

Allegato 1
al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica
del 27 ottobre 2023

2023 Piano di Azione Preventivo per il sistema italiano del gas

Documento redatto ai sensi degli articoli 8 e 9
del Regolamento UE n. 2017/1938 del
Parlamento Europeo e del Consiglio del 25
ottobre 2017

Italia

Sommario

PREMESSA E OBIETTIVI DEL DOCUMENTO	4
1. DESCRIZIONE DEL SISTEMA	6
1.1 I gruppi di rischio	6
1.1.1 Gruppo di rischio Ucraina	7
1.1.2 Gruppo di rischio Norvegia	8
1.1.3 Gruppo di rischio Algeria	8
1.1.4 Gruppo di rischio Libia	9
1.1.5 Gruppo di rischio Mar Caspio	10
1.2 Descrizione del sistema gas Italia	11
1.2.1 Principali attori per la sicurezza di approvvigionamento	11
1.2.2 Domanda del sistema gas Italia	13
1.2.3 Funzionamento del sistema gas italiano e utilizzo delle infrastrutture	18
1.2.4 Il ruolo dello Stoccaggio	22
1.2.5 Offerta del sistema gas Italia e ruolo della produzione nazionale ..	25
1.2.6 Il ruolo del gas nella produzione elettrica	28
2. SINTESI DELLA VALUTAZIONE DEL RISCHIO	31
2.1 Valutazione comune del rischio	31
2.1.1 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta orientale: Ucraina	31
2.1.2 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta del Mar del Nord: Norvegia	32
2.1.3 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana: Algeria	32
2.1.4 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana: Libia	32
2.1.5 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta sudorientale: Mar Caspio	33
2.2 Valutazione del rischio nazionale	34
2.2.1 Elenco dei rischi considerati e ipotesi considerate	34
2.2.2 Principali conclusioni della valutazione del rischio nazionale	41
3. STANDARD INFRASTRUTTURALE	42
3.1 Indicatore N-1	42
3.1.1 Determinazione indicatore a livello dei gruppi di rischio	43
3.1.2 Determinazione indicatore a livello Nazionale	46
3.2 Capacità bidirezionale	54
4. CONFORMITÀ ALLO STANDARD DI APPROVVIGIONAMENTO	55
4.1 Definizione di clienti “protetti”	55
4.2 Copertura della domanda dei “clienti protetti”	56
4.3 Misure in atto per soddisfare lo standard di approvvigionamento	
59	
5. MISURE PREVENTIVE	61

5.1	Misure preventive per la mitigazione dei rischi.....	61
5.2	Misure preventive infrastrutturali.....	63
5.3	Altre misure preventive.....	64
5.4	Misure intese a proteggere le infrastrutture principali.....	65
6.	ALTRI OBBLIGHI E MISURE.....	66
6.1	Il mercato del bilanciamento.....	66
6.2	Il monitoraggio dell’Autorità Competente.....	68
6.3	Altri adempimenti.....	69
7.	PROGETTI DI INFRASTRUTTURE.....	72
8.	OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO INERENTI ALLA SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI.....	74
9.	CONSULTAZIONE DELLE PARTI INTERESSATE.....	74
10.	DIMENSIONE REGIONALE.....	75
10.1	Meccanismi per la cooperazione: il sistema regionale di coordinamento per il gas (ReCo System for Gas).....	75
10.2	Procedure nuove e esistenti per lo scambio di informazioni rilevanti tra le Autorità Competenti dei Gruppi di Rischio.....	75
10.3	Misure preventive: Accordi di interconnessione.....	77
	ALLEGATO 1: INFORMAZIONI GRUPPI DI RISCHIO.....	78
	ALLEGATO 2: INDICE FIGURE.....	109

PREMESSA E OBIETTIVI DEL DOCUMENTO

PREMESSA

Il Regolamento (UE) N. 2017/1938 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 (“Regolamento”) stabilisce l’obbligo di individuare, mediante linee guida predefinite, misure volte a garantire la sicurezza dell’approvvigionamento di gas.

In ottemperanza all’art. 8, comma 1, del Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (“D.Lgs 93/11”) *“Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE”* è stabilito che *“il Ministero dello sviluppo economico provvede alla valutazione dei rischi che incidono sulla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale di cui all’art. 9 del regolamento (CE) n. 994/2010 [...], e definisce il Piano di Azione Preventivo e il Piano di Emergenza e monitoraggio della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale, tenuto conto delle disposizioni degli articoli 5 e 10 del regolamento n. 994/2010, avvalendosi del Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale operante presso lo stesso Ministero”*.

L’Autorità competente responsabile della preparazione del presente Piano è attualmente il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, Dipartimento Generale Infrastrutture e Sicurezza (DGIS), subentrato in tale competenza al Ministero dello Sviluppo Economico, presso la quale opera il Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale (di seguito: Comitato).

Il Piano di Azione Preventivo è redatto ai sensi del D.lgs. n. 93 del 1° giugno 2011, tenuto conto delle disposizioni dell’articolo 8 del Regolamento UE n.2017/1938 (di seguito: Regolamento) e dell’allegato VI del regolamento stesso e presenta la sintesi dei risultati del documento “Valutazione dei Rischi 2023”.

Come richiesto dall’articolo 8, comma 2, del Regolamento il presente Piano di Azione Preventivo è stato posto in consultazione per i diretti portatori di interesse italiani e, successivamente, per le Autorità Competenti degli Stati Membri europei interessati.

OBIETTIVI E STRUTTURA DEL DOCUMENTO

Il Piano di Azione Preventivo (di seguito, PAP o Documento) è stato elaborato ai sensi degli articoli 8 e 9 del Regolamento e in ottemperanza all’art. 8, comma 1, del Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

Si descrive di seguito la struttura del Documento con riferimento ai principali contenuti delle sezioni che lo compongono.

1. La prima sezione fornisce una descrizione generale dei gruppi di rischio di cui l’Italia fa parte, del sistema italiano del gas e dei principali attori per la sicurezza dell’approvvigionamento di gas in Italia considerando i dati relativi al consumo di gas ivi compreso il dettaglio relativo al suo ruolo nella generazione elettrica. Vengono

inoltre riassunti i principali dati relativi al funzionamento del sistema, al ruolo della produzione e dello stoccaggio del gas.

2. La seconda sezione è una sintesi delle principali risultati ottenuti nelle valutazioni del rischio, sia a livello di gruppi di rischio che a livello nazionale, descrivendone gli scenari e le principali conclusioni.
3. La terza sezione è dedicata allo standard infrastrutturale, con gli esiti del calcolo dell'indicatore "N-1" infrastrutturale sia per i gruppi di rischio che a livello nazionale, secondo i criteri stabiliti dal Regolamento. L'indicatore N-1 a livello nazionale viene anche calcolato tenendo conto, non solo delle capacità di trasporto delle infrastrutture, ma anche dei flussi attesi/possibili nei punti di entrata del sistema. Nella medesima sezione viene inoltre descritta la capacità bidirezionale presso le interconnessioni della rete di trasporto italiana con l'Austria e la Svizzera.
4. La quarta sezione riguarda la conformità del sistema allo standard di approvvigionamento e comprende la definizione dei clienti protetti e della domanda ad essi riconducibile, nonché la verifica della copertura della domanda dei clienti protetti nelle casistiche descritte dal Regolamento.
5. Nella quinta sezione vengono elencate le misure preventive individuate per la mitigazione dei rischi di approvvigionamento, per la sicurezza degli approvvigionamenti e per la protezione delle infrastrutture importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento in rapporto al controllo di soggetti di paesi terzi, descrivendone gli impatti sul sistema nazionale e regionale.
6. La sesta sezione relativa ad altri obblighi e misure è dedicata al meccanismo di bilanciamento basato su criteri di mercato, con una breve descrizione dei principali elementi di funzionamento e delle situazioni intercorse in questi ultimi anni in cui tale funzionamento si ritiene abbia evitato il possibile instaurarsi di situazioni di criticità.
7. La settima sezione descrive le azioni preventive di tipo infrastrutturale pianificate a livello nazionale, elencando i principali sviluppi infrastrutturali e i loro benefici attesi in termini di mitigazione dei rischi.
8. L'ottava sezione descrive gli obblighi di servizio pubblico inerenti alla sicurezza degli approvvigionamenti.
9. Nella nona sezione viene descritto il processo di condivisione del Documento con i principali stakeholders;
10. Nella decima sezione viene descritta la dimensione regionale, in particolare le informazioni relative ai meccanismi di cooperazione e alle misure preventive a livello di gruppi di rischio.

1. DESCRIZIONE DEL SISTEMA

1.1 I gruppi di rischio

Il Regolamento introduce il concetto di gruppi di rischio, i quali *“fungono da base per una maggiore cooperazione regionale al fine di rafforzare la sicurezza dell’approvvigionamento gas e consentono accordi su misure transfrontaliere adeguate ed efficaci di tutti gli stati membri interessati all’interno o all’esterno dei gruppi di rischio lungo i corridoi di approvvigionamento di emergenza.”*¹

I gruppi di rischio identificati sono 11 gruppi attivi e 2 in fase di attivazione, classificabili in quattro categorie, a seconda della rotta di importazione: rotta orientale (cinque gruppi), rotta del Mare del Nord (quattro gruppi), rotta nordafricana (due gruppi) e rotta sudorientale (due gruppi), attualmente in fase di attivazione.

L’Italia, a causa della sua posizione geografica e delle sue interconnessioni infrastrutturali relative alla rete di trasporto del gas naturale, partecipa a 5 gruppi di rischio: Ucraina, Norvegia, Algeria, Libia e Mar Caspio (Corridoio meridionale e Mediterraneo orientale). Questo significa, in termini di integrazione dei mercati, che descrivere il sistema regionale a cui appartiene il sistema italiano equivale di fatto a descrivere il Mercato Unico del gas dell’Unione Europea.

L’Italia condivide infatti la partecipazione a gruppi di rischio con 23 su 27 degli Stati Membri dell’Unione (con l’eccezione di Finlandia, Estonia, Lettonia e Lituania), tra i quali figurano i maggiori importatori e consumatori di gas, e di energia in generale, in UE. Per questo motivo si possono equiparare i dati di consumo e di dipendenza dalle importazioni da quelli generalmente noti per l’UE.

Quanto precedentemente illustrato vale, quindi, anche a livello infrastrutturale, considerando che le principali fonti di approvvigionamento dell’Italia coincidono con quelle da cui viene importato la quasi totalità del gas in UE.

Infatti, i principali flussi in ingresso nel sistema regionale di cui fa parte l’Italia arrivano a Mazara del Vallo in Italia (1.138,1 GWh/g², gas algerino), a Velké Kapušany in Slovacchia (2.028 GWh/g, gas russo, ridotto dall’inizio del conflitto in Ucraina), a Kondratki in Polonia (1.027,1 GWh/g, gas russo, interrotto dall’inizio del conflitto in Ucraina), a Greifswald e Lubmin lungo la costa baltica in Germania (insieme pari a 2.704,4 GWh/g, gas russo, interrotto durante il conflitto in Ucraina e compromesso dall’esplosione di alcuni tratti di gasdotto), a Emden lungo la costa del Mar del Nord in Germania (1.481,5 GWh/g, gas norvegese), ai principali terminali di rigassificazione come Zeebrugge LNG (477 GWh/g) in Belgio, Barcellona (542,9 GWh/g) in Spagna e Dunkerque (519,2 GWh/g) in Francia. Alla fine del 2020 si è aggiunto il punto di ingresso di Kipoi in Grecia sul gasdotto TAP (350 GWh/g, gas azero), dove entrano in Europa i flussi di gas provenienti dall’Azerbaijan attraverso il gasdotto TANAP.

Vista la conformazione dell’area di riferimento, il sistema regionale a cui appartiene l’Italia può anche sfruttare la quasi totalità delle infrastrutture di stoccaggio e dei campi di coltivazione di idrocarburi dell’Unione. Per analisi più dettagliate si rimanda però alla consultazione delle valutazioni del rischio comuni di ogni gruppo regionale.

Anche per quanto riguarda la generazione elettrica vale il discorso precedentemente citato, ovvero si può equiparare il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica, comprese la capacità di generazione a gas e la cogenerazione ai dati disponibili in letteratura riguardanti il sistema UE.

