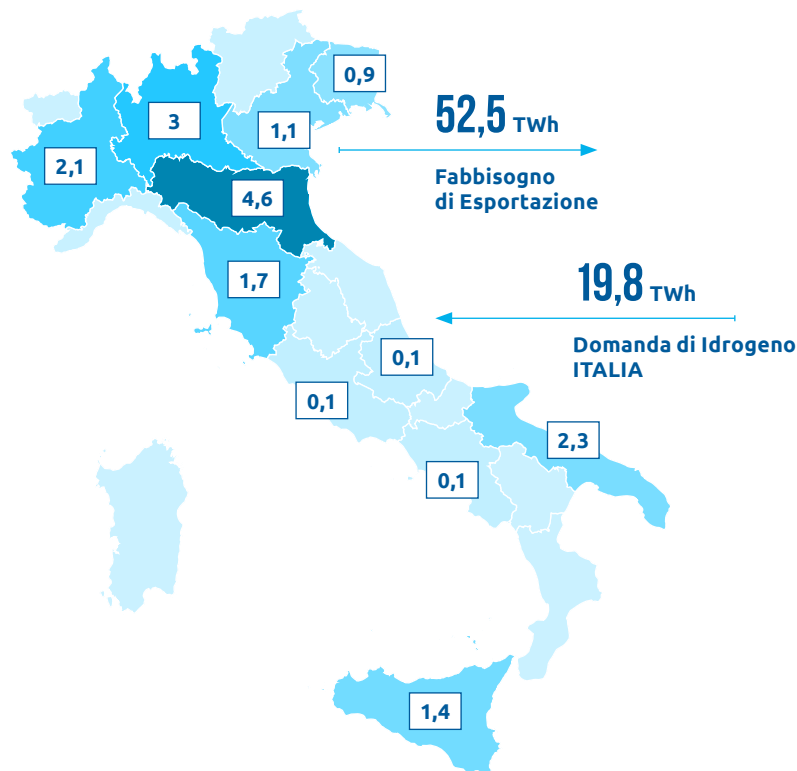
Indagine sul potenziale mercato idrogeno - 2024

Per avere riscontro dal mercato sullo stato della domanda italiana, nel 2024 Snam ha lanciato un'indagine sul potenziale mercato di idrogeno e CCS, che ha consentito di raccogliere importanti informazioni sullo sviluppo della filiera dell'idrogeno in Italia, grazie alla partecipazione di 101 aziende interessate a titolo di consumatori (a uso prevalentemente termico o feedstock) e/o produttori o trader, per un totale di oltre 220 siti di produzione e consumo.

I risultati mostrano un potenziale di domanda fino a ca. 20 TWh/anno, numero superiori al target italiano previsto al 2030 nel PNIEC di circa 8,4 TWh. Inoltre, i partecipanti hanno espresso un fabbisogno di esportazione verso l'Austria e la Germania pari a 18 TWh/anno nel 2024-30 e fino a ca. 52 TWh/anno nel corso del periodo 2031-2040, in linea con la capacità di esportazione di 55 TWh/giorno prevista per la prima fase di sviluppo della rete italiana.

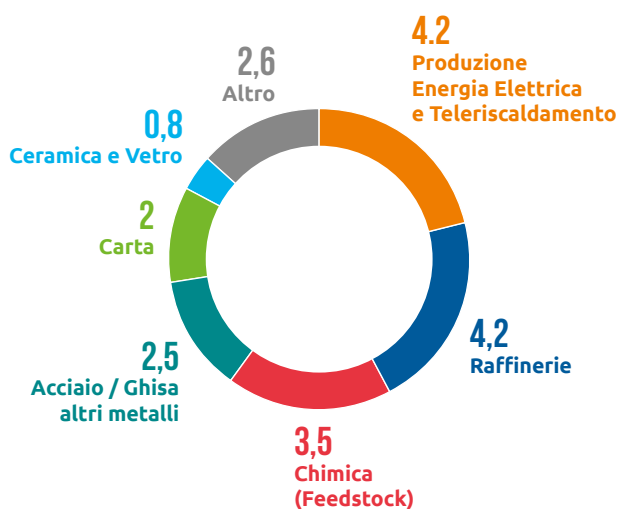
Guardando all'evoluzione della domanda nazionale nel medio-lungo periodo, l'indagine ha espresso una domanda in crescita sull'orizzonte 2024-2040 da 14 a 20 TWh, principalmente grazie all'aumento del consumo termico da 6 TWh/anno medi nel periodo 2024-30 a 12 TWh/anno medi nel 2031-40, a fronte di un consumo feedstock stabile intorno agli 8 TWh. In termini di distribuzione geografica, tale domanda prevalentemente concentrata in Puglia e Sicilia al sud e in Emilia-Romagna, Lombardia, Piemonte e Veneto al nord, mentre al centro emerge la Toscana.

Figura 30: Distribuzione geografica della domanda di idrogeno nel periodo 2031-40 secondo i risultati dell'indagine [TWh/anno]



I settori maggiormente interessati al consumo di idrogeno sono quelli che utilizzano l'idrogeno come materia prima (raffinerie per 4,2 TWh/anno e chimica per 3,5 TWh/anno) oltre ai settori industriali ad alta intensità energetica (hard to abate), seguiti da quelli della produzione di energia elettrica e del teleriscaldamento (4,2 TWh/anno). Questi settori sono coerenti con quelli individuati nel 2024 dalla Strategia Nazionale idrogeno. Nella seguente figura è riportata la suddivisione dei dati di domanda per singolo settore di consumo.

Figura 31: Distribuzione della domanda di idrogeno nel periodo 2031-40 per settore secondo i risultati dell'indagine [TWh/anno]



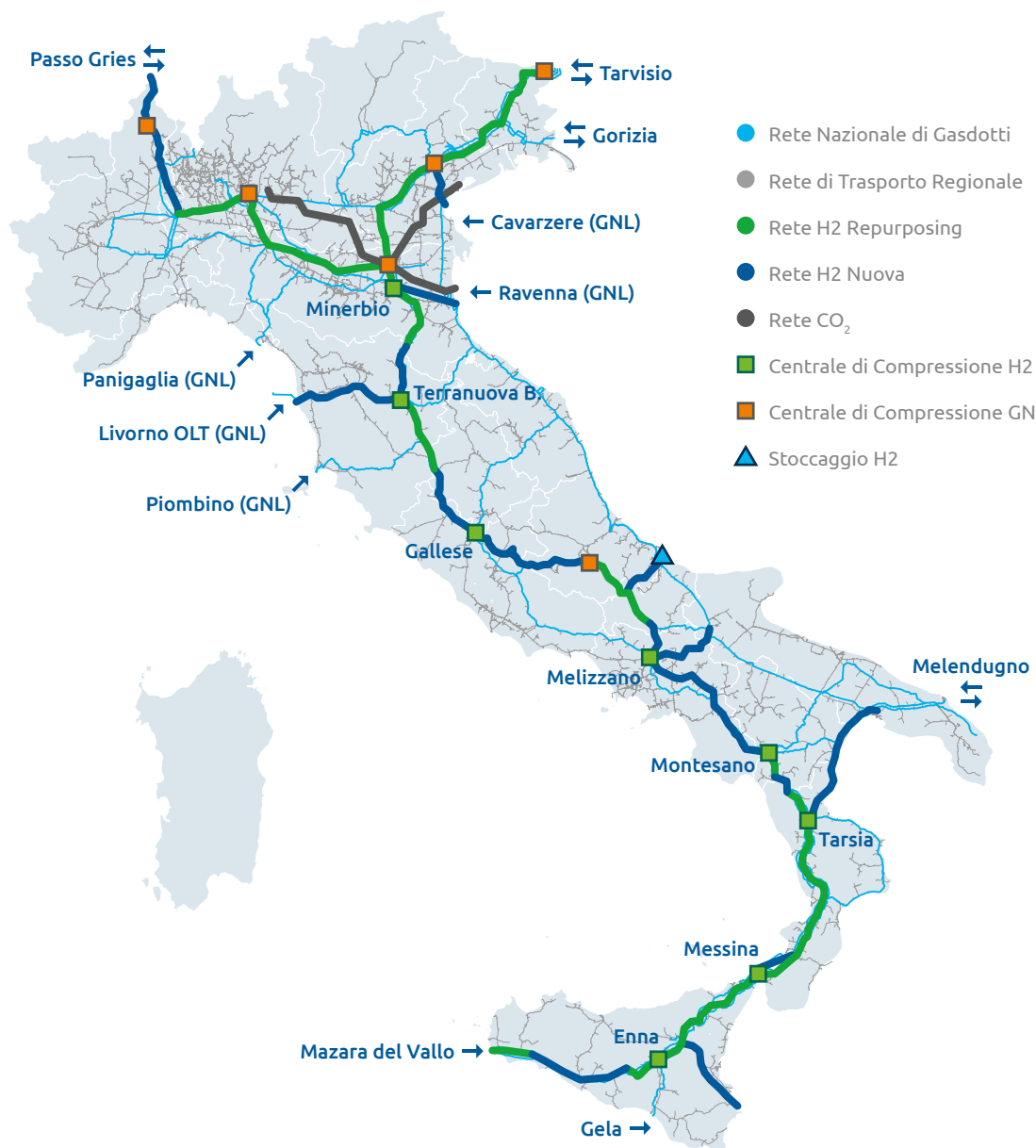
Pur focalizzandosi sull'analisi della domanda, l'indagine ha raccolto informazioni anche sulla produzione attesa di idrogeno. I dati mostrano volumi domestici in aumento dai circa 7 TWh/anno per il 2024-30 ad 11 TWh/anno nel 2031-40, prodotti principalmente in Puglia e Sicilia. Nello stesso periodo, la produzione estera dichiarata (localizzata prevalentemente in Nord Africa) è attesa pari ad 8 TWh/anno per il 2024-30 e circa 30 TWh/anno per il 2031-40. Queste numeriche confermano la necessità di importazioni per poter sostenere la domanda nazionale e le esportazioni verso Austria e Germania, nonché di un'infrastruttura su larga scala in grado di abilitare in modo efficiente tali flussi di import ed export.

6.1.3. Il progetto di rete di trasporto dell'idrogeno in Italia

Il progetto di rete di trasporto dell'idrogeno in Italia prevede la realizzazione di dorsali di trasporto e di derivazioni principali, in gran parte ubicate lungo corridoi esistenti, per collegare le produzioni nazionali del Sud Italia e le importazioni provenienti dal Nord Africa con le principali aree di consumo italiane e con i punti di uscita interconnessi alle reti estere.