¹ Articolo 3 par. 7 del regolamento EU 2017/1938.

² Il flusso di energia, per questo dato e per i seguenti, è inteso come valore massimo teorico (dati ENTSOG). Non si tiene conto dei reali flussi commerciali, radicalmente cambiati nell’ultimo periodo.

Di seguito verranno descritti i dati principali dei gruppi di rischio di cui fa parte l'Italia, mentre il dettaglio delle informazioni presentato nelle valutazioni dei gruppi di rischio è riportato nell'Allegato 1.

1.1.1 Gruppo di rischio Ucraina

Il gruppo di rischio Ucraina comprende i seguenti Paesi: Bulgaria, Cechia, Danimarca, Germania, Grecia, Croazia, Italia, Lussemburgo, Ungheria, Austria, Polonia, Romania, Slovenia, Slovacchia, Svezia.

L'area relativa al gruppo è interconnessa con l'Ucraina da quattro punti di interconnessione: Drozdowicze in Polonia, Budince in Slovacchia, Beregdaróc in Ungheria e Isaccea in Romania e dispone inoltre di 10 terminali di rigassificazione (al momento della redazione del CRA), con una capacità massima totale pari a 1703,5 GWh/g. Nei prossimi anni il numero di rigassificatori crescerà fino a 12³. La capacità di stoccaggio complessiva dell'area è 766,25 TWh e la produzione giornaliera è pari a 729,01 GWh/g. La domanda di gas del gruppo di rischio nel 2021 è stata pari a 2750,69 TWh e la potenza installata per produrre elettricità da centrali a gas è pari a 97204,65 MWe. In Figura 1 è rappresentato il gruppo di rischio con i punti di interconnessione e i terminali di rigassificazione.

Figura 1 – Gruppo di rischio Ucraina



³ Vengono considerati solo i terminali che secondo LNG database di GIE hanno ottenuto la FID

1.1.2 Gruppo di rischio Norvegia

Il gruppo di rischio della Norvegia comprende i seguenti Paesi: Belgio, Danimarca, Germania, Irlanda, Spagna, Francia, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Svezia.

L'area relativa a questo gruppo è interconnessa con la Norvegia in 4 punti di interconnessione: Emden e Donrum in Germania, Zeebrugge in Belgio, Dunkerque in Francia.

In Figura 2 è rappresentato il gruppo di rischio con i punti di interconnessione e i terminali di rigassificazione.

Al momento dell'invio del Documento i lavori dell'analisi di rischio comune non si sono ancora conclusi.

Figura 2 – Gruppo di rischio Norvegia



1.1.3 Gruppo di rischio Algeria

Il gruppo di rischio Algeria comprende i seguenti Paesi: Grecia, Spagna, Francia, Croazia, Italia, Malta, Austria, Portogallo, Slovenia.

L'area relativa al gruppo è interconnessa con l'Algeria in tre punti di interconnessione: Tarifa e Almeria in Spagna e Mazara del Vallo in Italia, con una capacità totale giornaliera di 2.009 GWh/g.

L'area dispone inoltre di 17 terminali di rigassificazione (al momento della redazione del CRA). Nei prossimi anni il numero di rigassificatori crescerà almeno di altre 2 unità. La capacità di stoccaggio complessiva dell'area è 472 TWh e la produzione giornaliera cumulata dei Paesi del gruppo è pari a 208 GWh/g.

La domanda di gas del gruppo di rischio nel 2019 è stata pari a 1938,1 TWh e la potenza installata per produrre elettricità da centrali a gas è pari a 101.133,00 MWe.

In Figura 3 è rappresentato il gruppo di rischio con i punti di interconnessione e i terminali di rigassificazione.

Figura 3 – Gruppo di rischio Algeria



1.1.4 Gruppo di rischio Libia

Il gruppo di rischio Libia comprende i seguenti Paesi: Croazia, Italia, Malta, Austria, Slovenia.

L'area relativa al gruppo è interconnessa con la Libia tramite un punto di interconnessione in Italia, a Gela, con una capacità totale giornaliera di 520 GWh/g.

L'area dispone inoltre di 6 terminali di rigassificazione (al momento della redazione del CRA). Nei prossimi anni il numero di rigassificatori crescerà almeno di un'altra unità. La capacità di stoccaggio complessiva dell'area è 295,72 TWh, la produzione giornaliera cumulata dei Paesi del gruppo è pari a 134 GWh/g e la potenza installata per produrre elettricità da centrali a gas è pari a 47.687 MWe.

In Figura 4 è rappresentato il gruppo di rischio con i punti di interconnessione e i terminali di rigassificazione.

Figura 4 – Gruppo di rischio Libia



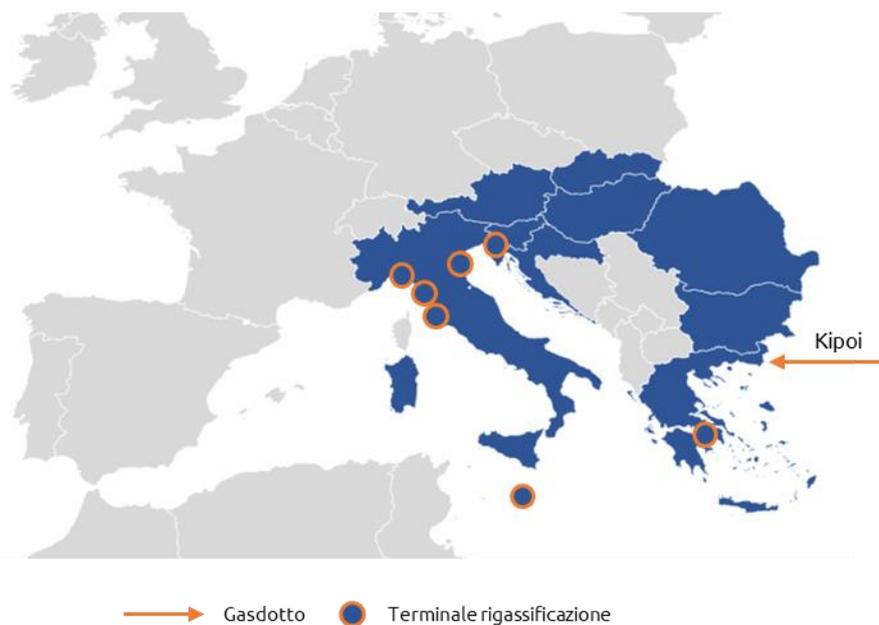
1.1.5 Gruppo di rischio Mar Caspio

Il gruppo di rischio del Caspio comprende i seguenti Paesi: Bulgaria, Grecia, Croazia, Italia, Ungheria, Malta, Austria, Romania, Slovenia, Slovacchia.

L'area relativa a questo gruppo è interconnessa con la zona del Caspio attraverso l'interconnessione di Kipoi.

In Figura 5 è rappresentato il gruppo di rischio con i punti di interconnessione e i 7 terminali di rigassificazione.

Figura 5 – Gruppo di rischio Mar Caspio



1.2 Descrizione del sistema gas Italia

1.2.1 Principali attori per la sicurezza di approvvigionamento

Soggetti istituzionali:

- Il **MASE (Ministero Ambiente e Sicurezza Energetica)** rappresenta l'autorità competente ai sensi del Regolamento ed è il dicastero del governo italiano avente competenze in materia sicurezza sia degli approvvigionamenti che delle infrastrutture dei sistemi energetici e geominerari, oltre che di tutela ambientale e di sviluppo sostenibile. Nell'ambito delle procedure relative al Regolamento, la Direzione Generale DGIS è quella competente nella predisposizione e nell'attuazione del Piano di Azione Preventivo e del Piano di Emergenza.
- L'**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)** è una Autorità indipendente che svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore. Istituita con la legge n. 481 del 1995, è un'autorità amministrativa indipendente che opera per garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità e tutelare gli interessi di utenti e consumatori. Funzioni svolte armonizzando gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti i servizi con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Imprese che gestiscono la rete di trasporto, le infrastrutture di stoccaggio e terminali di rigassificazione del GNL:

- **Snam Rete Gas**, è il principale operatore italiano attivo nella gestione del trasporto, dispacciamento e misura del gas naturale in Italia e gestisce una rete di metanodotti che misura oltre 32.000 chilometri e che si estende su gran parte del territorio nazionale. Snam Rete Gas, si configura come Operatore

Indipendente in osservanza del Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93. Snam Rete Gas svolge un ruolo centrale nella gestione, manutenzione e sviluppo del sistema di trasporto (rete nazionale e rete regionale) volto a garantire che la fornitura di gas naturale avvenga “*in condizioni di massima sicurezza ed affidabilità e assicurando lo sviluppo delle infrastrutture coerentemente con l’evoluzione del mercato del gas in Italia*”⁴.

Tra le attività svolte da Snam Rete Gas nel ruolo di operatore cardine nella fornitura di gas naturale e nell’ambito delle procedure di gestione di un’emergenza gas, si evidenziano:

- monitoraggio quotidiano dello stato del sistema gas, anche in coordinamento con gli operatori di trasporto internazionali interconnessi;
 - pubblicazione sul proprio sito internet delle informazioni rilevanti relativamente al sistema gas;
 - segnalazione alla DGIS del possibile peggioramento dello stato del sistema di fornitura di gas e proposta di attivazione dei livelli di preallarme, allarme ed emergenza;
 - comunicazione continua e regolare circa l’aggiornamento della situazione di preallarme e/o allarme alla DGIS e al Comitato, per il suo monitoraggio e per l’eventuale valutazione circa il possibile passaggio da un livello all’altro (dal livello di preallarme al livello di allarme o la cessazione dello stato di preallarme).
- **Società Gasdotti Italia (“SGI”)** è il secondo trasportatore di gas naturale in Italia per estensione della rete. SGI offre il servizio di trasporto di gas naturale attraverso una rete di metanodotti in alta pressione per una lunghezza di circa 1.800 chilometri suddivisi tra rete nazionale e regionale.
 - **Infrastrutture Trasporto Gas (“ITG”)** è un operatore attivo nel trasporto di gas naturale. ITG gestisce direttamente ed è proprietario del metanodotto denominato Cavarzere Minerbio, funzionale al collegamento del Terminale di Rigassificazione di Rovigo.
 - **Stogit** è il maggior operatore attivo nello stoccaggio di gas naturale in Italia e uno dei maggiori operatori a livello europeo con 9 giacimenti in funzione e con un volume di *working gas* pari a 16.510 MSm³, di cui 4.480 MSm³ adibiti a riserva strategica. Opera in regime di concessione e si avvale, secondo criteri di efficienza tecnica ed economica, di un sistema integrato di infrastrutture composto da giacimenti, pozzi, condotte, impianti di trattamento, centrali di compressione e di un sistema di dispacciamento operativo. L’accesso e l’erogazione del servizio offerto da Stogit è disciplinato dal Codice di Stoccaggio, approvato dall’ARERA.

Nell’ambito delle procedure di gestione di un’emergenza gas⁵, Stogit:

- assicura a Snam Rete Gas l’utilizzo continuo, per il bilanciamento della rete di trasporto, della disponibilità di punta di erogazione dello stoccaggio, ovvero la quantità complessiva di gas erogabile dal sistema di stoccaggio su base giornaliera, nel rispetto dei vincoli tecnici e gestionali del sistema stesso.
- fornisce al Comitato tutti i dati rilevanti per la gestione in sicurezza della fornitura di gas naturale e contribuisce al reperimento delle informazioni necessarie a garantire il monitoraggio del sistema.

⁴ Fonte: Snam Rete Gas.