Il progetto descritto nel presente Piano 2025 è sovrapponibile a quello del Piano 2023, dal quale differisce principalmente nella proporzione fra gasdotti realizzati ex novo e gasdotti di trasporto gas riconvertiti all'idrogeno. Rispetto alla precedente configurazione progettuale, sono previsti minori tratti di dorsale di trasporto da sud da riconvertire, con un aumento di tratti nuovi, mentre è stato incrementato il repurposing sulla dorsale est collegata al punto di Tarvisio. La nuova configurazione prevede ca. il 60% della lunghezza delle dorsali di trasporto idrogeno composta da gasdotti riconvertiti (i.e. repurposed) e il 40% ca. di gasdotti di nuova realizzazione, mentre le derivazioni verso le principali aree di consumo sono tutte di nuova realizzazione. Nei tratti di rete da riconvertire è stato considerato il ricollegamento degli allacciamenti ai clienti finali sui gasdotti limitrofi.

Figura 32: Backbone Italiana per il trasporto di H2



Lo sviluppo della rete è pianificato in due fasi:

- **la prima fase** prevede la realizzazione o la riconversione dei gasdotti che collegano Mazara del Vallo a Minerbio (dorsale sud) e Minerbio a Tarvisio (dorsale est), per un totale di ca. 1,910 km.
È inoltre prevista la realizzazione delle due centrali di compressione di Messina, Gallese e Minerbio di 100 MW di potenza complessiva, consentirà una capacità di importazione dalla Tunisia, nel Punto di Entrata di Mazara del Vallo, di 213 GWh/g e una capacità di esportazione verso l'Austria nel Punto di Uscita di Tarvisio di 168 GWh/g (su Tarvisio è prevista anche una capacità in entrata di valore uguale a quella in uscita);
- **la seconda fase** prevede il collegamento di Minerbio a Passo Gries (dorsale Ovest), per altri ca. 410 km.
In questa fase si prevede inoltre la realizzazione di altre 6 centrali (Enna, Tarsia, Montesano, Melizzano, Gallese e Terranuova Bracciolini) e il potenziamento di quelle di Fase 1 per complessivi ulteriori 425 MW di potenza.
La Fase 2 permetterà di incrementare la capacità di trasporto nel Punto di Entrata di Mazara del Vallo fino a 448 GWh/g e la creazione di nuova capacità di export nel Punto di Uscita di Passo Gries fino a 88 GWh/g (su Passo Gries è prevista anche una capacità in entrata di valore uguale a quella in uscita), con una capacità complessiva contemporanea di esportazione da Tarvisio e Passo Gries di 200 GWh/g.

La lunghezza complessiva delle dorsali per cui quali si prevede il “repurposing” è di circa 1.380km, ad un costo medio di 0,23 M€/km, mentre per quanto riguarda le nuove realizzazioni, si prevede una lunghezza complessiva di circa 947 km al costo medio di 3,2 M€/km.



Oltre alle dorsali si prevede la realizzazione delle derivazioni alle aree di consumo e al campo di Fiume Treste (che è previsto diventare il primo stoccaggio di idrogeno da giacimento in Italia), per altri ca. 590 km.

Sia la Fase 1 che la Fase 2 del progetto sono inserite nel piano decennale di ENTSOG con i codici H2T-A-1205.

La fase 1 del progetto è stata inserita nella sesta lista dei progetti europei di interesse comune (PCI) ed ha ottenuto 24 M€ di finanziamento da CINEA (European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency) tramite Connecting Europe Facility (CEF) per avviare gli studi di fattibilità e le indagini sul campo⁴⁸.

Tutto il progetto (Fase 1 e Fase 2) è candidato come PCI per la settima lista che verrà pubblicata entro la fine del 2025.

Figura 33: Configurazione Fase I e Fase II

FASE I PCI

Gasdotti Nuovi: 790 km, DN1200

Gasdotti Repurposed: 1125 km, DN1050-1200

Potenza Compressione: 100 MW**



FASE II PCI

Gasdotti Nuovi: 150 km, DN900

Gasdotti Repurposed: 260 km, DN1050

Potenza Compressione: 425 MW**



■ Centrale CH4 ■ Centrale H2 — Gasdotto CH4 — H2 Rep ... H2 New ● Entry CH4 ● Entry H2 ○ Impianti

* Massima capacità di export contemporanea ** Potenza in funzione

48 Snam: firmato con la Commissione europea un accordo di cofinanziamento per 24 milioni di euro per l'Italian H2 Backbone.

Il progetto SouthH2 Corridor

Come anticipato, la rete italiana di trasporto dell'idrogeno sarà interconnessa con diverse infrastrutture europee, che insieme alla Italian H₂ Backbone contribuiranno alla realizzazione del progetto SouthH₂ Corridor, corridoio strategico lungo 3.300 km, guidato dai TSOs Snam, TAG, GCA e bayernets che collegherà il Nord Africa ai principali cluster di domanda europei. Con una capacità di importazione di idrogeno di 4 Mtpa dal Nord Africa, il corridoio potrebbe soddisfare oltre il 40% dell'obiettivo di importazione di REPowerEU. Le infrastrutture interconnesse sono:

- North Africa H₂ Corridor, presentato da Sea Corridor S.r.l., candidato come Progetto di Mutuo Interesse (PMI) per la settima lista dei PCI/PMI, in quanto parte integrante del SouthH₂ Corridor europeo;
- H₂ Readiness of the TAG pipeline system, proposto da TAG GmbH, incluso nella sesta lista dei Progetti di Interesse Comune (PCI), in quanto componente del SouthH₂ Corridor e candidato per la settima;
- Alpine Hydrogen Corridor, presentato da Transitgas A.G., candidato come PMI per la settima lista dei PCI/PMI.

Altri progetti di importazione di idrogeno sono stati segnalati da promotori terzi, nell'ambito della raccolta dati propedeutica alla preparazione del Piano.

Questi progetti, allo stato attuale, non sono stati inclusi nella configurazione della rete di trasporto di idrogeno italiana, in particolare per quanto riguarda la messa a disposizione della capacità di trasporto che richiede studi e valutazioni approfondite in base alle effettive esigenze.

Le valutazioni preliminari effettuate da Snam Rete Gas evidenziano l'esigenza dei seguenti progetti di collegamento alla rete di trasporto idrogeno:

- Poseidon Pipeline H₂, proposto da IGI Poseidon S. A.: Il progetto prevede una capacità in entrata nel sistema italiano su un punto di entrata a Taranto pari a 90 GWh/g al 2035 che potrebbe essere potenziabile in una seconda fase fino a circa 150 GWh/g. Per connettere il punto alla rete H₂ identificata sarà necessario l'incremento di diametro (dagli attuali DN500 a DN1200) della derivazione di ca. 180 km che collega Taranto alla dorsale sud dell'Italian H₂ Backbone;
- North Adriatic H₂ Terminal proposto dalla società Edison S.p.A.: Il progetto prevede una capacità in entrata a Venezia nel sistema italiano pari a 30 GWh/g al 2033. Per connettere il punto alla rete H₂ identificata sarà necessario l'incremento di diametro (dagli attuali DN500 a DN750) della derivazione di ca. 30 km che collega Mestre alla dorsale est dell'Italian H₂ Backbone;

- Nuovo punto di uscita di Gorizia per l'esportazione di idrogeno verso la Slovenia, proposto da Plinovodi d.o.o. nell'ambito dello sviluppo della rete di trasporto di idrogeno slovena: Il progetto prevede una capacità in bidirezionale sul punto di interconnessione di Gorizia pari a 60 GWh/g al 2033. Per connettere il punto alla rete H₂ identificata sarà necessaria la realizzazione di un nuovo gasdotto DN750 di circa 70 km di collegamento fra Gorizia e la dorsale est dell'Italian H₂ Backbone presso Flaibano.

Le interconnessioni indicate non sviluppano capacità incrementali sulle dorsali di trasporto, pertanto:

- La somma delle capacità contemporanee di Mazara del Vallo e Taranto sarà al massimo pari a 213 GWh/g per la prima fase e di 448 GWh/g per la seconda fase;
- La somma delle capacità contemporanee in Import da Tarvisio, dal rigassificatore posizionato a Venezia e dal punto di entrata di Gorizia non potrà superare i 168 GWh/g;
- La somma delle capacità contemporanee in export da Tarvisio e dal punto di uscita di Gorizia non potrà superare i 168 GWh/g.

Ulteriori sviluppi della capacità di trasporto del sistema verranno analizzati sulla base degli effettivi impegni registrati, considerando anche lo sviluppo della domanda di Idrogeno.

Impatti sul sistema del gas naturale esistente

Gli impatti sulla rete del gas naturale, derivanti dalla riconversione di gasdotti al trasporto di idrogeno, saranno limitati e compatibili con l'attuale configurazione di importazione delle importazioni, che vede ormai la predominanza dei flussi di importazione dal sud Italia e dai terminali GNL e un ruolo di sostanziale bilanciamento dei flussi di importazione dal nord Europa attraverso il PdE di Passo Gries.

La configurazione progettuale della rete di trasporto idrogeno prevede infatti la realizzazione di nuovi gasdotti che consentiranno, unitamente ad altri interventi minori sulla rete gas di seguito descritti, il mantenimento della capacità di trasporto complessiva dal sud Italia al livello raggiunto con la realizzazione del Progetto Linea Adriatica, pari a 150 MSm³/g.

Gli interventi necessari sulla rete gas per il mantenimento della capacità di trasporto dal sud Italia saranno i seguenti:

- realizzazione di una nuova centrale nei pressi di Candela (Foggia), di potenza di ca, 35 MW;
- potenziamento della centrale di Terranuova Bracciolini, con ca, 15 MW di potenza di spinta aggiuntiva.

Relativamente alle capacità di trasporto gas nei singoli punti di entrata nel sud Italia, la stima degli impatti derivanti dalla creazione della rete di trasporto di idrogeno è la seguente:

- riduzione complessiva del 20% ca, della massima capacità contemporanea nei punti di entrata in Sicilia;
- riduzione del 50% ca, della capacità nel punto di entrata di Tarvisio,
- riduzione del 10% ca, della capacità nel punto di entrata di Passo Gries.

La stima degli impatti sulla rete di trasporto gas, in termini sia di fabbisogno infrastrutturale che di riduzione di capacità di trasporto, è il risultato di simulazioni di trasporto e definizione delle condizioni al contorno che tengono conto della migliore stima della domanda gas e dei vincoli di configurazione attualmente vigenti (i.e. spostamento del terminale di Piombino in un altro sito), al variare dei quali si rendono necessarie nuove valutazioni.