⁵ *Ibidem*

- **Edison Stoccaggio** è il secondo operatore, oltre a Stogit, attivo nello stoccaggio di gas naturale in Italia, con un volume di *working gas* pari a 981 MSm³, di cui 140 MSm³ adibiti a riserva strategica.
- **Ital Gas Storage** è un operatore attivo nello stoccaggio di gas naturale in Italia, con un volume di *working gas* pari a ca. 1.000 MSm³ a regime, di cui 240 MSm³ offerti per l'A.T. 2023/24. È il primo operatore indipendente nel settore dello stoccaggio del gas in Italia.
- **GNL Italia** è un operatore attivo nella rigassificazione del gas naturale liquefatto e opera nello stabilimento di Panigaglia (La Spezia) con una capacità di rigassificazione di 3,5 GSm³ di gas all'anno. Il terminale di rigassificazione di GNL Italia è un punto d'ingresso del gas complementare ai metanodotti di importazione dall'estero.
- **Adriatic LNG** è un operatore attivo nella rigassificazione del gas naturale liquefatto, opera nello stabilimento offshore situato al largo di Porto Levante (Rovigo) ed è responsabile della gestione operativa del terminale. Il terminale ha una capacità di rigassificazione su base continuativa di 9 GSm³ annui (su base non continuativa la capacità aumenta a 9,6 GSm³ annui) e opera in regime di esenzione dall'accesso dei terzi, con una capacità di rigassificazione di 6,4 GSm³/anno (circa il 72% della capacità), riservata all'import di GNL dal Qatar con un contratto di fornitura di lunga durata.
- **Offshore LNG Toscana (OLT)** è un operatore attivo nella rigassificazione del gas naturale liquefatto e gestisce un terminale galleggiante con capacità di 3,75 GSm³ di gas all'anno, situato 2 km al largo della costa tra Livorno e Pisa.
- **Snam FSRU Italia** è un operatore attivo nella rigassificazione del gas naturale liquefatto e gestisce un terminale galleggiante con capacità di 5 GSm³ di gas all'anno, situato nella darsena nord del porto di Piombino. Tale terminale è entrato in esercizio alla fine del mese di maggio 2023.

Il gestore della rete di trasmissione elettrica nazionale:

Terna è l'operatore responsabile per la gestione in sicurezza della rete di trasmissione elettrica nazionale. Nell'ambito della sua concessione, Terna svolge le seguenti attività:

- mantiene in equilibrio il sistema elettrico nazionale;
- garantisce la continuità e la sicurezza del servizio;
- monitora i flussi di energia elettrica in tempo reale;
- interviene, laddove necessario, con ordini di dispacciamento per correggere i livelli di immissione, in modo che immissioni e prelievi siano sempre perfettamente bilanciati.

Tenuto conto dell'entità dei consumi di gas naturale per la generazione di energia elettrica, Terna assume un ruolo di riferimento e coordinamento dell'intero settore elettrico nazionale ai fini della gestione operativa del Piano di Emergenza.

1.2.2 Domanda del sistema gas Italia

1.2.2.1 Domanda annua e giornaliera

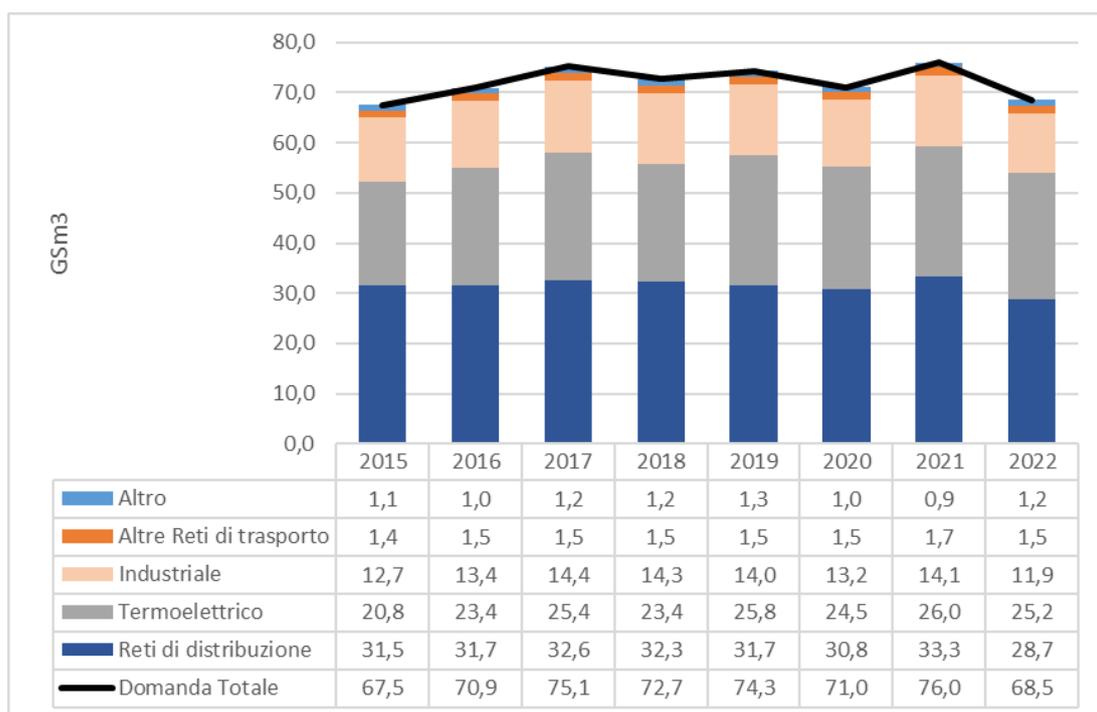
L'analisi storica della domanda annua di gas per settore evidenzia un andamento duale caratterizzato da una iniziale incremento dei consumi a partire dal 2015 seguito

da un successivo andamento altalenante negli ultimi 5 anni come presentato in Figura 6.

Complessivamente, il consumo annuo di gas del 2022 è stato di 68,5 miliardi di metri cubi in decremento di 7,7 miliardi di metri cubi rispetto all'anno precedente a seguito sia dai rincari del prezzo del gas accentuato dallo scoppio della crisi "Russo Ucraina", sia dalle misure di contenimento della domanda gas adottate per sopperire alla riduzione delle forniture di gas dalla Russia.

I settori che in termini percentuali hanno maggiormente risentito della crisi, concentrata nella seconda parte dell'anno, sono stati i seguenti: Estrattiva (-82%), Materiali da costruzione (-18%), Chimica (-28%), Sintesi chimica (-17%), Autotrazione (-21%) e Consumi del sistema energetico (rappresentativo del consumo di gas nei poli petrolchimici e nelle raffinerie) -44%. Le reti di distribuzione hanno registrato un calo di circa 4,5 miliardi di metri cubi, sia per effetto del sono ridotte sia per effetto delle misure di contenimento della domanda (e.g. abbassamento della temperatura di riscaldamento degli ambienti da 20 a 19 gradi, ritardo di circa 15 giorni nella accensione dei riscaldamenti e riduzione delle ore di funzionamento giornaliero nel periodo invernale) che per effetto della climatica particolarmente favorevole (oltre 180 gradi giorno in meno registrati nell'ultimo trimestre rispetto all'anno precedente).

Figura 6 – Domanda settoriale di gas in Italia (GSm³)

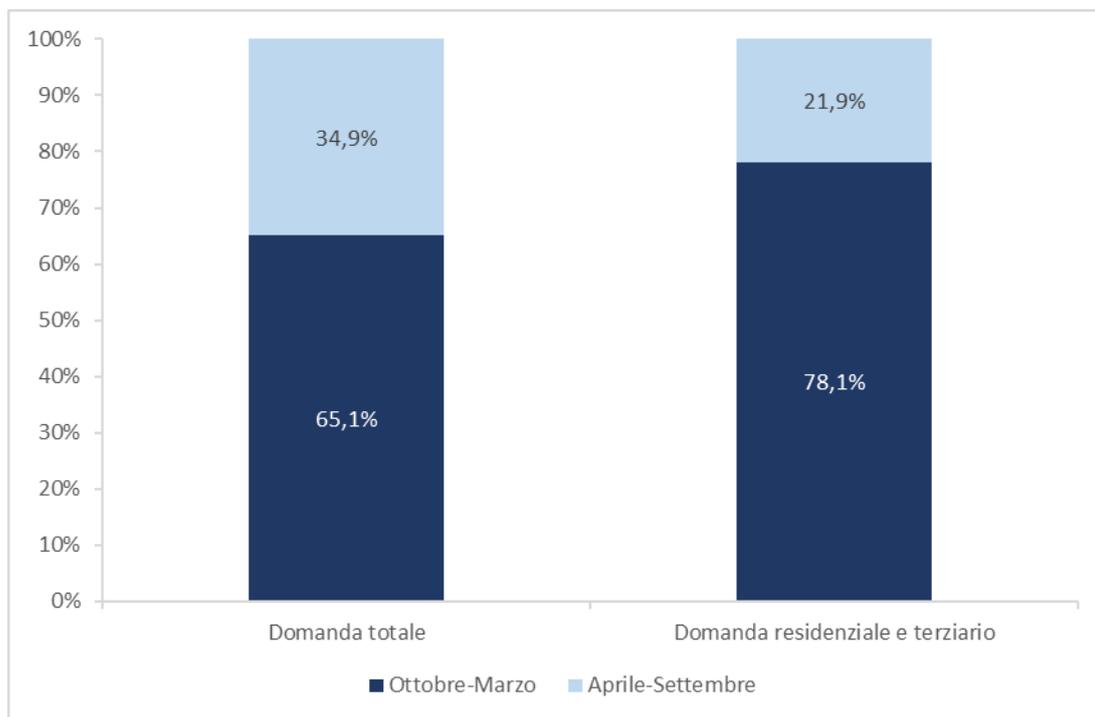


La categoria "Altro" include: consumi, perdite, Delta Line-pack e GNC di rete

Valori espressi con PCS a 38,1 MJ/m³

Fonte: MASE su dati Snam

Le dinamiche di consumo stagionali sono significativamente influenzate da fattori climatici, che nell'Anno Termico 2021-2022 hanno determinato una concentrazione di circa il 65,1% del consumo annuo totale nei mesi compresi tra ottobre e marzo (periodo invernale). In particolare, il 78,1% del consumo residenziale e terziario avviene in tale periodo, come mostrato in Figura 7.

Figura 7 – Distribuzione temporale della domanda gas totale annua in Italia e del mercato residenziale e terziario (anno termico 2021-2022)

Fonte: Elaborazioni su dati Snam Rete Gas

Nel corso dell'anno la domanda di gas presenta un andamento stagionale che varia in funzione del settore analizzato:

- i prelievi di gas da reti di terzi e consumi di sistema si mantengono costanti nel corso dell'anno, non mostrando *trend* particolari;
- i consumi delle reti di distribuzione⁶ evidenziano un maggior carattere stagionale, in ragione dei fabbisogni di gas per il riscaldamento;
- la domanda del settore industriale direttamente allacciato al sistema di trasporto di Snam Rete Gas, pur essendo anch'essa caratterizzata da carattere stagionale oltre che da riduzioni nei fine settimana, presenta un andamento più costante nel corso dell'anno rispetto ai consumi delle Reti di Distribuzione;
- il comparto termoelettrico mostra una variabilità crescente negli anni. Tale fenomeno è determinato dalla dinamica dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, nonché anche dalla disponibilità di import elettrico, in particolar modo dalla Francia.

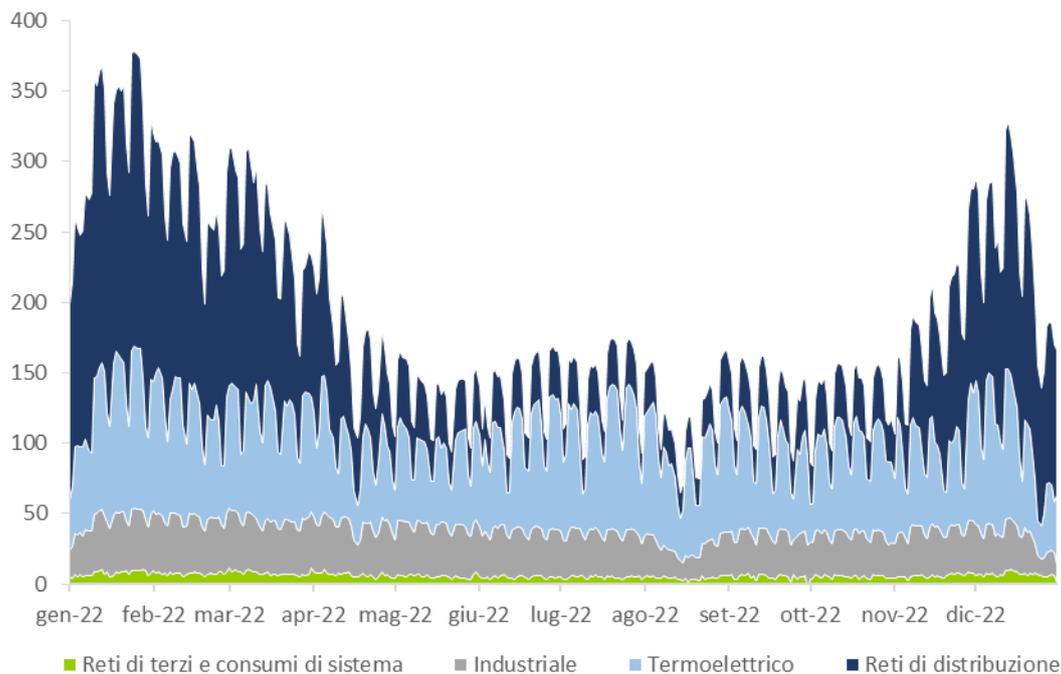
La punta di domanda giornaliera prelevata dalla rete osservata per l'anno 2022 è stata pari a 378,1 MSm³ e si è realizzata nel mese di gennaio, come riportato in Figura 8 (punta domanda giornaliera 2017: 420,8 MSm³; punta domanda giornaliera 2012: 463 MSm³).