6.1.4. La rete di trasporto nel contesto europeo

Il SouthH2 corridor costituisce parte integrante dell'iniziativa European Hydrogen Backbone (EHB)⁴⁹ ed ha un ruolo cruciale nel progetto della rete Europea integrata, permettendo l'importazione dell'idrogeno dal nord Africa e il suo trasporto verso il resto dell'Europa.

L'iniziativa European Hydrogen Backbone (EHB)⁵⁰ riunisce oltre trenta operatori europei di infrastrutture gas, tra cui Snam, con l'obiettivo condiviso di sviluppare una rete paneuropea di gasdotti dedicati al trasporto di idrogeno.

Dal primo documento pubblicato nell'aprile 2022, EHB ha rilasciato aggiornamenti periodici, l'ultimo dei quali risale ad aprile 2024⁵¹. Le principali ipotesi alla base dello sviluppo della rete sono:

- Entro il 2030, si prevede una rete iniziale di 32.616 km di gasdotti dedicati all'idrogeno;
- La rete sarà costituita da 16.865 km di infrastrutture riconvertite ("*repurposed*") e 15.752 km di nuove realizzazioni ("*new built*");
- L'infrastruttura è destinata a crescere fino a raggiungere una lunghezza complessiva di circa 58.000 km entro il 2040, con ulteriori estensioni previste anche oltre tale data.

EHB prevede al 2030 lo sviluppo di 5 corridoi principali di importazione:

- **Corridoio A: North Africa & Southern Europe (SouthH2 Corridor);**
- **Corridoio B: Southwest Europe & North Africa;**
- **Corridoio C: North Sea;**
- **Corridoio D: Nordic and Baltic Regions;**
- **Corridoio E: East and South-East Europe.**

⁴⁹ Le società che partecipano all'iniziativa sono Amber Grid, Bulgartransgaz, Connexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FlusSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gascade, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, GASCADE, Gas Networks Ireland, GRTgaz, National Gas Transmission, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinacro, Plinovodi, REN, Snam, TAG, Teréga, Transgaz, Transitgas AG e i trasportatori ucraini.

⁵⁰ Le società che partecipano all'iniziativa sono Amber Grid, Bulgartransgaz, Connexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FlusSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, Gascade, Gasgrid Finland, Gassco, Gasunie, GASCADE, Gas Networks Ireland, GRTgaz, National Gas Transmission, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinacro, Plinovodi, REN, Snam, TAG, Teréga, Transgaz, Transitgas AG e i trasportatori ucraini.

⁵¹ <https://ehb.eu/page/publications>

Di seguito una rappresentazione dei 5 corridoi.

Figura 34: Rappresentazione dei corridoi di importazione

- (A)** North Africa & Southern Europe (SouthH2 Corridor)
- (B)** Southwest Europe & North Africa
- (C)** North Sea
- (D)** Nordic and Baltic Regions
- (E)** East and South-East Europe



6.1.5. Fabbisogni di stoccaggio di idrogeno

Lo stoccaggio di idrogeno assumerà progressivamente un ruolo importante nel garantire la modulazione stagionale, in particolare legata alla variabilità della produzione di idrogeno da energia solare, accumulando il surplus di produzione dei mesi estivi e restituendolo al mercato nei mesi invernali. Tuttavia, oltre al ruolo di modulazione stagionale, si prevede che lo stoccaggio di idrogeno sarà chiamato a fornire servizi di modulazione, complementari ai servizi di modulazione della produzione, su orizzonti temporali più brevi:

- giornalieri, per far fronte all'intermittenza delle fonti rinnovabili solari, assicurato prevalentemente dalle variazioni di linepack e da accumuli di superficie;
- settimanali, per far fronte alla variabilità delle produzioni rinnovabili (i.e. dunkenflaute) e assorbire le fluttuazioni della domanda tra giorni feriali e fine settimana, assicurato prevalentemente da accumuli di superficie;
- mensili, in particolare per far fronte alla variabilità della domanda industriale (e.g., mese di agosto), che si ritiene possa essere assicurato dallo stoccaggio di modulazione stagionale in controflusso.

Una prima stima del fabbisogno di stoccaggio, basata sulle previsioni di domanda e sui profili di produzione attesi in Italia e nel nord Africa, ha individuato un fabbisogno di stoccaggio in relazione agli orizzonti temporali sopra descritti di 5 TWh al 2040 che potrebbe crescere ulteriormente nel 2050.

Gli impianti di produzione di idrogeno da gas naturale, associati al CCS per garantirne la decarbonizzazione, unitamente agli impianti di elettrolisi aventi funzioni *"network related"*, potranno svolgere un ruolo importante per garantire maggiore programmabilità alla produzione di idrogeno, riducendo il fabbisogno di stoccaggio e creando la base per lo sviluppo di nuovi servizi di modulazione.

6.1.6. Sector Coupling con elettrolizzatori aventi *"Network Related Function"*

Il Regolamento TEN-E include gli elettrolizzatori tra le infrastrutture energetiche prioritarie, a condizione che:

- abbiano una capacità minima di 50 MW;
- rispettino l'obbligo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra previsto all'articolo 25, paragrafo 2, e all'allegato V della direttiva (UE) 2018/2001;
- abbiano funzioni *"network related"*, contribuendo alla flessibilità e all'efficienza di sistema delle reti di energia elettrica e di idrogeno.

Gli atti delegati adottati in attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II) stabiliscono che la produzione di idrogeno rinnovabile non debba avvenire esclusivamente in condizioni di sovrapproduzione energetica (over generation), ma possa essere considerata conforme anche in presenza di una delle seguenti quattro condizioni:

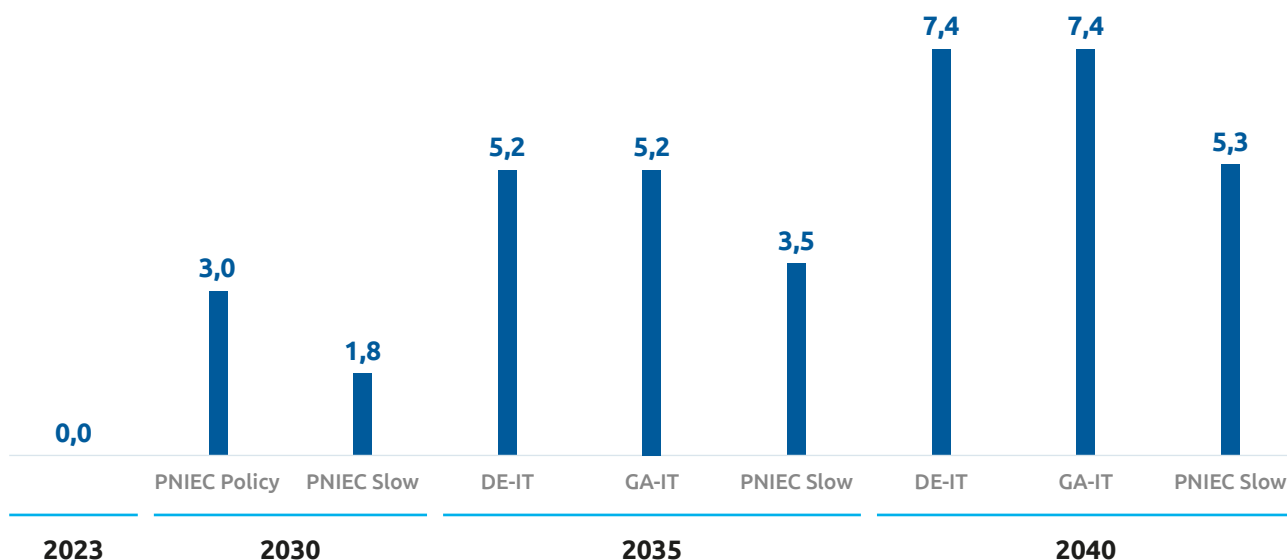
- Connessione diretta tra elettrolizzatore e impianto alimentato da fonti rinnovabili (FER), a condizione che quest'ultimo sia entrato in esercizio nei 36 mesi precedenti l'avvio dell'elettrolizzatore;
- Prelievo da rete elettrica in presenza di un contratto di acquisto di energia (PPA), purché siano rispettati i criteri di addizionalità, che includono la correlazione temporale e geografica tra produzione e consumo, nonché l'incremento della capacità FER installata;
- Prelievo da rete in aree (bidding zones) in cui la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili supera il 90% del mix energetico;
- Limitazione delle ore di funzionamento dell'elettrolizzatore, che devono essere inferiori al numero di ore in cui la fonte marginale di generazione elettrica è stata rinnovabile o nucleare nell'anno precedente.

Queste disposizioni mirano a garantire che l'idrogeno verde venga prodotto in modo sostenibile, contribuendo all'incremento della capacità rinnovabile e alla riduzione delle emissioni di gas serra, in linea con gli obiettivi del piano REPowerEU. Di conseguenza il fattore di utilizzo degli elettrolizzatori, rispettando i vincoli sopra descritti, potrà aumentare rispetto al caso in cui sia previsto l'utilizzo della sola overgeneration.

Il documento di scenario DDS 2024, redatto in coordinamento con Terna, prevede che una quota parte dei consumi elettrici tra il 2030 e il 2040 sia dedicata alla produzione di idrogeno, con valori fino a 10 TWh al 2030 e 28 TWh al 2040 a seconda degli scenari utilizzati.

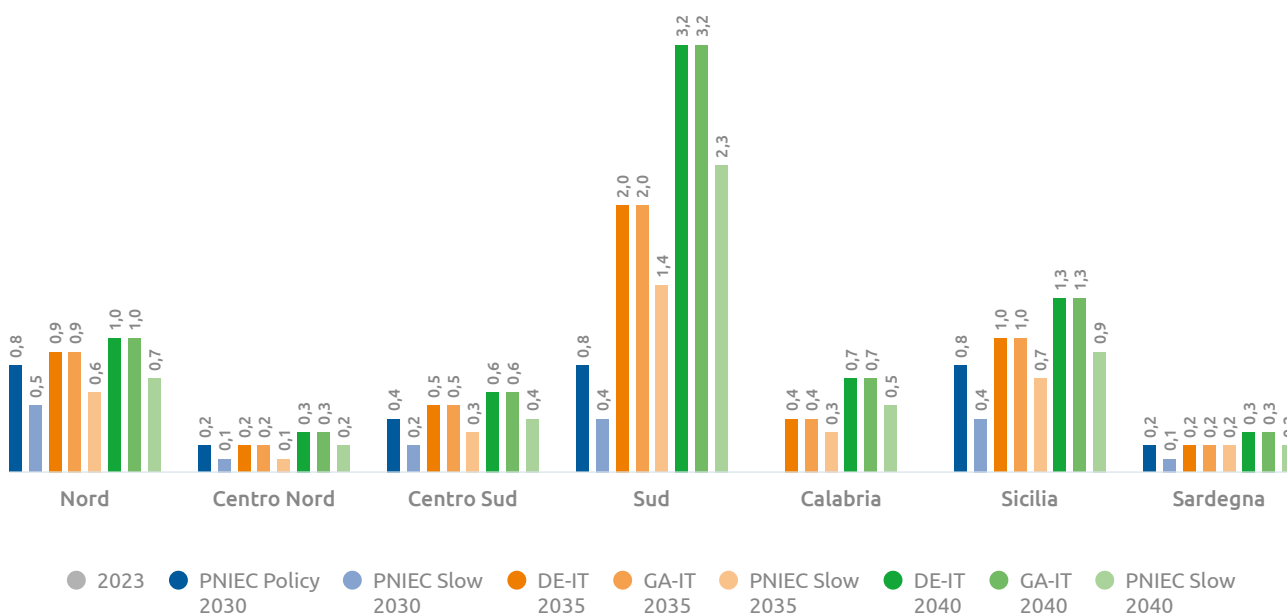
I valori di capacità complessiva di elettrolisi previsti dai diversi scenari fino al 2040 sono rappresentati nel grafico seguente.

Figura 35: Capacità installata di elettrolizzatori per scenario



La maggior potenza installata è prevista da tutti gli scenari nel sud Italia, come evidenziato nella figura seguente.

Figura 36: Evoluzione della capacità zonale degli elettrolizzatori negli scenari



Infine, nel documento di scenario congiunto SNAM-Terna DDS'24, vengono riportate le stime relative alla sovrapproduzione da fonti rinnovabili (over generation), che aprono alla possibilità di impiegare elettrolizzatori con funzioni correlate alla rete ("network related"). Le previsioni indicano volumi potenzialmente utilizzabili pari a circa 5 TWh entro il 2030, con un incremento fino a 16 TWh al 2040.

Realizzazione di elettrolizzatori “Network Related Function” nel sud Italia

La conversione di parte della “overgeneration” in idrogeno da miscelare nella rete gasdotti con miscele non superiori al 2% può essere ottenuta con l’installazione, nelle regioni del sud Italia, di elettrolizzatori aventi funzioni “network-related” e di potenza superiore a 50MW, avviando in tal modo la produzione di idrogeno su scala industriale.

Snam Rete Gas ha pianificato due progetti (meglio descritti nella scheda allegata) per la realizzazione di elettrolizzatori in Puglia e in Sicilia, da sviluppare in 2 fasi successive:

- La prima fase prevede l’installazione di due elettrolizzatori in Puglia e in Sicilia con taglia leggermente inferiore a 100 MW in prossimità dei metanodotti dedicati all’importazione da Melendugno e Mazara/Gela, i cui elevati volumi in transito garantiscono la miscelazione fino a una percentuale massima del 2% in volume;
- La seconda fase si potrà sviluppare fino ad una potenza di elettrolisi installata di 1,4 GW, assumendo che la produzione di idrogeno sia immessa nella rete di trasporto dedicata.



6.2. Carbon capture and sequestration (CCS)

Snam è impegnata nello sviluppo del progetto Ravenna CCS (in joint venture paritetica tra Eni e Snam), il principale e maggiore progetto per lo stoccaggio di CO₂ nel Sud Europa e nell'area Mediterranea.

Il trasporto della CO₂ dai siti emissivi dove saranno installati gli impianti di cattura al sito di compressione di Casalborsetti (RA), dove è prevista la centrale di compressione per l'iniezione nel sottosuolo, avverrà principalmente via pipeline.

Lo sviluppo del progetto Ravenna CCS e della rete di trasporto della CO₂ sono descritti di seguito.

6.2.1. Indagine sul potenziale di mercato CCS

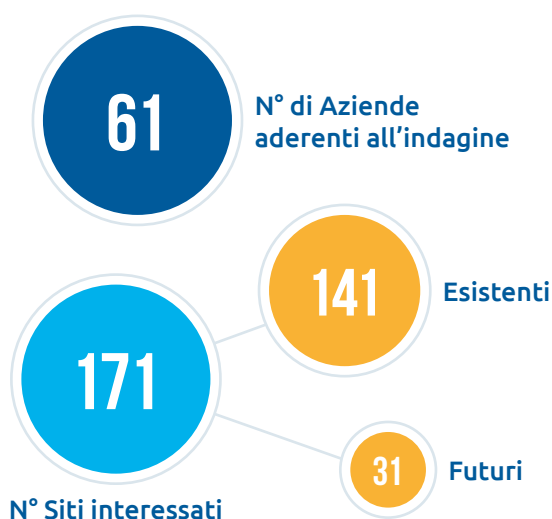
Come descritto al capitolo 4, nel 2024 Snam ha condotto una indagine sul potenziale di mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ presso il sito di Ravenna, rivolta ad aziende con siti industriali in Italia, con l'obiettivo di:

- informare gli stakeholders interessati circa lo sviluppo modulare ed integrato del trasporto di CO₂ al servizio della decarbonizzazione del sistema industriale italiano, funzionale alla raccolta e al conferimento di volumi di CO₂ allo stoccaggio geologico permanente che sarà realizzato nell'ambito del Progetto Ravenna CCS;
- raccogliere dati e informazioni tecnico/economiche sulla base dei quali identificare le modalità di trasporto della CO₂ ottimali sul piano tecnico-economico per il sistema industriale italiano;
- testare l'interesse del mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ presso il sito di Ravenna tramite manifestazioni di interesse non vincolanti.

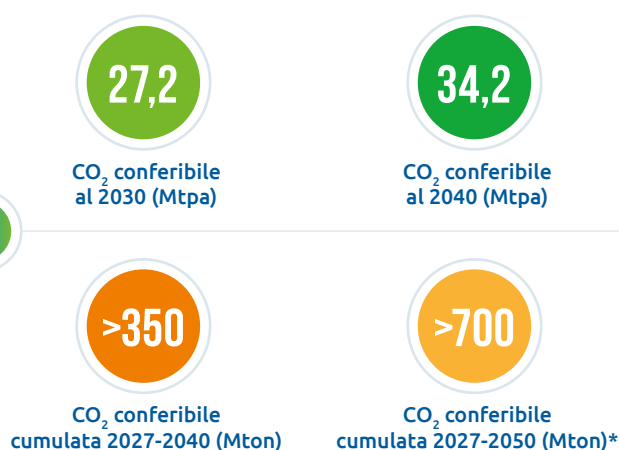
61 aziende hanno risposto alla survey, per un totale di 172 siti emissivi in Italia, prevalentemente esistenti, come rappresentato nella figura seguente.

Figura 37: Summary risultati Market Test CO₂

AZIENDE PARTECIPANTI



MANIFESTAZIONI DI INTERESSE AL CONFERIMENTO



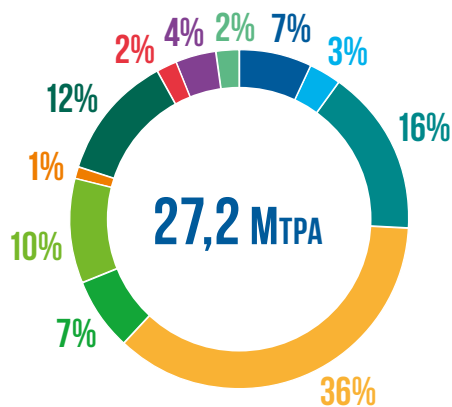
* Calcolato nell'ipotesi che i volumi di CO₂ conferibili annualmente nel periodo 2041-2050 siano gli stessi indicati dai rispondenti nell'anno 2040

L'indagine ha raccolto espressioni di interesse preliminari e non vincolanti al conferimento di ca. 27 Mton/anno al 2030 e 34 Mton/anno al 2040.

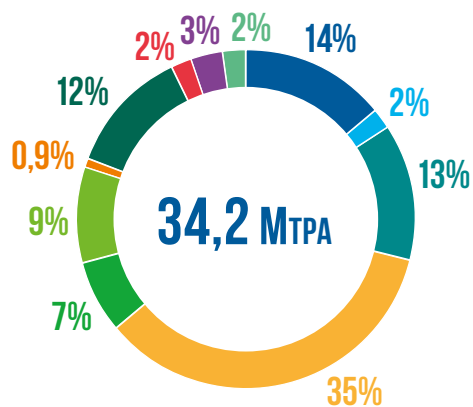
Il settore che ha dimostrato il maggior interesse in termini di volumi di CO₂ conferibili è quello della generazione elettrica (Powergen), seguito dai settori del waste to energy, del cemento, della raffinazione e della chimica, dell'acciaio e dagli altri energivori (calce, carta, vetro e ceramica).

Figura 38: Distribuzione settoriale dei volumi di CO₂

2030



2040

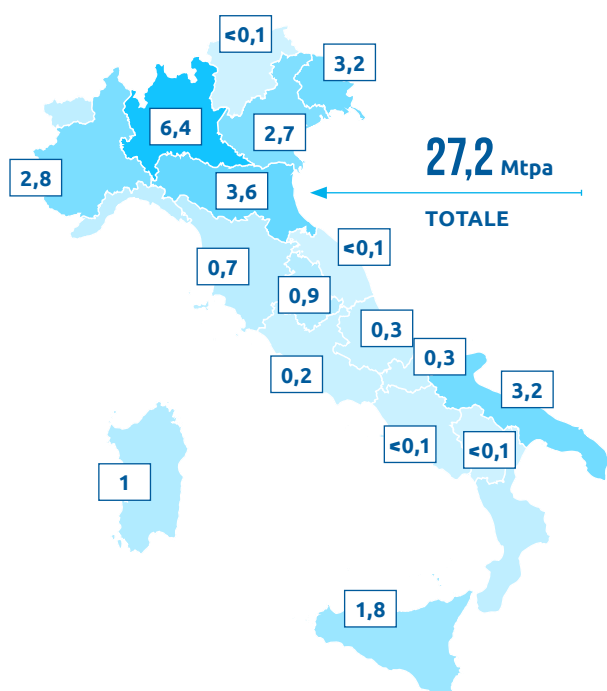


● Cemento ● Calce ● Waste to Energy ● Powergen ● Chimica ● Raffinazione ● Carbon Removal
● Acciaio ● Vetro ● Carta ● Ceramica