Il maggior contributo alla punta di domanda giornaliera è attribuito alle reti di distribuzione con il 42,2%, seguono il comparto termoelettrico con il 37%, il settore

⁶ Per reti di distribuzione si intendono tutte le riconsegne presso le società che forniscono il servizio di distribuzione del gas attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai Clienti Finali connessi alla propria rete; i Clienti allacciati alle reti di distribuzione possono appartenere alla tipologia residenziale, terziario e industriale.

industriale con il 17,5% e da ultimi i prelievi da reti di terzi e consumi di sistema con il 3,2%.

Figura 8 – Domanda di gas giornaliera complessiva con suddivisione settoriale (anno 2022)



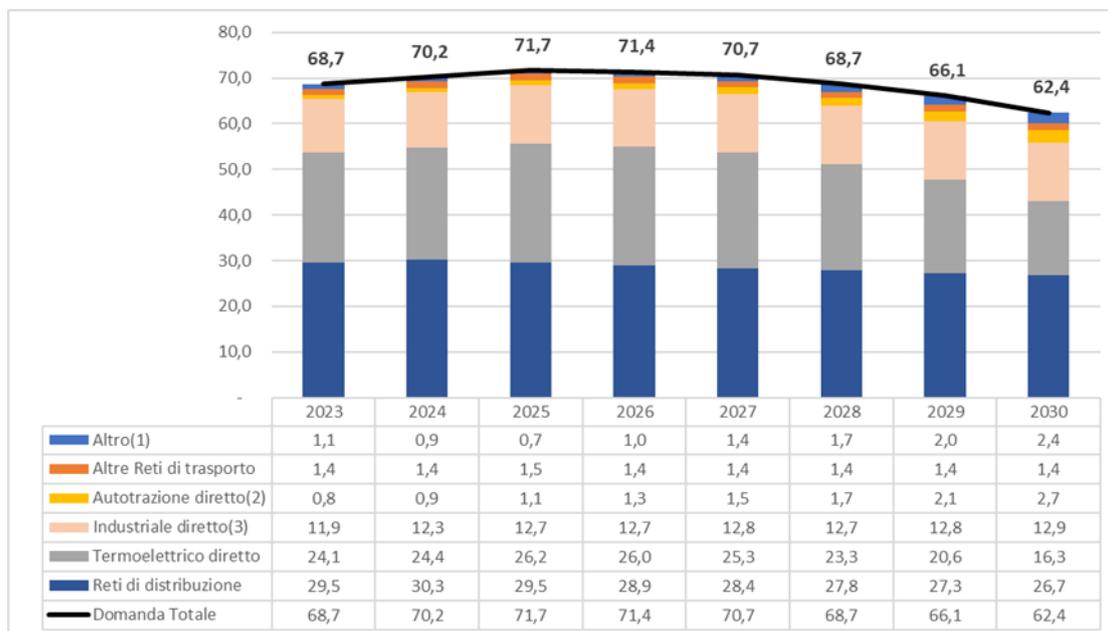
Valori espressi con PCS a 38,1 MJ/m³

Fonte: Elaborazioni su dati Snam Rete Gas

1.2.2.2 Proiezioni future della domanda

L'evoluzione stimata da Snam della domanda di gas in Italia nel periodo 2023-2030 mostra un andamento decrescente, come illustrato in Figura 9. Il tasso di decrescita nel periodo è stimato attorno a 14% circa, pari a 9,6 GSm³ e prevalentemente dovuto alla riduzione della generazione termoelettrica da gas naturale.

Figura 9 – Proiezioni della domanda di gas in Italia, totale e per settore (GSm³)



(1) “Altro” include: Bunkeraggi, consumi e perdite

(2) “Autotrazione diretto” include: CNG servito dalla rete Snam e il consumo di GNL per autotrazione

(3) “Industriale diretto” include: Industria, Sintesi chimica, Agricoltura e pesca e Raffinerie serviti dalla rete Snam

Fonte: Elaborazioni su dati Snam

In termini di domanda giornaliera lo scenario di sviluppo analizzato non prevede rilevanti variazioni rispetto ai valori massimi registrati negli ultimi anni (circa 421 MSm³ nel 2017 in occasione dell'ondata di freddo “Burian”). L'analisi della domanda di picco (Tabella 1) è stata sviluppata considerando gli inverni degli Anni Termici 23/24, 25/26, 27/28 e 29/30. La domanda di picco, o “punta”, è stata articolata in 3 periodi tipici così definiti:

- punta 1 giorno – è la domanda giornaliera stimata corrispondente a temperature estreme per un giorno che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni;
- punta 7 giorni – è la domanda settimanale stimata corrispondente a temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni;
- punta 30 giorni – è la domanda mensile stimata corrispondente a temperature estreme per un periodo di almeno trenta giorni che si osservano con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni.

Tabella 1 – Proiezioni della domanda di punta (dati in MSm³)

[MSm ³ /g]	2023/2024	2025/2026	2027/2028	2029/2030
Punta 1 giorno	419,7	422,1	425,3	426,9
Punta 7 giorni	2.415,6	2.372,1	2.339,2	2.306,3
Punta 30 giorni	9.372,8	9.247,7	9.050,2	8.852,8

Fonte: Elaborazioni su dati Snam

1.2.3 Funzionamento del sistema gas italiano e utilizzo delle infrastrutture

Il sistema infrastrutturale gas italiano è molto diversificato e assicura la copertura di una domanda gas che negli ultimi anni, con l'eccezione del 2022, è sempre rimasta significativamente superiore ai 70 Gm³ anno.

Le infrastrutture di trasporto e le interconnessioni con i gasdotti di importazione, i terminali di rigassificazione, gli impianti di stoccaggio e le reti di distribuzione si sono sviluppati nel corso degli anni, rendendo il sistema italiano particolarmente flessibile nella gestione dei flussi e robusto di fronte a situazioni di potenziale criticità. Il gas disponibile sul mercato italiano proviene da:

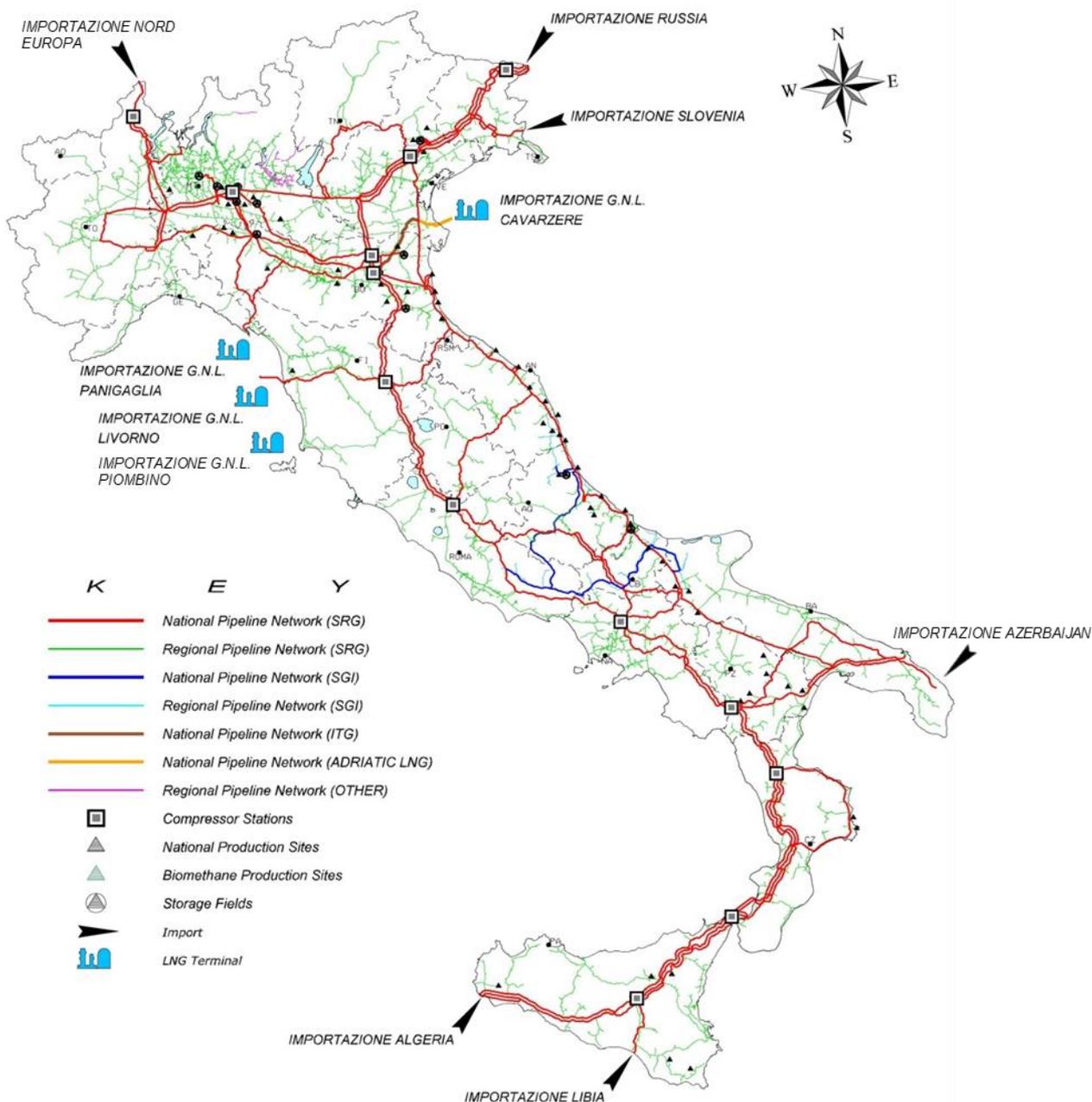
- produzione nazionale, interconnessa alla rete di trasporto tramite 57 punti di entrata di gas naturale e 60 punti di entrata da produzioni di biometano;
- 6 gasdotti esteri, interconnessi con il sistema di trasporto italiano nei punti di entrata di Tarvisio (IT/AT), Gorizia (IT/SLO), Passo Gries (IT/CH), Mazara del Vallo (IT/TUN), Gela (IT/LIB) e Melendugno (IT/GR, metanodotto TAP);
- 4 terminali di rigassificazione di GNL, interconnessi con i punti di entrata di Panigaglia (GNL Italia), di Cavarzere (Terminale Adriatic LNG) e di Livorno (Terminale OLT) e di Piombino (Terminale FSRU Italia).

Oltre alle infrastrutture di importazione il sistema gas consta anche di un sistema di stoccaggio con un volume totale di 18,9 GSm³.

Le infrastrutture considerate ai fini della valutazione dei rischi del presente Documento sono la rete di trasporto⁷ del gas, i terminali di rigassificazione di GNL e gli impianti di stoccaggio del gas, rappresentati in Figura 10.

⁷ Si esclude la rete di distribuzione.

Figura 10 – Infrastrutture di sistema



Fonte: Snam Rete Gas

1.2.3.1 Trasporto

Infrastruttura esistente

Il sistema infrastrutturale italiano può contare su una rete di trasporto che si estende per oltre 32.000 chilometri.