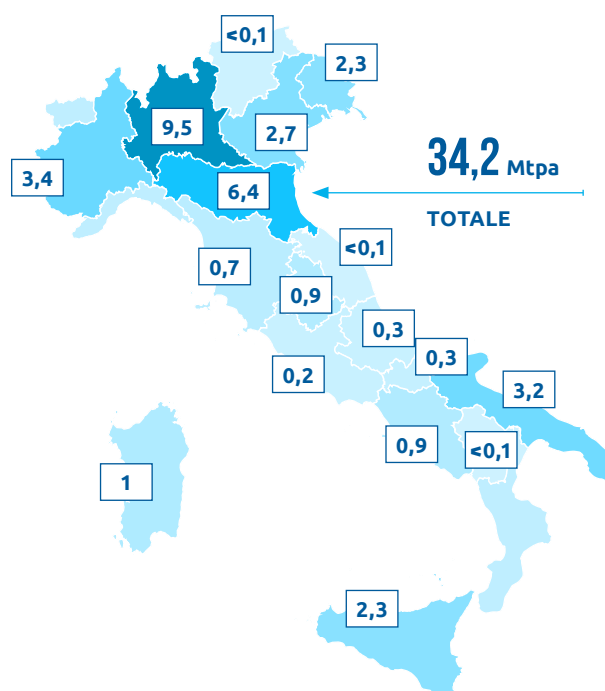
Le manifestazioni di interesse sono distribuite su tutto il territorio nazionale; spiccano tuttavia le regioni del Nord, in particolare Lombardia ed Emilia-Romagna che assieme al Veneto corrispondono alle aree più prossime al sito di stoccaggio in cui è stato pianificato lo sviluppo della rete di trasporto.

Figura 39: Distribuzione geografica dei volumi di CO₂

CO₂ CONFERIBILE AL 2030 (MTPA)



CO₂ CONFERIBILE AL 2040 (MTPA)



6.2.2. Stoccaggio di anidride carbonica: Progetto Ravenna CCS

Attualmente in Italia l'unico sito di stoccaggio geologico permanente verso cui convogliare la CO₂ tramite la rete di trasporto è quello individuato nel progetto Ravenna CCS, la cui fase iniziale (cosiddetta Fase 1) è stata avviata nel 2024 e prevede lo stoccaggio fino a 25.000 tonnellate tonnellate per anno di CO₂ catturate dalla centrale Eni di trattamento di gas naturale di Casalborgorsetti (Ravenna).

L'avvio della fase industriale (cosiddetta Fase 2), previsto a partire dal 2028, prevede lo stoccaggio fino a 4 milioni di tonnellate per anno (Mtpa) di anidride carbonica entro il 2030. A Ravenna, entro il 2029, è prevista anche la realizzazione del polo logistico Ravenna Hub, in grado di ricevere a mezzo navi, treni e camion la CO₂ in fase liquida e rigassificarla per l'invio allo stoccaggio, in tal modo abilitando anche la decarbonizzazione di poli industriali distanti dalla dorsale di trasporto via tubo.

Successivamente al 2030, con l'ulteriore sviluppo della domanda e dell'infrastruttura CCS, si prefigura un graduale aumento della capacità di stoccaggio fino a 16 milioni di tonnellate di anidride carbonica per anno. Tale capacità di stoccaggio potrà contribuire alla decarbonizzazione del 48% delle emissioni residue dei settori italiani hard to abate non riducibili con le altre leve⁵².

Lo sviluppo della rete di trasporto di seguito descritta verte sull'area di Ravenna come punto di arrivo della CO₂ trasportata, più precisamente in corrispondenza della Centrale di Compressione di Casalborgorsetti, la quale rientra nello scopo del progetto Ravenna CCS.

6.2.3. La rete di trasporto di anidride carbonica

L'anidride carbonica (CO₂) è un gas inerte non infiammabile il cui trasporto tramite gasdotti è basato su tecnologie mature, applicate in sicurezza da decenni in diversi settori industriali. La progettazione dei gasdotti per il trasporto CO₂ è ad oggi eseguita ai sensi delle normative nazionali applicabili al trasporto di gas naturale (in particolare del DM 16 aprile 2008, Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Interno), integrate con requisiti specifici derivati dalle normative in uso a livello internazionale.

Ai sensi del Decreto-legge 9 dicembre 2023, n.181, è prevista l'emanazione di una regola specifica tecnica per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle reti di trasporto di anidride carbonica. La normativa recepisce gli standard internazionali (come la ISO 27913), Europei (EN1594) e nazionali, garantendo che le infrastrutture vengano progettate ed operate secondo criteri tecnici rigorosi che ne garantiscono l'idoneità, la sicurezza e la sostenibilità ambientale. Le reti dedicate al trasporto della CO₂ sono assimilabili ai gasdotti già utilizzati per il trasporto del gas naturale e sono adattate alle particolari caratteristiche fisico-chimiche della CO₂. È prevista la possibilità di riconversione di condotte esistenti, purché siano verificate e adeguate secondo i requisiti tecnici assicurando così la piena sicurezza delle infrastrutture.

Il progetto di rete di trasporto di anidride carbonica prevede il collegamento dei principali distretti industriali del Nord Italia con l'infrastruttura di stoccaggio, il cui sviluppo è previsto nell'area di Ravenna. La CO₂ immessa in rete dagli utenti, trasportata tramite gasdotti fino alla centrale di compressione di Casalborgorsetti (nel comune di Ravenna), verrà trasferita fino alle piattaforme offshore per l'iniezione e il confinamento permanente nei giacimenti individuati nell'Adriatico settentrionale.

Il progetto prevede il ricorso, ove fattibile, al "repurposing" di gasdotti esistenti e la realizzazione di nuovi gasdotti, con tracciati prevalentemente paralleli a quelli esistenti, in modo da minimizzare l'utilizzo di territorio. Il trasporto della CO₂ è previsto allo stato gassoso in condizioni subcritiche, ovvero con pressioni inferiori a ca. 40 bar, almeno fino alla centrale di raccolta di Casalborgorsetti.

⁵² Fonte: The European House Ambrosetti. Tale potenziale di sviluppo della capacità di iniezione riveste carattere indicativo programmatico e non di obiettivo vincolante.

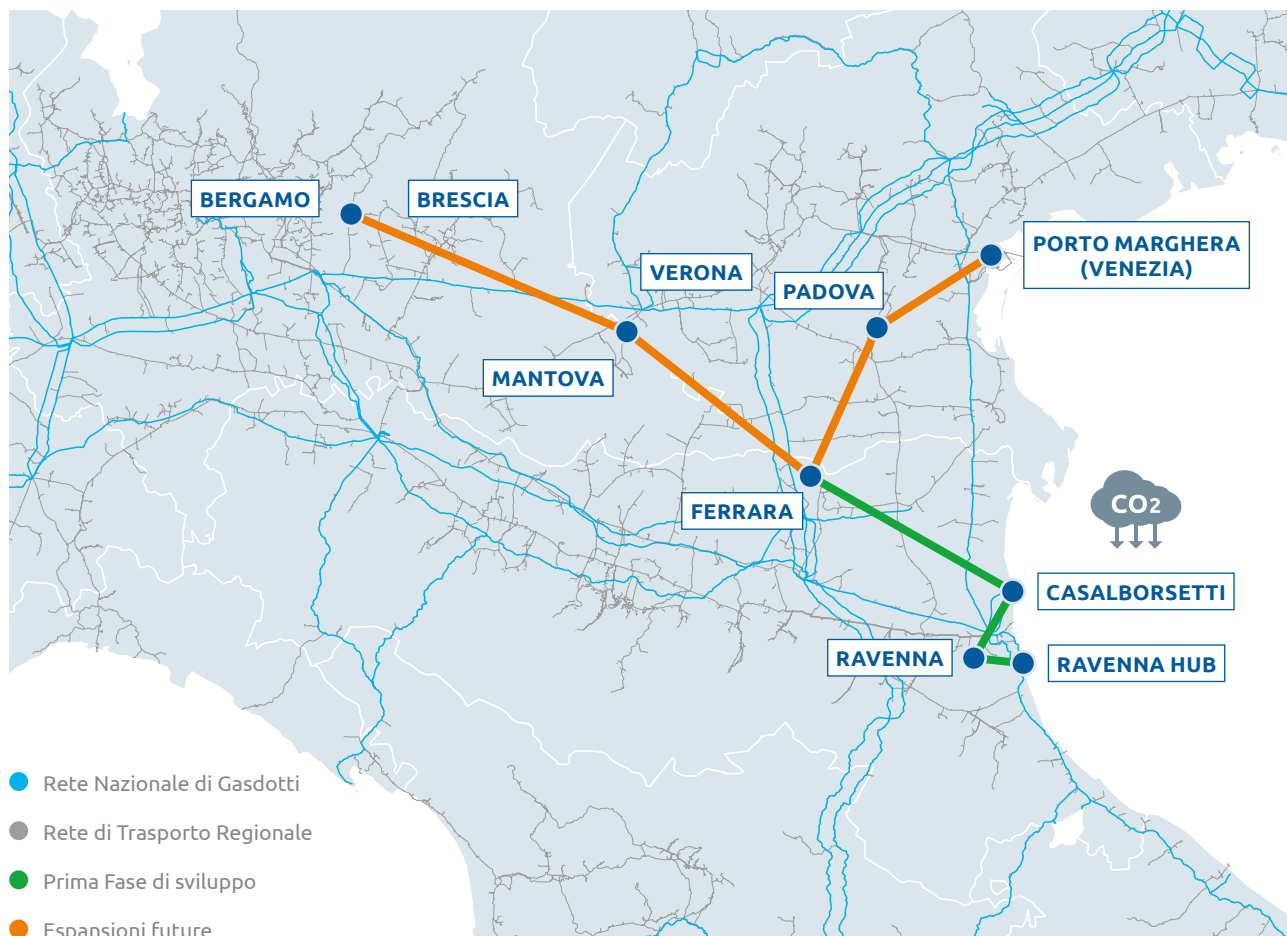
È previsto che la rete di trasporto si sviluppi come infrastruttura regolata, la cui espansione progressiva sarà guidata dalla domanda di conferimento degli emettitori e dallo sviluppo della relativa capacità di stoccaggio, seguendo un approccio modulare.

Sulla base della domanda di servizi di trasporto via pipeline attualmente stimata, Snam ha identificato e dimensionato preliminarmente i tracciati infrastrutturali che sono dimensionati in modo adeguato non solo per la prima fase industriale del progetto di stoccaggio (4 Mtpa), ma anche per gli ulteriori sviluppi geografici e di capacità, in ottica di ottimizzazione ed efficienza complessiva.