La Tabella 2 riporta i valori di capacità continua di tutti i punti di entrata, interconnessi con gasdotti di importazione e con terminali di rigassificazione, e la capacità interrompibile disponibile nei mesi di maggior domanda (invernali) nei soli punti di entrata interconnessi con gasdotti di importazione.

Tabella 2 – Capacità continua e interrompibile ai punti di entrata della Rete Nazionale

[MSm ³ /g]	2023/2024	
	Capacità Continua	Capacità Interrompibile
Gasdotti	294,4	27
Mazara del Vallo	103,7	5
Gela	45	5
Melendugno (TAP)	44,5	5
Max tot. Sud	122	15
Passo Gries ⁸	59	5,4
Tarvisio	109,2	6,0
Gorizia	4,2	0,6
GNL	68,4	
Panigaglia ⁹	13	
Cavarzere	26,4	
Livorno	15	
Piombino	14	
Totale	362,8	27

Nella Tabella 3 sono invece riportati i valori di capacità continua dei punti di uscita, interconnessi con gasdotti esteri, di Passo Gries, Tarvisio e Melendugno.

⁸ Il valore riportato per il punto di entrata di Passo Gries corrisponde alla capacità di ingresso nel sistema gas italiano. A seguito di manutenzioni sul sistema di trasporto di TENP in Germania, la capacità di trasporto sul punto di Wallbach risulta ridotta cospicuamente. Di conseguenza i flussi gas in entrata dal punto di Passo Gries saranno inferiori all'effettivo valore di capacità resa disponibile sul punto.

⁹ Nel caso di Panigaglia il valore di *send-out* del terminale è pari a 11 MSm3/giorno.

Tabella 3 – Capacità continua e interrompibile ai punti di uscita della Rete Nazionale

[MSm ³ /g]	2023/2024	
	Capacità Continua	Capacità Interrompibile
Tarvisio	18	n.a.
Passo Gries	40	n.a.
TOT	40	n.a.
Gorizia	4,4	n.a.
Melendugno (TAP) ¹⁰	n.a.	2,3

Fonte: Snam Rete Gas

Sviluppi infrastrutturali

Di seguito una breve descrizione degli interventi previsti:

- Nuovo punto di entrata di Ravenna, interconnesso con il terminale *offshore* di Ravenna, attualmente in fase di realizzazione e la cui entrata in esercizio è prevista nella seconda metà del 2024;
- Nuovo punto di entrata da produzione nazionale nei pressi di Gela, che potrà garantire l'immissione delle nuove produzioni nazionali al largo di Gela della Sicilia fino a ca. 4 MSm³/g e ca. 1,4 miliardi di Sm³ all'anno, con entrata in esercizio prevista nel corso del 2024;
- Realizzazione della prima fase del progetto Linea Adriatica, con entrata in esercizio prevista entro il 2026, che consentirà di aumentare la capacità di trasporto dai punti di entrata del sud Italia di ca. 5 milioni di Sm³/g e di ca. 9 MSm³/g dal nuovo punto di entrata di Ravenna. La prima fase del progetto è costituita dalla centrale di compressione di Sulmona (3 turbocompressori da 11 MW di potenza ciascuno) e dal gasdotto Sestino-Minerbio (lunghezza ca. 140 km e diametro DN1200).
- Realizzazione della seconda fase del progetto Linea Adriatica, con entrata in esercizio prevista entro il 2027, che consentirà di aumentare la capacità di trasporto dai punti di entrata del sud Italia fino a 150 milioni di Sm³/g (dagli attuali 126 MSm³/g), costituita dal gasdotto Sulmona – Foligno (lunghezza ca. 170 km e diametro DN1200) e dal gasdotto Foligno – Sestino (lunghezza ca. 115 km e diametro DN1200).
- Installazione di una nuova unità di compressione elettrica da 15 MW nella centrale di Poggio Renatico, in aggiunta alle 4 unità di compressione turbogas esistenti, e interventi per invertire il flusso presso la centrale di compressione di Malborghetto, che consentiranno l'incremento della capacità del Punto di Uscita di Tarvisio fino a 40 MSm³/g (dagli attuali 18 MSm³/g), mantenendo invariata la capacità massima di esportazione contemporanea verso il nord Europa (attualmente pari a 40 MSm³/g).

¹⁰ La capacità è da considerarsi in reverse flow commerciale, soggetta al valore di nomina in ingresso sul medesimo punto di interconnessione, tale per cui la somma algebrica delle due produca un flusso fisico in entrata maggiore o uguale a zero.

- Realizzazione del gasdotto Matagiola – Massafra (lunghezza ca. 40 km e diametro DN1400), per consentire l'incremento della capacità di trasporto dei punti di entrata in Puglia fino a 53 MSm³/g, valore coerente con la capacità richiesta in caso di realizzazione della *full-expansion* del sistema TAP. La data di entrata in esercizio è prevista nel 2027 coerentemente agli sviluppi prospettati dalle infrastrutture a monte.

1.2.3.2 Rigassificazione

Infrastruttura esistente

In Italia sono attivi quattro terminali di GNL:

- l'impianto di Panigaglia (GNL Italia) con una capacità di circa 11 MSm³/g e un potenziale di importazione di 3,5 GSm³ annui;
- l'impianto offshore al largo di Porto Levante (Adriatic LNG) con una capacità di 26,4 MSm³/g e un potenziale di importazione di 9 GSm³ di gas annui su base continuativa, ovvero 9,6 GSm³ annui su base non continuativa;
- l'impianto FSRU di Livorno (OLT) con una capacità di 15,0 MSm³/g e un potenziale di importazione di 3,75 GSm³ annui. Per questo terminale è previsto l'incremento della capacità fino a 18 Msm³/g e il potenziale di importazione fino a 5 GSm³ annui, entro la fine del 2026.
- L'impianto FSRU ubicato nel porto di Piombino (FSRU Italia), con una capacità di 14,0 MSm³/g¹¹ e un potenziale di importazione di ca. 5 GSm³ annui, entrato in esercizio commerciale nel mese di luglio 2023.

Sviluppi infrastrutturali

Entro il secondo semestre del 2024 è prevista la realizzazione di un nuovo terminale FSRU ubicato al largo di Ravenna, con capacità 20 MSm³/g e potenziale di importazione di 5 GSm³ annui, per il quale sono in corso le attività di costruzione.

Entro il 2026 è inoltre previsto lo spostamento del terminale FSRU di Piombino, il cui posizionamento nel porto di Piombino è stato autorizzato per un periodo massimo di 3 anni, in una nuova e definitiva collocazione ancora in via di definizione. La capacità del terminale potrà crescere fino a 20 MSm³/g.

1.2.4 Il ruolo dello Stoccaggio

Infrastruttura esistente

Il sistema di stoccaggio italiano, integralmente basato su giacimenti di gas naturale esauriti convertiti a stoccaggio, è particolarmente sviluppato e può contare su una capacità complessiva di gas in giacenza di circa 18,9¹² GSm³, di cui 14,3 costituenti il working gas di modulazione e 4,6 GSm³ destinati al servizio di stoccaggio strategico.

Il servizio di stoccaggio di modulazione è quello che viene offerto per la modulazione stagionale dei consumi dovuta principalmente al settore civile; mediante un sistema di aste che iniziano a febbraio lo spazio presente nei giacimenti viene offerto agli

¹¹ La massima capacità di erogazione del terminale è pari a circa 20 MSm³/g che potranno essere garantiti a seguito del ricollocamento del terminale e degli sviluppi infrastrutturali previsti sulla rete.

¹² Stogit: 16,9 GSm³; Edison: 1,0 GSm³; Ital Gas Storage ca. 1,0 GSm³ a regime.

shipper che lo riempiono del proprio gas mediante un piano di iniezione da aprile a ottobre, per poi ritirarlo durante la campagna di erogazione da ottobre a marzo.

La riserva strategica è invece il volume di gas permanentemente stoccato in sotterraneo che può essere erogato solo in casi di emergenza su autorizzazione del Ministero concessionario (MASE), qualora tutto il working gas di modulazione fosse stato erogato e servissero volumi aggiuntivi per continuare a garantire le forniture al sistema, in caso di mancanza fisica di gas da altre fonti. Durante l'emergenza gas dell'inverno 2005-2006 si è giunti a erogare, nelle ultime settimane invernali, circa 1,2 GSm³ di volume di riserva strategica, che è stata poi reintegrata l'anno successivo.

Il DM 15 febbraio 2013, i successivi decreti e più recentemente il DM 31 marzo 2023, sono intervenuti nella regolamentazione degli stoccaggi al fine di garantire un'adeguata copertura della domanda di picco nei momenti di maggiore fabbisogno. Le disposizioni attuali definiscono nuovi meccanismi di allocazione commerciale della capacità di erogazione degli stoccaggi, evitando il rischio di una eccessiva erogazione anticipata che non permetterebbe adeguate prestazioni del sistema nei mesi di gennaio e febbraio.

Pertanto, nella fase iniziale di svasso la capacità erogativa commerciale è inferiore alla massima prestazione tecnica, la quale può essere eventualmente raggiunta per limitati periodi in caso di emergenza.

La capacità erogativa per il servizio di modulazione di punta nell'anno contrattuale di stoccaggio 2023/2024 è riportata nella Tabella 4.

Tabella 4 – Capacità erogativa di Modulazione di Punta

	Novembre* (***)		Dicembre		Gennaio		Febbraio		Marzo **		Totale
Volume mensile massimo erogabile [MSm³]											
<i>di cui</i>											
- Stogit	230	365	688	853	1.040	1.215	882	648	510	329	6.760
- Edison	588,89						164,8		87,45		840,84
- Italgas Storage	240										240
Volume giornaliero massimo erogabile [MSm³/g]											
<i>di cui</i>											
- Stogit	21,9	34,8	45,9	53,3	69,3	75,9	63,0	43,2	34,0	20,6	
- Edison	7,15		8,41				5,89		5,05		
- Italgas Storage	3,5		3,5		3,5		3,5		3,5		

(*) Il volume di novembre è comprensivo dell'eventuale erogazione richiesta per il mese di ottobre

(**) Il volume di marzo è comprensivo dell'eventuale erogazione richiesta per il mese di aprile

(***) Per novembre il volume giornaliero massimo è ottenuto dividendo il volume mensile massimo per 21 giorni

Fonte: DM 31 marzo 2023 del MASE

Alla capacità di modulazione di punta sopra riportata si sommano le disponibilità per i seguenti servizi:

1. Servizio di Modulazione Uniforme;
2. Servizi di Bilanciamento Trasportatori;
3. Servizio di Stoccaggio Minerario;
4. Servizio Fast Cycle.

Le capacità di stoccaggio sono rese disponibili da tre operatori: Stogit, con una quota complessiva pari al 93% della capacità totale italiana in termini di *working gas*, Edison Stoccaggio con il 6%, e Italgas Storage con il restante 1%. I tre operatori rendono disponibili tali prestazioni in modo coordinato e integrato nell'ambito delle rispettive concessioni.

Tabella 5 – Capacità di stoccaggio 2023/2024

<i>M</i>Sm³	Working gas totale	Working gas utile (*)
Stogit	16.510	12.030 (**)
Edison Stoccaggio	981	841
Italgas Storage	240	240
Totale	17.731	13.111

(*) Il Working Gas utile corrisponde al WG Shippers al netto della Riserva Strategica e al netto del WG non offerto per indisponibilità tecniche (Stogit: 420 MSm³), fonte: elaborazioni su dati Snam. (**) Non tiene conto del volume (fino a 150 MSm³) offribile, come primo step, a seguito dell'autorizzazione definitiva all'esercizio a pressione superiore alla pressione originaria di scoperta, presso il sito di Sergnano, prevista per la fine di luglio 2023.