È possibile distinguere almeno due fasi di sviluppo della rete, come rappresentato in figura 8:

- Il primo nucleo di sviluppo consentirà di collegare i poli industriali di Ravenna e Ferrara con il sito di stoccaggio. L'area di Ravenna sarà collegata mediante il riutilizzo di una condotta esistente di lunghezza pari a circa 15 km e la realizzazione di un nuovo tratto di 5 km circa. L'area industriale di Ferrara verrà collegata da una nuova condotta di 75 km circa. Le due infrastrutture citate saranno in grado di soddisfare sia la capacità crescente richiesta nel ferrarese e nell'area portuale di Ravenna, sia i conferimenti da altre aree di successivo sviluppo nella pianura Padana.
- In una seconda fase di sviluppo saranno realizzate due direttrici di trasporto al fine di collegare ulteriori distretti industriali in Pianura Padana, a partire da quelli che presentano il maggior potenziale di conferimento di CO₂ in rete. Più in dettaglio, una direttrice di rete verso nord-est collegherà i distretti industriali di Padova e Porto Marghera; verso ovest saranno invece collegati i poli di Mantova, Brescia e Bergamo. Le tempistiche di realizzazione e il dimensionamento delle direttrici verranno definiti in base alle richieste provenienti dal mercato. La conferma dei tracciati e l'eventuale sviluppo di percorsi alternativi sarà inoltre soggetta alle previsioni del quadro normativo e regolatorio di settore.

Figura 40: Infrastruttura per il trasporto della CO₂



La consistenza del progetto di rete di trasporto di CO₂ è riportata nella tabella seguente.

Tracciato	Lunghezza	MOP	Diametro	NOTE
Ferrara - Casalborsetti	75 km	40 bar	DN900	new built
Marghera/Padova - Ferrara	95 km	40 bar	DN650	new built
Bergamo/Brescia - Ferrara	230 km	40 bar	DN650	new built
Ravenna - Casalborsetti	20 km	40 bar	DN600	15 km repurposed, 5 new built

Il progetto della rete di trasporto sopra descritta, insieme a quello dello stoccaggio di Ravenna, è stato incluso nel PCI “CALLISTO (CARbon Liquefaction transportation and STOrage) Mediterranean CO₂ Network”, che mira a creare una rete mediterranea per la raccolta, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂.

Oltre il 2030, in ragione del previsto l'incremento della capacità di stoccaggio, la rete potrà essere ulteriormente estesa in Pianura Padana abilitando il collegamento tramite gasdotto di altri distretti industriali nonché, più in prospettiva, l'interconnessione con le reti di altri paesi europei (Austria, Slovenia, ecc.). Inoltre, ulteriori infrastrutture locali potranno essere realizzate in poli costieri come Priolo-Augusta e Taranto per raccogliere la CO₂ in forma gassosa dagli emettitori industriali e trasportarla fino agli hub logistici costieri, permettendo il successivo trasporto via nave fino all'Hub di Ravenna.



07

BENEFICI PER IL SISTEMA PAESE

BENEFICI PER IL SISTEMA PAESE

7.1. I benefici per il sistema gas

Il gas naturale ha garantito all'Italia una fonte di energia a costi contenuti e a basso impatto ambientale, anche grazie all'abbondanza di giacimenti nazionali il cui sfruttamento intensivo è iniziato dal primo dopoguerra, spiazzando progressivamente combustibili più inquinanti e importati, quali i prodotti petroliferi e il carbone, e sostenendo lo sviluppo dell'industria manifatturiera italiana.

Ancor oggi⁵³, nonostante la produzione nazionale sia scesa a circa il 4% del fabbisogno, il gas naturale copre il 35% del mix energetico italiano, mentre il petrolio copre il 38%, le fonti rinnovabili il 20% e dalle altre fonti con l'8%.

Più recentemente, grazie alla sua penetrazione nella produzione termoelettrica che vale oggi il 47%⁵⁴ del mix elettrico, il gas naturale ha svolto un ruolo fondamentale nel ridurre le emissioni: negli ultimi 20 anni, l'Italia ha visto un calo di quasi il 45% delle emissioni nel settore elettrico, a fronte di un incremento medio mondiale del 59% nello stesso intervallo temporale.

Le infrastrutture gas hanno quindi già fornito un contributo importante alla transizione energetica e alla decarbonizzazione dell'economia italiana e continueranno a farlo con lo sviluppo del biometano e in futuro dell'idrogeno, trasformandosi in reti multi-vettoriali in grado di accogliere e trasportare biometano, metano sintetico, idrogeno e anidride carbonica.

53 Dati Eurostat 2023, ENEA.

54 Fonte: statistiche Terna 2024.

7.1.1. Principali sviluppi infrastrutturale sottesi al Piano

La diversificazione delle fonti di approvvigionamento e il perseguimento dell'unione energetica europea, attraverso il potenziamento delle reti di trasporto, il pieno utilizzo dei sistemi di stoccaggio e l'adozione di politiche comuni di prevenzione delle crisi e di contenimento dei prezzi dell'energia saranno nei prossimi decenni la vera sfida per il raggiungimento sostenibile degli obiettivi di decarbonizzazione che tuteli gli interessi dei consumatori finali e garantisca la sicurezza energetica.

In questo Piano sono compresi i progetti di sviluppo infrastrutturale decisi, avviati e in parte realizzati per raggiungere gli obiettivi di diversificazione delle fonti di approvvigionamento conseguenti al conflitto in Ucraina e per garantire l'integrazione del sistema gas europeo.

Il piano inoltre prevede investimenti che sono necessari affinché la rete gas mantenga, e se possibile accresca, il proprio livello di sicurezza, affidabilità e flessibilità. Oltre ai benefici di sicurezza riconducibili agli interventi di sostituzione e mantenimento, gli altri benefici apportati dal piano sono conseguenti all'incremento di capacità nei punti di entrata e di uscita della rete e alla risoluzione delle congestioni lungo la dorsale di trasporto da sud. Di seguito si riporta un breve riepilogo dei principali benefici fisici sottesi al piano, per la cui valorizzazione economica si rimanda alle schede di progetto:

- Incremento della capacità di trasporto dai punti di entrata del sud Italia: 28 MSmc/g, di cui 5 MSm³/g legati all'entrata in esercizio del progetto Linea Adriatica Fase 1;
- Incremento della capacità di trasporto dalla Puglia: 12,5 MSmc/g;
- Incremento della capacità di trasporto dai punti interconnessi con i terminali di rigassificazione GNL: 33 MSm³/g, di cui 21 MSm³/g conseguenti l'entrata in esercizio dell'Allacciamento al terminale FSRU di Ravenna e 12 MSm³/g (33GWh/g) disponibili a seguito dell'entrata in esercizio del progetto Linea Adriatica Fase 1;
- Incremento della quota di biometano nella rete di trasporto: fino a 3,3 BSmc anno;
- Nuovi gasdotti e rinnovamento della rete di trasporto per oltre 3.000 km;
- Elettificazione del parco compressori della rete di trasporto: 175 MW
- Riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera di 210 kton/a che potranno crescere fino a 36 Mton/a con la realizzazione della rete multivettoriale per il trasporto di idrogeno e CO₂.



7.2. Metodologia ACB

L'analisi Costi-Benefici è stata eseguita tenendo conto del documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" approvato dall'ARERA con la Delibera 230/2019/R/gas e dei successivi aggiornamenti del documento stesso⁵⁵ e della relativa appendice così come pubblicato sul sito Snam.

L'analisi Costi-Benefici è obbligatoria per ogni progetto classificato superiore ai 25 M€ per la rete nazionale e ai 5 M€ per la rete regionale⁵⁶. Per ogni progetto è prevista una scheda di intervento ad hoc negli allegati al Piano, che rappresenta i seguenti tre indicatori chiave:

- B/C - Rapporto Benefici attualizzati su Costi attualizzati
- VAN - Valore Attuale Netto dei flussi attualizzati
- Payback period - Anno in cui i flussi attualizzati consentono di ripagare l'investimento
- I risultati sono riportati nelle schede specifiche di ogni intervento all'interno degli allegati al Piano.

7.2.1. Scenari di domanda

Gli indicatori previsti dalla metodologia ACB sono calcolati in almeno due scenari contrastanti, ognuno dei quali presenta assunzioni diverse rispetto a domanda gas, produzione di biometano e costo delle fonti energetiche, coerentemente con quanto descritto nel capitolo 3 del Piano.

7.2.2. Assunzioni

Assunzioni sulla domanda gas

Le proiezioni di domanda gas sono state definite sia per l'Italia che per il resto dell'Europa. Ai fini dell'analisi è stata utilizzata per l'Italia la domanda gas prevista nel documento di descrizione degli scenari, mentre per il resto dell'Europa la domanda gas assunta coincide con quella fornita da ENTSG nel Piano decennale (TYNDP 2024). In particolare, lo scenario NT+ è stato considerato come riferimento per tutti gli scenari.

Assunzioni sullo scenario infrastrutturale

La configurazione infrastrutturale utilizzata nelle simulazioni considera le capacità di trasporto attuali a cui sono state aggiunte quelle che saranno abilitate dai progetti per i quali è stata presa una decisione finale di investimento (FID), così come riportati nel Piano decennale 2024 di ENTSG (TYNDP 2024). A questi progetti sono stati aggiunti quelli la cui FID è stata presa nell'intervallo di tempo compreso tra la pubblicazione dell'Annex A del TYNDP e giugno 2025.

Assunzioni prezzi fonti energetiche e CO₂

Le fonti energetiche rilevanti ai fini delle elaborazioni sottostanti al Piano sono: energia elettrica, carbone e greggio, i cui prezzi, unitamente a quello della CO₂, sono definiti nel documento di descrizione degli scenari DDS'24.

⁵⁵ Ultima modifica con delibera 532/2023/R/gas.

⁵⁶ Sono esclusi dall'ambito di applicazione della ACB gli interventi che l'impresa di trasporto è tenuta a realizzare ai sensi di legge, quali gli allacciamenti, ivi inclusi quelli relativi alla realizzazione di un nuovo punto di interconnessione tra reti, e gli interventi finalizzati a garantire l'esercizio in sicurezza della rete di trasporto del gas.