Complessivamente nell'anno contrattuale di stoccaggio 2023/2024, la capacità di working gas si è attestata su un valore complessivo di 17.731 MSm³ (Tabella 5)

Sviluppi Infrastrutturali

Vi sono due nuovi siti in fase di sviluppo:

- Alfonsine in Emilia-Romagna, il cui concessionario Stogit sta provvedendo a rielaborare l'ingegneria propedeutica alla richiesta dei permessi autorizzativi. La conversione a stoccaggio comporterebbe un aumento della capacità di stoccaggio pari a 1.960 MSm³ ed una capacità di punta erogativa e iniettiva di 20 MSm³/g a campo pieno. La data di entrata in esercizio (progressiva) è prevista per fine 2028, e per l'A.T. 2029-30 si considera vengano messi a disposizione del mercato 700 MSm³¹³.
- Cugno le Macine in Basilicata, i cui asset, in concessione precedentemente a Geogastock, sono stati rilevati nella prima metà del 2023 da Thaleia. Non è stata ancora richiesta l'autorizzazione alla costruzione, che comporterebbe un aumento della capacità di stoccaggio pari a 1.000 MSm³.

A partire dall'A.T. 2023/24 ed entro il 2027/28, Stogit prevede di ricevere l'autorizzazione definitiva per l'esercizio dei giacimenti di Sergnano e Ripalta, in Lombardia, a pressione superiore alla pressione originale di scoperta. L'esercizio in sovrappressione dei due giacimenti comporterà, a regime, un incremento del *working gas* disponibile per un totale di 700 MSm³, di cui rispettivamente 350 MSm³ per Sergnano e 350 MSm³ per Ripalta.

¹³ Fonte: Elaborazione dati Snam

Entro l'A.T. 2026/27 è prevista l'entrata in esercizio a regime per il sito Stogit di Bordolano, con gli ultimi 150 MSm³ di *working gas* da mettere a disposizione al mercato, su un totale di 1.200 MSm³.

Infine, si segnala che, al di fuori dell'orizzonte temporale di analisi del presente Documento, e pertanto non considerata, è prevista l'entrata in operatività di ulteriori attività di potenziamento dei siti di Fiume Treste, Sergnano, Ripalta e Cortemaggiore. Fiume Treste sarà interessato dallo sviluppo/conversione a stoccaggio del nuovo Livello F, che comporterà un incremento del *working gas* di 200 MSm³ e della punta erogativa di 4 MSm³/g. Sergnano, Ripalta e Cortemaggiore saranno interessati dall'attività di sostituzione pozzi (totale per Sergnano e Ripalta, parziale per Cortemaggiore) che determinerà un incremento della capacità di punta di erogazione di 7,5 MSm³/g. Infine a Ripalta si prevede di realizzare il nuovo impianto di trattamento gas e la perforazione di 4 pozzi *infilling*, inducendo un incremento della prestazione di punta erogativa di 6 MSm³/g¹⁴.

1.2.5 Offerta del sistema gas Italia e ruolo della produzione nazionale

1.2.5.1 Consuntivo offerta del sistema gas Italia

La maggior parte della domanda di gas viene storicamente soddisfatta attraverso le importazioni che nel 2022 hanno rappresentato il 95% dell'offerta totale.

La diversificazione degli approvvigionamenti è aumentata rispetto alla situazione analizzata nel precedente *Risk Assessment* del 2018, in particolare a partire dal dicembre del 2020 grazie all'entrata in esercizio del gasdotto TAP di importazione di gas dall'Azerbaijan che, con una capacità annua di ca. 10 GSm³, ha permesso di accedere ad una nuova risorsa di approvvigionamento a costi competitivi.

Nel 2021 circa il 38% del fabbisogno di gas italiano è stato coperto da importazioni dalla Russia attraverso il Punto di Entrata di Tarvisio, ma a partire dal 2022 le tensioni innescate dal conflitto Russia-Ucraina e la conseguente riduzione delle importazioni di gas russo hanno modificato in maniera sostanziale gli approvvigionamenti di gas naturale italiani, oltre che quelli Europei.

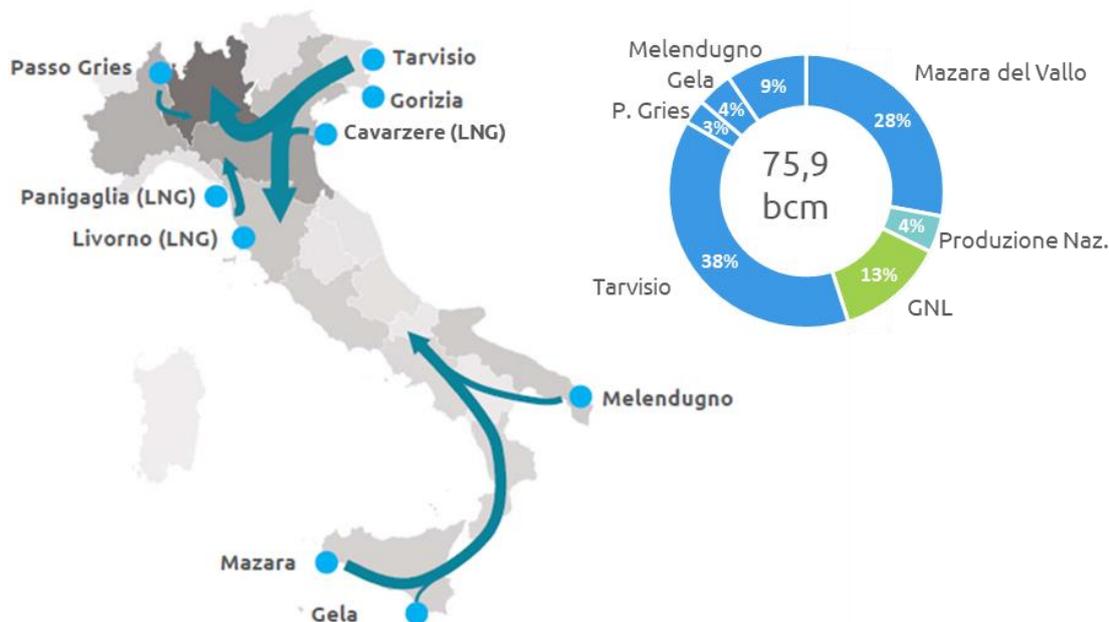
Come è possibile osservare dalla Figura 11 in particolare, si è assistito ad un crescente impiego dei Terminali GNL e ad un maggiore utilizzo dei Punti di Entrata da Sud (Mazara, Gela, Melendugno), che hanno consentito di far fronte alla riduzione delle importazioni da Tarvisio che si sono ridotte al 18%.

¹⁴ Fonte: Elaborazione dati Snam

Figura 11 – Andamento flussi di importazione per gli anni 2021 e 2022

ANNO

2021



ANNO 2022



(*) in esercizio dal 2024

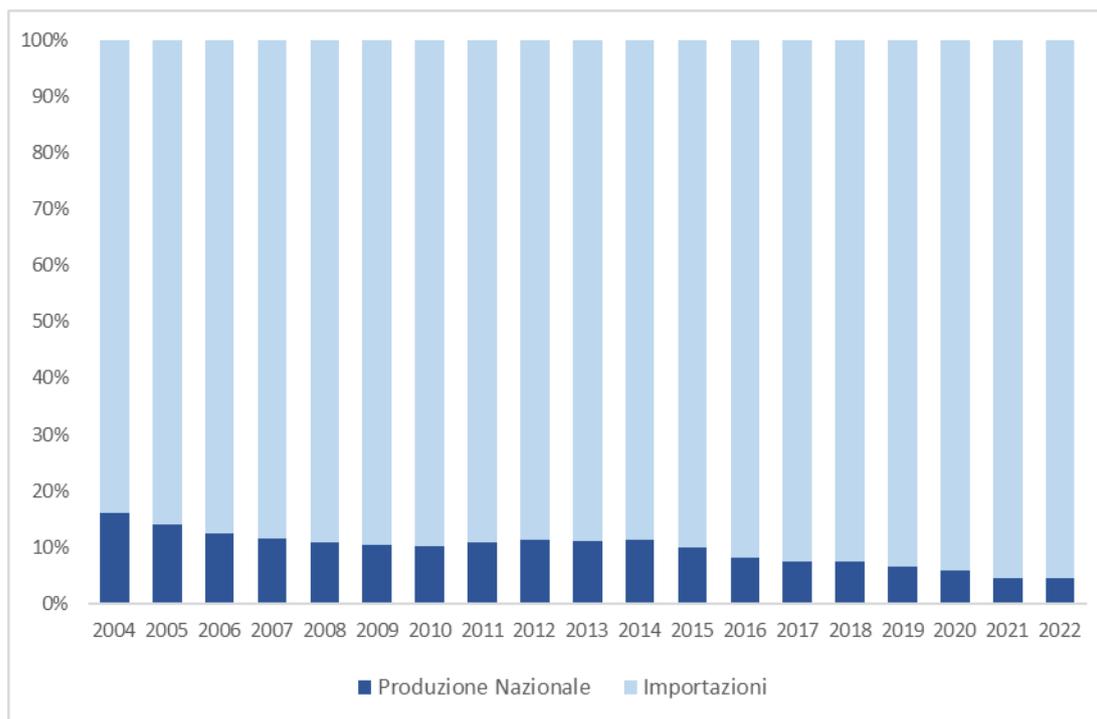
Fonte: Elaborazioni su dati Snam

Da segnalare la crescita rispetto al 2021 del gas importato via gasdotto presso Passo Gries (+250%), Melendugno (+43,1%) e Mazara del Vallo (+11,3%, in ulteriore incremento rispetto al 2021 che aveva registrato un incremento di +76% rispetto al 2020) e dal GNL trasportato via nave e rigassificato ai terminali di Livorno (+167,4%),

Panigaglia (+112,9%) e Cavarzere (+14,2%) a compensazione della riduzione delle forniture di gas da Tarvisio (-51,9%), in particolare a partire dalla tarda primavera e conseguenti allo scoppio della crisi “Russo Ucraina”.

La produzione nazionale (Figura 12) ha registrato un *trend* di progressiva riduzione fino al 2022, a seguito del declino produttivo dei giacimenti, non sufficientemente compensato da nuove produzioni mentre la produzione di biometano, è in costante crescita (9 milioni di metri cubi del 2017, 210 milioni di metri cubi nel 2022).

Figura 12 – Evoluzione della composizione dell’offerta di gas in Italia



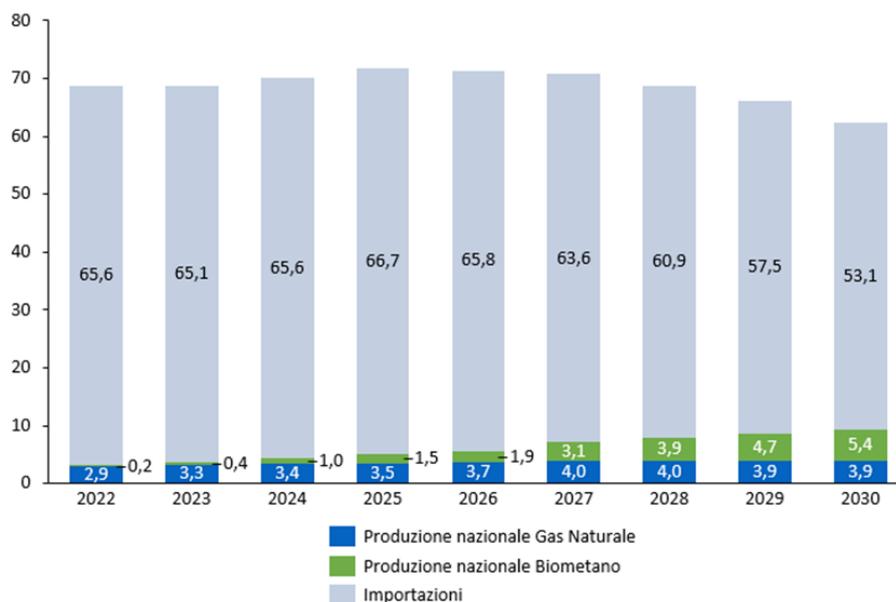
Non comprende la variazione delle scorte

Fonte: Elaborazioni su dati MiSE

1.2.5.2 Analisi prospettica dell’offerta di gas

Le importazioni, che nel 2022 hanno costituito il 95% dell’offerta totale, continueranno a svolgere un ruolo predominante nell’offerta di gas, anche se nel medio termine è prevista una crescita delle produzioni nazionali da ca. 3 GSm³ nel 2022 a circa 9 GSm³ nel 2030, soprattutto grazie al biometano che, da un peso marginale nell’offerta complessiva italiana, arriverà a volumi di 5,4 GSm³ nel 2030, in coerenza con i target fissati nell’ambito del piano Fit-for-55 e dell’aggiornamento del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC).