7.3. Determinazione dei benefici per il sistema Paese

7.3.1. Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Nazionale

Progetti con obiettivo generale di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e security of supply

I benefici individuati per questa categoria di interventi sono i seguenti:

- **B1 variazione del social welfare connessa alla riduzione dei costi di fornitura:** si è considerata la variazione di social welfare per i diversi scenari contrastanti, ivi compresi fenomeni di volatilità dei prezzi legati a particolari condizioni di stress del sistema.
- **B3d Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption:** Il beneficio B3 è stato determinato per distinte situazioni di potenziale “disruption” considerando le interruzioni di natura infrastrutturale e di approvvigionamento di cui all'Appendice Informativa dei Criteri applicativi, riportate in Allegato, considerate come eventi indipendenti per la determinazione della probabilità di accadimento (e.g. incidenti, eventi climatici estremi, etc.).
- **B3n Incremento sicurezza e affidabilità in condizioni normali:** si è provveduto a valutare il delta tra la domanda eventualmente non coperta in caso di realizzazione del progetto e la domanda non coperta nello scenario controfattuale, in presenza di una climatica eccezionale.
- **T2 Trasferimento monetario determinato da corrispettivi tariffari entranti o uscenti dal sistema italiano:** è determinato, applicando ai flussi medi mensili incrementali di export abilitati dal progetto il corrispettivo associato al conferimento di capacità mensile in import e in export nei rispettivi PdE e di uscita dal sistema italiano.

Per la determinazione dei benefici sono state effettuate simulazioni di mercato ad intervalli quinquennali, utilizzando il modello per la definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas, linearizzando i benefici fra gli anni di analisi ai fini del calcolo degli indicatori economici. Snam Rete Gas ha svolto le simulazioni considerando l'intero perimetro europeo con il fine di descrivere appropriatamente le condizioni di approvvigionamento e di scambio con i Paesi limitrofi.

Le principali assunzioni utilizzate nelle simulazioni di mercato, oltre alla interruzione completa dei flussi di gas dalla Russia a partire dal 2027, sono le seguenti:

- Potenziale dal sud Italia (comprensivo di flussi da Algeria, Libia e Azerbaijan): fino a un massimo di 47 BS_{mc}/a;
- Potenziale dal Mare del Nord: circa 100 BS_{mc} fino al 2030, decrescente a circa 50 BS_{mc} nel 2040;
- Potenziale da GNL: una disponibilità pari al tasso di utilizzo medio dei terminali Europei nel biennio 2022/2023 in Europa (ca. 83%⁵⁷) e in Italia (ca. 76%);
- Potenziale dall'Azerbaijan: incremento delle disponibilità per l'Italia fino a 18 BS_{mc}, pari alla full expansion del sistema TAP;
- Potenziale dalle Produzioni Nazionali e di biometano: a livello europeo sono stati utilizzati valori coerenti con quanto previsto nel più recente scenario ENTSG/ENTSO-E, mentre per l'Italia con quanto previsto dal DDS 2024 Snam-Terna.

Progetti con obiettivo generale di sostenibilità

La valutazione dei progetti di sostenibilità, in particolare quelli delle Centrali Dual Fuel, è stata effettuata considerando i profili di compressione delle centrali di spinta risultanti dalle simulazioni di trasporto considerando gli scenari di flusso precedentemente descritti.

Tali profili di compressione sono stati prevalentemente allocati sui nuovi compressori elettrici (caratterizzati da maggiore efficienza) nel rispetto dei vincoli tecnici.

Al fine di stimare il contributo in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ nel lungo termine, si è tenuto conto della quota di energia rinnovabile utilizzata dagli elettrocompressori, prevalentemente concentrata nelle fasce orarie centrali della giornata, e delle emissioni di Scope 2 della quota di energia elettrica utilizzata nelle altre fasce orarie, in cui è prevalente il ricorso alla generazione a gas.

57 Media 2023 funzionamento dei terminali principali europei, senza considerare i terminali spagnoli e tedeschi.

A valle dell'ottimizzazione dei consumi energetici e delle emissioni, è stato stimato il potenziale contributo degli elettrocompressori al sistema elettrico nel contesto di sector coupling: l'attività di compressione delle nuove macchine elettriche, ottimizzata in base ai flussi attesi su base giornaliera, si traduce in domanda flessibile che può essere distribuita a livello orario per massimizzare la riduzione dei volumi a scendere sul Mercato dei Servizi di Bilanciamento (MB). Il beneficio economico che ne deriva è dato dal costo evitato delle risorse di regolazione meno convenienti che sarebbe altrimenti stato necessario approvvigionare, per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

In esito alla prima fase di analisi, sono stati definiti i seguenti benefici:

- **B5comb e B5ed - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas climalteranti da combustione e da emissione diretta:** è stata stimata la riduzione di emissioni della CO_{2eq} conseguente all'utilizzo delle macchine elettriche, valorizzata sulla base di quanto pubblicato nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.
- **B6 - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti non climalteranti:** è stata stimata la riduzione di emissioni di ossido di azoto (NOX) conseguente all'utilizzo delle macchine elettriche, valorizzata sulla base di quanto pubblicato nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.
- **B8 - Riduzione dei costi di compressione:** sono stati stimati i minori costi energetici necessari per garantire i profili di compressione, considerando il costo dell'energia elettrica nelle ore centrali della giornata e il costo del gas utilizzato per la produzione di energia elettrica nelle altre fasce orarie, valorizzato sulla base di quanto pubblicato nell'appendice informativa dei criteri applicativi dell'analisi costi benefici.

In esito alla seconda fase di analisi, è stato definito il seguente beneficio:

- **B9 - Fornitura di flessibilità al sistema elettrico:**
Con la delibera 139/2023/R/gas, ARERA ha definito che i servizi di flessibilità su MSD saranno resi dall'impresa di trasporto con le seguenti modalità:
 - in caso di servizi "a salire" (di riduzione dei consumi elettrici), presentando offerte al prezzo del mercato del giorno prima registrato nel giorno in cui è stata presentata l'offerta;
 - in caso di servizi "a scendere" (di aumento dei consumi elettrici), presentando offerte ad un prezzo che rifletta il costo-opportunità del gestore, tenuto conto del criterio di copertura del costo del consumo elettrico, valorizzato al minore fra il prezzo medio giornaliero dell'energia elettrica (PUN medio) e il prezzo del gas sul comparto per l'approvvigionamento di gas di sistema (PAGS).

Fermo restante quanto sopra descritto, la partecipazione al MB da parte dei compressori dual fuel e il relativo meccanismo di riconoscimento dei ricavi⁵⁸ sono subordinati alla definizione delle modalità operative di partecipazione al mercato MSD, per le quali ARERA ha dato mandato a Snam di redigere una proposta contenente le modalità operative.

Per la definizione del beneficio si è ipotizzato un modello di sector coupling in cui il contributo alla regolazione nel Mercato di Bilanciamento da parte degli elettrocompressori avvenga a valle della massimizzazione dei benefici di riduzione dei consumi di combustibile e delle emissioni ambientali (B5, B6 e B8).

Le analisi sono state effettuate ipotizzando che gli elettrocompressori, in quanto risorse molto flessibili e modulabili in prossimità del tempo reale, forniscano al sistema esclusivamente volumi di bilanciamento di regolazione terziaria a scendere.

⁵⁸ Ossia il 50% della quota di ricavo derivante dall'offerta di servizi di flessibilità sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), nel limite di un tetto massimo pari a 4 milioni di euro/anno, e al 50% dei ricavi derivanti dalla partecipazione al meccanismo dei certificati bianchi.

Considerando che i volumi di bilanciamento zonali sono generalmente approvvigionati da più impianti, per garantire una maggiore affidabilità del sistema elettrico, la quota parte di volumi orari di regolazione coperta dall'insieme di elettrocompressori situati in una certa zona di mercato è stata limitata alla percentuale massima di volumi di bilanciamento forniti storicamente da una singola unità di generazione. Tale quota è stata ripartita fra i singoli elettrocompressori localizzati nella zona in modo proporzionale alla loro potenza di compressione elettrica oraria.

Considerando che i volumi di bilanciamento a scendere sono principalmente dovuti agli errori di previsione delle fonti non programmabili, per la loro valorizzazione ci si è basati su un'analisi delle differenze fra i dati di produzione previsti (giorno g-1) e quelli effettivi, ricavabili dai dati pubblici per gli anni dal 2019 al 2024.

I risultati di tale analisi sono quindi stati applicati ai volumi previsti per gli anni studio (2030, 2035 e 2040) per la definizione dei volumi orari di bilanciamento totali per ogni zona di mercato.

Considerando il funzionamento previsto delle centrali si è quindi determinato il volume di bilanciamento associato alle centrali con elettrocompressori in funzione.

Per valorizzare i costi di bilanciamento a scendere potenzialmente evitati grazie all'utilizzo degli elettrocompressori è stata utilizzata una stima delle distribuzioni dei prezzi orari zonali su MB a scendere pesata sui volumi accettati. Tale stima è stata ottenuta applicando ai prezzi zonali sul Mercato del Giorno Prima (MGP) determinati mediante simulazione di mercato, le distribuzioni storiche degli spread tra i prezzi zonali su MGP e i prezzi accettati su MB pesati sui volumi accettati. Le distribuzioni sono state elaborate in base ai dati pubblicamente disponibili delle offerte degli impianti abilitati alla partecipazione a MB e non classificati come unità essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico. Inoltre, la stima dei prezzi MB negli scenari di riferimento è stata modificata per tenere conto che lo sviluppo di sistemi di accumulo presumibilmente tenderà a ridurre gli spread di prezzo fra la regolazione a salire e quella a scendere rispetto al passato.

7.3.2. Determinazione dei benefici per i progetti di Rete Regionale

Per i progetti di rete regionale sono stati utilizzati i seguenti parametri:

- **B2 variazione del social welfare connessa alla sostituzione di combustibili:** determinato considerando le richieste di allacciamento in essere sulla porzione di rete considerata, tenendo conto dei prezzi dei combustibili pubblicati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici. Per determinate situazioni locali ritenute significativamente discordanti da una situazione media nazionale si è effettuata un'analisi di dettaglio.
- **B3n Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni normali:** determinato secondo i principi riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici, per gli scenari contrastanti PNIEC/GA+ e SLOW.
- **B3d Incremento di sicurezza e affidabilità del sistema in situazioni di disruption:** determinato secondo i principi riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici, per gli scenari contrastanti PNIEC/GA+ e SLOW.
- **B5_{comb} - Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas climalteranti:** determinato conseguentemente al beneficio B2 secondo i parametri riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.
- **B6 Variazione delle esternalità negative associate alle emissioni di gas inquinanti:** determinato conseguentemente al beneficio B2 secondo i parametri riportati nell'appendice informativa allegata ai criteri applicativi dell'analisi dei costi e dei benefici.