Figura 13 – Offerta di gas in Italia, totale e per settore (GSm³)



Valori espressi con PCS a 38,1 MJ/m³
 Fonte: Elaborazioni su dati Snam

Nella Tabella 6 sono indicati i valori giornalieri di produzione associati allo scenario sopra indicato.

Tabella 6 – Capacità massima di produzione giornaliera

[MSm ³ /g]*	2023/2024	2025/2026	2027/2028	2029/2030
Gas Naturale	9,5	10,3	11,3	11
Biometano	2,4	5,1	10,4	14,7
TOT	11,9	15,4	21,7	25,7

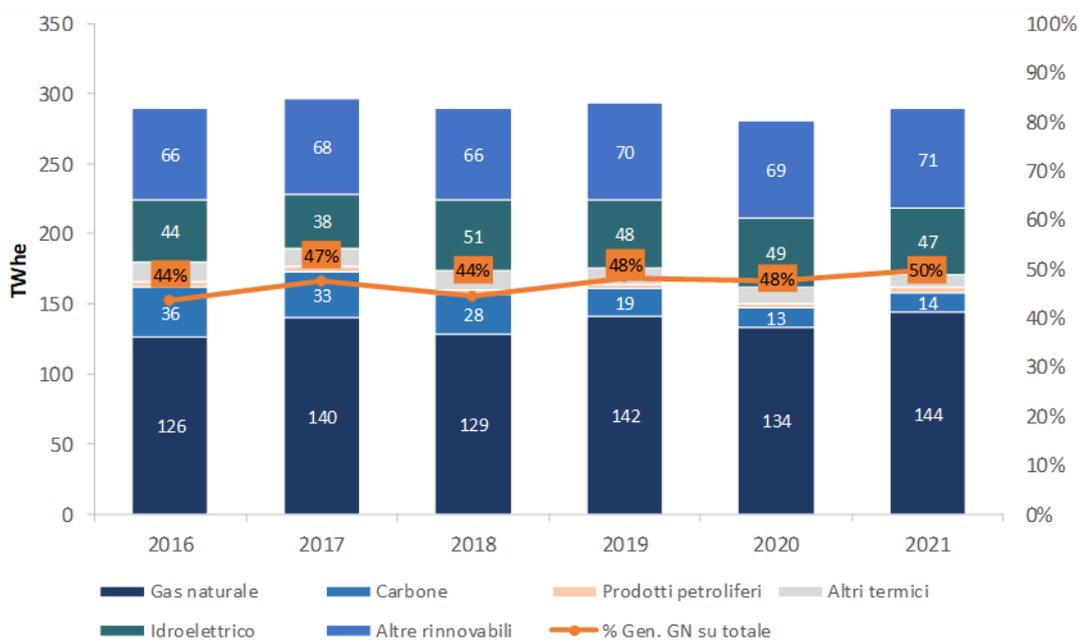
La capacità massima di produzione giornaliera è calcolata come la capacità tecnica massima di produzione negli anni termici di riferimento diviso 355 giorni, così come richiesto per il calcolo dell' indicatore N-1. Partendo dai valori annuali definiti da Snam, la capacità massima dell'anno termico è calcolata come la media pesata della capacità massima di produzione nell'anno (T) e nell' anno (T+1).

Fonte: Elaborazioni su dati Snam
 *Valori espressi con PCS a 38,1 MJ/m³

1.2.6 Il ruolo del gas nella produzione elettrica

Nel 2021 gli impianti termoelettrici alimentati a gas naturale hanno prodotto 144 TWh, coprendo ca. il 50% del totale di energia elettrica prodotta e mostrando un incremento rispetto agli anni precedenti (Figura 14). L'incremento di produzione degli impianti termoelettrici alimentati a gas naturale registrato nel 2021 rispetto all'anno precedente è ascrivibile principalmente all'aumento della produzione elettrica totale, a sua volta legato alle dinamiche del mercato elettrico nazionale ed europeo. Da segnalare la consistente riduzione di energia prodotta da impianti termoelettrici alimentati a carbone, che si avviano verso una completa dismissione nei prossimi anni.

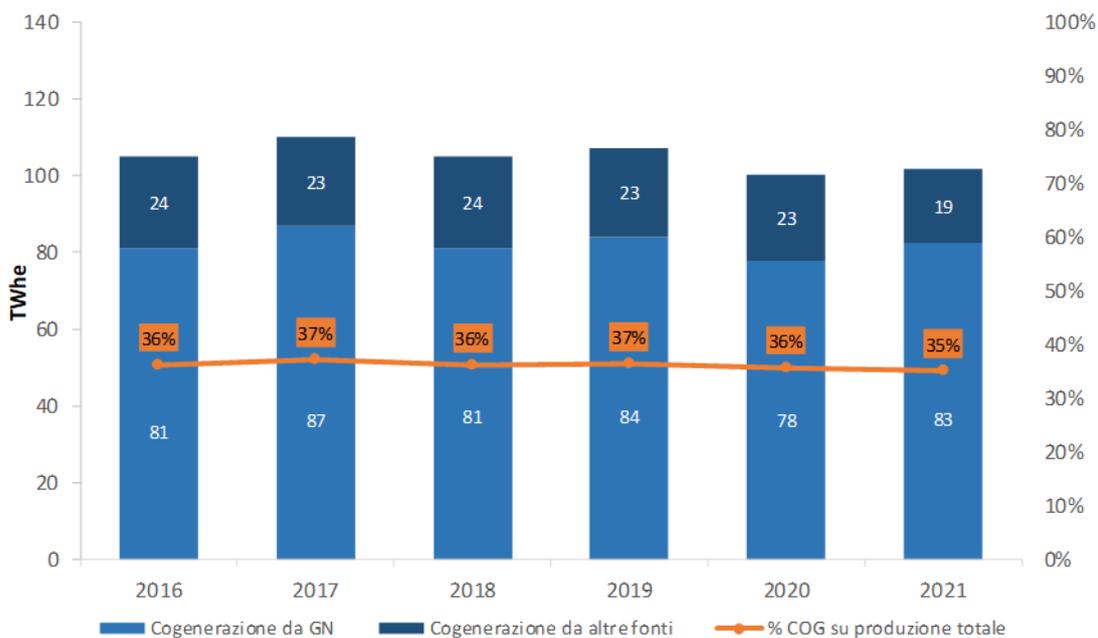
Figura 14 – Composizione della produzione lorda nazionale di energia elettrica



Fonte: Elaborazioni su Dati Statistici Terna

La cogenerazione costituisce una componente importante della produzione di energia elettrica in Italia, con un totale di energia elettrica prodotta da impianti con produzione combinata di energia e calore di 102 TWh nel 2021, pari al 35,1% di tutta l'energia elettrica prodotta (Figura 15).

Figura 15 – Produzione lorda nazionale di energia elettrica da impianti con produzione combinata di energia e calore



Fonte: Elaborazioni su Dati Statistici Terna

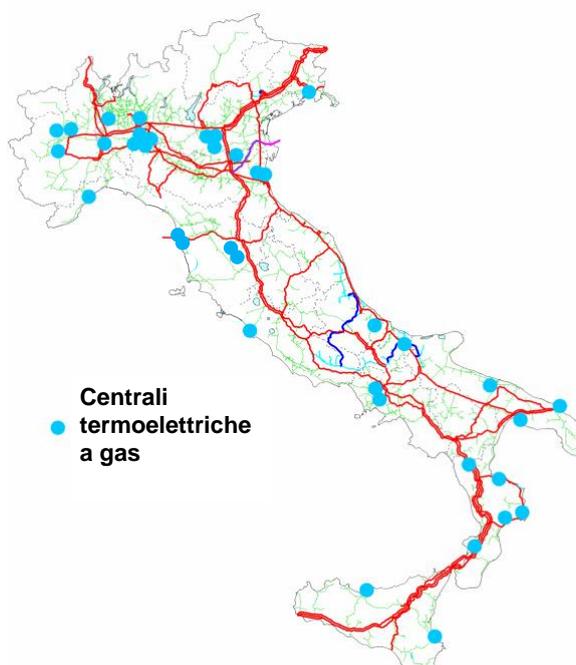
La maggior parte dell'energia elettrica prodotta da impianti cogenerativi è relativa ad impianti alimentati a gas naturale, prevalentemente a ciclo combinato, con l'81,4% del totale. Buona parte dell'energia cogenerativa è ascritta ad impianti situati su grandi siti di produzione industriale, come ad esempio raffinerie, per consentire l'utilizzo diretto nei processi industriali del calore generato.

I dati mostrano che il gas naturale è tutt'ora la prima fonte di energia primaria per la produzione di energia elettrica, con il termoelettrico che rimane il settore a maggior consumo di gas naturale dopo il residenziale. La forte interazione tra il mercato elettrico e quello gas è quindi rilevante ai fini della valutazione di rischi di approvvigionamento del sistema e deve essere tenuta in considerazione anche per la predisposizione di possibili azioni di contenimento della domanda nei Piani di Azione Preventivo e di Emergenza.

In particolare, in caso di crisi di disponibilità di gas che richiedano la riduzione della domanda giornaliera, le utenze termoelettriche potrebbero essere chiamate a contribuire al contenimento dei consumi gas per consentire comunque l'alimentazione dei clienti protetti, compatibilmente con le esigenze di continuità dell'alimentazione elettrica degli stessi.

Ai fini di una maggiore comprensione delle interazioni tra sistema gas ed elettrico, si riporta di seguito l'ubicazione, abbastanza uniforme sul territorio nazionale, delle principali centrali termoelettriche a gas e il loro posizionamento rispetto alla rete di trasporto gas (Figura 16).

Figura 16 – Centrali termoelettriche a gas



Fonte: Snam Rete Gas

2. SINTESI DELLA VALUTAZIONE DEL RISCHIO

2.1 Valutazione comune del rischio

2.1.1 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta orientale: Ucraina

Il gruppo, dopo aver tenuto conto delle infrastrutture e degli standard di approvvigionamento, della definizione di clienti protetti per ciascuno Stato membro coinvolto e dei risultati dell'analisi del JRC sul rischio di interruzione dell'approvvigionamento russo, ha tratto le seguenti conclusioni.

- Gli standard infrastrutturali e di approvvigionamento, anche se teoricamente adeguati a livello di gruppo, possono portare a una situazione in cui sono necessarie nuove infrastrutture per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento agli Stati membri interessati, considerata la situazione mutevole legata al rischio geopolitico della rotta di approvvigionamento del gas russo.
- Le analisi degli scenari di rischio hanno valutato principalmente il rischio di interruzione del gas russo per l'inverno 2022/2023. Tale rischio è stato declinato secondo possibili approcci intrapresi dagli Stati Membri. Nella situazione migliore registrata (utilizzo dello stoccaggio senza pensare a lasciare una quota di giacenza per l'inverno successivo e approccio cooperativo tra Stati Membri) si potrebbe realizzare una scopertura della domanda in termini di volume di circa 6,3 - 6,6 GSm³ per l'intero gruppo di rischio (RG) mentre per quanto riguarda la punta i Paesi maggiormente colpiti sarebbero Germania e Italia con tagli massimi registrabili durante la stagione invernale rispettivamente di 110 e 74 mcm/g. Nel caso peggiore invece (decisione di mantenere una giacenza per l'inverno successivo pari a quella dell'inverno precedente, e approccio non cooperativo tra Stati Membri) avremo 33-34 GSm³ di domanda non servita (di cui 10 GSm³ per la Germania e 7,5 per l'Italia) mentre per quanto riguarda la punta i Paesi maggiormente colpiti sarebbero ancora Germania e Italia con tagli massimi registrabili durante la stagione invernale rispettivamente di 223 e 151-161 mcm/g.