7.3.3. Programmi di simulazione

Per la determinazione delle capacità e per le analisi relative al calcolo dei benefici sono stati usati i seguenti programmi di simulazione.

Simulazione idraulica della rete

I programmi utilizzati per le simulazioni idrauliche della rete di trasporto sono due:

- SIRE 2000, applicativo custom utilizzato per il calcolo delle capacità di trasporto e del decadimento delle pressioni nell'ambito della valorizzazione e del dimensionamento dei progetti che coinvolgono aree di mercato gas circoscritte e riferite alla rete regionale;
- SimOne, applicativo industriale molto comune a livello europeo, utilizzato per il calcolo delle capacità di trasporto, del decadimento delle pressioni e dei punti di funzionamento delle centrali e delle unità di compressione nell'ambito della valorizzazione e del dimensionamento dei progetti riferiti alla rete nazionale e all'intero mercato nazionale; questo applicativo è utilizzato anche nel dimensionamento della rete di trasporto di idrogeno e CO₂, in quanto consente simulazioni con molecole e miscele diverse dal gas naturale.

Definizione dei flussi e dei prezzi all'ingrosso del gas

Il programma utilizzato è un applicativo commerciale sviluppato dalla società AFRY, denominato Pegasus 4, utilizzato per le proiezioni di dispacciamento e di prezzo all'ingrosso gas in Italia e nel resto d'Europa.

Pegasus 4 è un modello di ottimizzazione dei flussi energetici di gas naturale e di GNL che calcola una soluzione di ottimo economico per il mercato del gas a livello globale per ciascun anno di analisi, basandosi sulle interazioni tra domanda e offerta e sui numerosi dati di input contenuti nel database, basati su parametri macroeconomici e climatici e sul know-how proprietario AFRY (e.g., contratti long term, FID progetti, ecc.).

Il simulatore ricerca una soluzione che soddisfi la domanda, per ogni giorno dell'intervallo di studio, al costo più basso complessivo per il mercato gas globale, nell'ipotesi che le fonti di approvvigionamento siano valorizzate in base ai loro costi marginali derivati da ipotesi di contratti di lungo termine, indicizzati al Brent con impegni di flusso minimi take or pay (giornalieri, mensili e annuali). Il costo finale delle fonti che ne deriva è pertanto una combinazione del costo marginale di lungo periodo e del costo indicizzato al petrolio, calcolato in base ai parametri tipici della fonte analizzata. La soluzione è soggetta a una serie di vincoli, come le capacità dei gasdotti, dei terminali GNL, i limiti di iniezione/erogazione degli stoccaggi, i vincoli contrattuali di prelievo di lungo termine.

PEGASUS è uno strumento di simulazione complesso che, a fronte di un numero molto elevato di dati di ingresso (input), consente il calcolo di dati (output) di interesse per la programmazione degli asset di trasporto, rigassificazione e stoccaggio, come rappresentato in modo sintetico dalla figura sottostante.

Figura 41: Modello PEGASUS4

INPUT DOMANDA

~70 zone di mercato con rispettiva domanda e profili annuali

INPUT LIQUEFAZIONE

~60 punti di liquefazione con capacità e factor use modificabili

INPUT SEND-OUT LNG

~80 terminali nel mondo in cui modificare il send-out

INPUT INFRASTRUTTURALI

~140 punti in cui modificare la capacità di import export

INPUT PRODUZIONI

~150 produzioni nel mondo con capacità customizzabili

INPUT STORAGE

~200 punti di stoccaggio con capacità IN/ER modificabili

INPUT CONTRATTI

~570 contratti Long Term (Pipe/LNG)



OUTPUTS

FLUSSI
IMPORT/
EXPORT

FLUSSI
GNL

UTILIZZO
LIQUEFATTORI

USO DEGLI
STOCCAGGI

DOMANDA
NON SERVITA

PREZZI
HUB

Simulazione del mercato elettrico

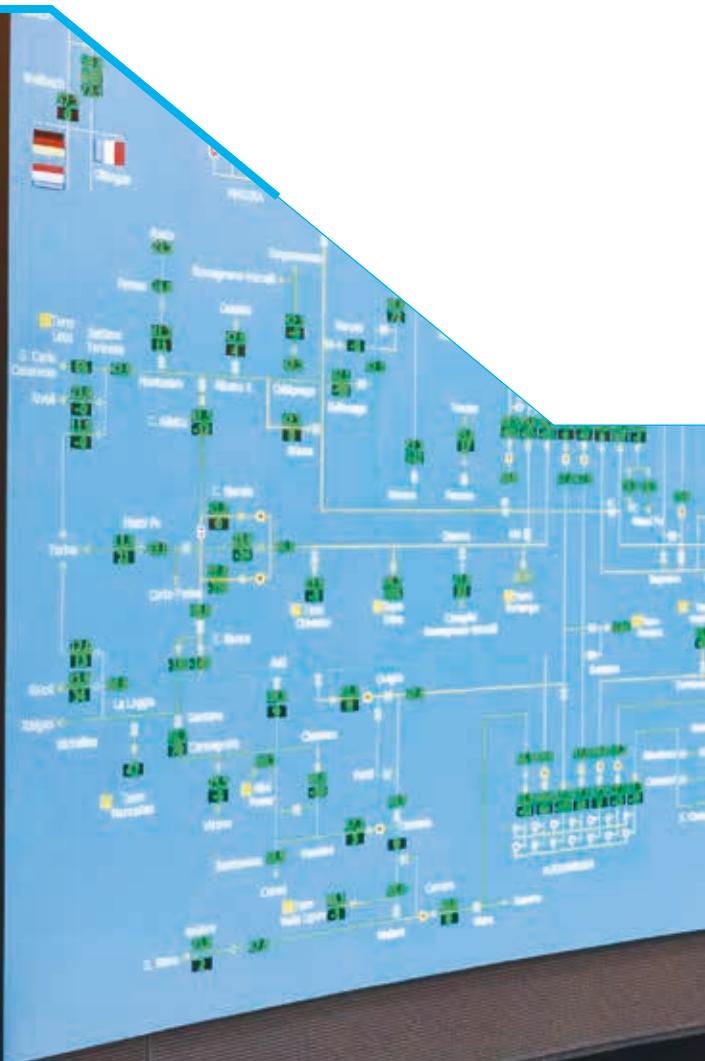
In particolare, è stato utilizzato il modello proprietario Bid3 di AFRY per la simulazione di MGP e della fase di programmazione di MSD. La stima dei volumi e dei prezzi di offerta su MB è stata ricavata a partire dagli output del modello deterministico MGP sulla base di un modello addestrato sulla base dei dati storici.

Simulazione di MGP

La simulazione di MGP è stata condotta con Bid3 a partire dai fondamentali degli scenari di riferimento per il sistema elettrico italiano e ipotizzando una condizione di concorrenza perfetta. Bid3 è uno strumento di simulazione del mercato dell'energia (su un orizzonte temporale di medio-lungo termine) che consente sia la simulazione del market coupling europeo sia la simulazione del mercato zonale italiano (preimpostando in input gli scambi cross border).

L'obiettivo principale di Bid3 è la valutazione dell'influenza di un determinato scenario di mercato atteso, costituito dall'insieme dei parametri e dei vincoli del sistema elettrico e delle eventuali strategie di offerta dei concorrenti, sul prezzo spot dell'energia e sui volumi accettati (approccio deterministico).

Bid3 simula un mercato liberalizzato in cui le società di produzione competono offrendo la propria produzione di energia elettrica direttamente in borsa o stipulando contratti bilaterali con i consumatori. A tal fine, Bid3 implementa, su un orizzonte annuale e con dettaglio orario, la soluzione ottima sul mercato elettrico dell'energia, caratterizzato da un system marginal price e da un sistema zonale di gestione delle congestioni sulla rete di trasmissione.



Simulazione di MB

La simulazione del Mercato di Bilanciamento è stata condotta nell'ambito degli scenari di riferimento per il sistema elettrico italiano con la seguente metodologia:

- Simulazione dei volumi MB medi attesi orari e zonal con un modello statistico. Il modello consente di stimare il fabbisogno di volumi MB a scendere generato dall'errore di previsione da parte delle rinnovabili non programmabili e del carico elettrico.
 - Analisi storica. Per ogni ora, zona e tecnologia rinnovabile / carico elettrico viene calcolato un errore di previsione, inteso come il rapporto fra il valore effettivo e il valore previsto il giorno prima. L'analisi è riferita ai dati di generazione rinnovabile e carico elettrico relativi al periodo 2019 - 20243, come pubblicati da Entso-E e Terna. Su queste misurazioni dell'errore di previsione, si calcola una distribuzione di probabilità dell'errore per ogni ora del giorno tipo in un mese.
 - Costruzione delle distribuzioni delle variabili di input. Le distribuzioni storiche dell'errore vengono riproporzionate sulla base dei valori previsionali di generazione rinnovabile e di carico per lo scenario di riferimento.
 - Stima dei volumi orari zonal medi attesi. L'errore di forecasting storico viene applicato alla generazione rinnovabile in output dal modello deterministico MGP. La differenza fra la distribuzione del dispacciamento ottimo del sistema e quello medio atteso determina le distribuzioni dei volumi di bilanciamento a scendere e a salire, a livello orario e zonale. Il valore medio atteso della distribuzione a scendere rappresenta i volumi di bilanciamento utilizzati nel calcolo del benefico B9.
 - Divisione dei volumi MB zonal totali a scendere previsti fra regolazione secondaria e terziaria, in base al rapporto storico del 2023.
- Simulazione dei prezzi su MB a scendere con un modello statistico. Essendo il Mercato dei Servizi di Dispacciamento un sistema "pay-as-bid", dall'analisi storica è possibile estrarre per ogni ora del giorno tipo in un mese una distribuzione zonale dei differenziali tra prezzo MBP e prezzo MB a scendere, pesati rispetto ai volumi approvvigionati da Terna. Le distribuzioni orarie e zonal del prezzo MB a scendere negli scenari di riferimento sono state ottenute applicando ai prezzi MGP orari, simulati con Bid3 le distribuzioni storiche dei differenziali, riducendole opportunamente per tenere conto della crescente contendibilità del mercato MB connessa allo sviluppo dei sistemi di accumulo.

7.4. Determinazione dei costi

Per tutti i progetti sono stati utilizzati i costi determinati come indicato nel documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" approvato dall'ARERA con la Delibera 230/2019/R/Gas e s.m.i, pubblicato sul sito Snam.