Per quanto riguarda gli ulteriori eventi di rischio¹⁵, l'ondata di freddo è l'evento che determina la riduzione del gas peggiore (9,5 miliardi di metri cubi in media per il RG). C'è una probabilità di 1/6 che l'ondata di freddo causi una domanda di gas non servita fino a circa 18 GSm³ durante l'inverno (11,1% dello scenario peggiore della domanda

15

Context	Risk event	Disrupted capacity (GWh/d)	Duration	Starting date	End date
DZ	Algeria's total supply disruption	2009	2 months	1 January 2023	28 February 2023
TM	Disruption of Transmed pipeline (50%)	570	5 months	1 November 2022	31 March 2023
HURO	Total Disruption of Hungary-Romania Interconnector (Csanadpalota)	77.4	1 month	1 January 2023	31 January 2023
STE	Total disruption of Stenlille gas storage (no withdrawal)	180.9	2 weeks	15 January 2023	31 January 2023
NO	Total disruption of Europipe 2 arriving in Dornum	575.9	2 months	1 January 2023	28 February 2023
CS	Two-week cold spell	Max. historical 14 days in the EU	2 weeks	14 February 2023	28 February 2023

di gas nell'RG), ma c'è un'altra probabilità di 1/6 di avere un inverno più mite senza alcuna riduzione. Conclusioni simili possono essere tratte nel caso di un'interruzione totale delle forniture di gas algerino per due mesi e da un'interruzione parziale dei flussi del gasdotto Transmed per cinque mesi. I restanti eventi di rischio non incidono sostanzialmente sul RG rispetto allo scenario di base.

2.1.2 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta del Mar del Nord: Norvegia

Al momento dell'invio del Documento i lavori dell'analisi di rischio comune non si sono ancora conclusi.

2.1.3 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana: Algeria

Se consideriamo la situazione com'era prima della riduzione della fornitura di gas russo all'Europa, il gruppo di rischio dell'Algeria dimostra un'elevata resilienza anche in caso di interruzione totale della fornitura di gas algerino, trattandosi di un evento improbabile. Le infrastrutture alternative, in particolare gli impianti di GNL, supportano il sistema del gas e ne impediscono eventuali riduzioni.

Sebbene il volume necessario di GNL sembri elevato, uno studio dell'AIE fornito a questo gruppo mostra che questi volumi sono disponibili. L'impatto dei prezzi sugli Stati membri più colpiti, in particolare la Spagna, può essere rilevante, ma la sicurezza dell'approvvigionamento è salvaguardata in Spagna e Portogallo.

Le infrastrutture alternative nell'Algeria Risk Group, in particolare gli impianti GNL, supportano il sistema del gas e ne prevengono eventuali riduzioni.

A seguito dei tagli alla fornitura di gas del gasdotto russo, la situazione dell'approvvigionamento potrebbe cambiare negli Stati membri di questo gruppo di rischio, ad eccezione di Spagna e Portogallo, dove questi hanno un effetto diretto trascurabile. Tuttavia, si prevede un effetto indiretto dovuto ai cambiamenti del mercato globale del GNL che derivano dalla guerra, che potrebbero comportare, ad esempio, una carenza di disponibilità di GNL. Gli effetti di questi tagli all'approvvigionamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di altri membri del gruppo di rischio sono contemplati nella valutazione di altri gruppi di rischio, ad esempio nei gruppi di rischio dell'approvvigionamento di gas orientale.

2.1.4 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana: Libia

Il gruppo, dopo aver tenuto conto delle infrastrutture e degli standard di approvvigionamento, della definizione di clienti protetti per ciascuno Stato membro coinvolto e dei risultati dell'analisi del JRC sul rischio di interruzione dell'approvvigionamento russo, ha tratto le seguenti conclusioni.

1. Gli standard infrastrutturali e di approvvigionamento, anche se teoricamente adeguati a livello di gruppo, possono portare a una situazione in cui sono necessarie nuove infrastrutture per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento agli Stati membri interessati, considerata la situazione mutevole legata al rischio geopolitico della rotta di approvvigionamento del gas russo.
2. Le analisi degli scenari di rischio hanno valutato principalmente il rischio di interruzione del gas russo per l'inverno 2022/2023. Tale rischio è stato declinato secondo possibili approcci intrapresi dagli Stati Membri. Le analisi hanno dato risultati controintuitivi legati particolarmente all'effetto del dato di domanda utilizzato. Infatti, Nella situazione registrata con le ipotesi di utilizzo

dello stoccaggio senza pensare a lasciare una quota di giacenza per l'inverno successivo (stoccaggio massimizzato) e di approccio non cooperativo tra Stati Membri, si potrebbe realizzare una scopertura media della domanda in termini di volume di circa 0,4 GSm³ per l'intero Gruppo di Rischio, ma con un valore massimo registrato di 1,3 GSm³. L'Italia sarebbe, in termini assoluti, il Paese maggiormente colpito con un taglio della domanda massima di 114 mcm/g. Nella situazione di approccio cooperativo e utilizzo massimizzato dello stoccaggio le simulazioni hanno registrato un valore medio di 0,7 GSm³ di domanda non servita, con un valore massimo di 1 GSm³. Anche in questo caso l'Italia sarebbe il Paese più colpito in termini assoluti con una scopertura di punta massima pari a 74 mcm/g. Se invece fossero adottati ipotesi conservative per l'utilizzo dello stoccaggio (ovvero se fosse prevista per fine anno una giacenza pari a quella registrata alla fine del 2021) si avrebbero risultati in cui i massimi valori registrati sarebbero di 10 e 15 GSm³, rispettivamente con approccio cooperativo e non cooperativo, con punte massime di scopertura giornaliere pari a circa 79 e 161 mcm/g (sempre in Italia).

Per quanto riguarda gli ulteriori eventi di rischio¹⁶, l'interruzione totale degli approvvigionamenti dell'Algeria è l'evento che ha determinato la peggiore riduzione del gas (3,4 miliardi di metri cubi in media per la RG). La domanda non servita sotto tale evento avverso è di 5,8 GSm³ con una probabilità di 1/6, ma c'è un'altra probabilità di 1/6 di avere un inverno più mite senza riduzioni trascurabili. Tra gli altri eventi avversi, l'interruzione di Transmed è il più rilevante (2,5 GSm³).

2.1.5 Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta sudorientale: Mar Caspio

Al momento dell'invio del Documento i lavori dell'analisi di rischio comune non si sono ancora conclusi.

16

Context	Risk event	Disrupted capacity (GWh/d)	Duration	Starting date	End date
DZ	Algeria's total supply disruption	2009	2 months	1 January 2023	28 February 2023
TM	Disruption of Transmed pipeline (50%)	570	5 months	1 November 2022	31 March 2023
HURO	Total Disruption of Hungary-Romania Interconnector (Csanadpalota)	77.4	1 month	1 January 2023	31 January 2023
STE	Total disruption of Stenlille gas storage (no withdrawal)	180.9	2 weeks	15 January 2023	31 January 2023
NO	Total disruption of Europipe 2 arriving in Dornum	575.9	2 months	1 January 2023	28 February 2023
CS	Two-week cold spell	Max. historical 14 days in the EU	2 weeks	14 February 2023	28 February 2023

2.2 Valutazione del rischio nazionale

2.2.1 Elenco dei rischi considerati e ipotesi considerate

2.2.1.1 Elenco dei rischi

In coerenza con quanto previsto dall'Allegato V del Regolamento sono state prese in considerazione le seguenti categorie di rischio:

- Rischi tecnici (T);
- Rischi politici (P);
- Rischi commerciali/di mercato/finanziari (C);
- Rischi da eventi naturali (N);
- Rischi sociali (S).

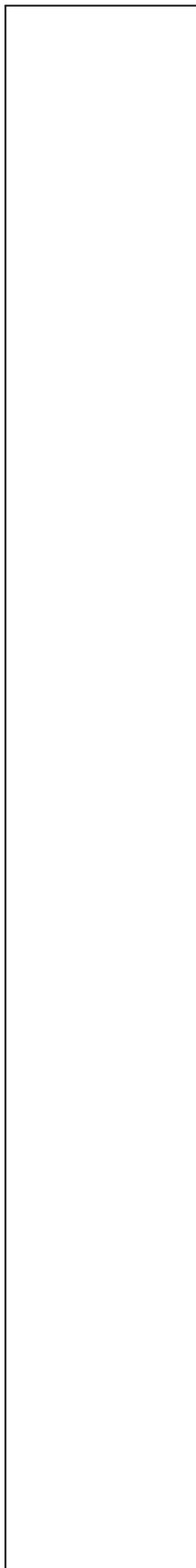
All'interno delle differenti fonti di rischio sono stati identificati rischi specifici raggruppati a loro volta in categorie di rischi principali. Di seguito si riporta la Tabella 7 con il dettaglio di tutti i 102 rischi identificati, raggruppati per categoria principale e fonte. Si noti che nella tabella seguente sono codificati 101 rischi, e non 102, poiché i rischi relativi agli "Attacchi mirati/sabotaggi ad infrastrutture del sistema gas" sono trattati al di fuori di questa analisi.

I rischi identificati sono stati integrati con le analisi sulle infrastrutture entrate in esercizio nel lasso di tempo intercorrente dall'ultimo aggiornamento del documento.

I rischi tecnici individuati sono in totale 44 e hanno il relativo codice che inizia con la lettera "T"; i rischi di origine politica identificati sono in totale 18 con codice che inizia con la lettera "P"; i rischi di origine commerciale / di mercato / finanziaria identificati sono in totale 11 e sono caratterizzati dal codice con lettera "C"; i rischi derivanti da eventi naturali sono 27 e con codice che inizia con la lettera "N"; infine è stato identificato 1 rischio di origine sociale, con codice che inizia con la lettera "S".

Tabella 7 – Lista dei rischi identificati

Macro-categoria	Categoria	Rischi	Durata*	Codice
Tecnica (T)	Guasto alle infrastrutture	Guasto alla stazione di compressione di Enna	Breve	T1
		Guasto alla stazione di compressione di Messina	Breve	T2
		Guasto alla stazione di compressione di Masera	Breve	T3
		Guasto alla stazione di compressione di Malborghetto	Breve	T4
		Guasto alla stazione di compressione di Poggio Renatico	Breve	T5
		Guasto alla stazione di compressione di Tarsia	Breve	T6



Guasto alla stazione di compressione di Montesano	Breve	T7
Guasto alla stazione di compressione di Melizzano	Breve	T8
Guasto alla stazione di compressione di Gallese	Breve	T9
Guasto alla stazione di compressione di Terranova	Breve	T10
Guasto alla stazione di compressione di Istrana	Breve	T11
Rottura gasdotto Transmed (danni meccanici, corrosione, sovrappressione, etc.)	Media	T12
Rottura gasdotto Greenstream (danni meccanici, corrosione, sovrappressione, etc.)	Media	T13
Rottura gasdotto TAG (danni meccanici, corrosione, sovrappressione, etc.)	Media	T14
Rottura gasdotto Transitgas (danni meccanici, corrosione, sovrappressione, etc.)	Media	T15
Rottura gasdotto TAP (danni meccanici, corrosione, sovrappressione, etc.)	Media	T16
Guasto al terminale GNL di Cavarzere	Media	T17
Guasto al terminale GNL di Panigaglia	Media	T18
Guasto al terminale GNL di Livorno	Media	T19
Guasto al terminale GNL di Piombino	Media	T20
Guasto a nave GNL Cavarzere	Breve	T21
Guasto a nave GNL Livorno	Breve	T22
Guasto a nave GNL Panigaglia	Breve	T23
Guasto a nave GNL Piombino	Breve	T24
Impossibilità di estrarre gas da campo di produzione principale (Falconara)	Media	T25
Riduzione del flusso di biometano dovuto a guasti ad impianti su base regionale ¹⁷	Breve	T26
Guasto allo stoccaggio di Settala	Stagionale	T27
Guasto allo stoccaggio di Brugherio	Stagionale	T28
Guasto allo stoccaggio di Sergnano	Stagionale	T29
Guasto allo stoccaggio di Ripalta	Stagionale	T30
Guasto allo stoccaggio di Bordolano	Stagionale	T31
Guasto allo stoccaggio di Cortemaggiore	Stagionale	T32
Guasto allo stoccaggio di Minerbio	Stagionale	T33

¹⁷ Tale rischio è presente nella lista dei rischi ma non contemplato nella valutazione di rischio in quanto l'impatto associato è ritenuto trascurabile ai fini del RA 2018

		Guasto allo stoccaggio di Sabbioncello	Stagionale	T34		
		Guasto allo stoccaggio di Fiume Treste	Stagionale	T35		
		Guasto agli stoccaggi Edison		T36		
		Guasto allo stoccaggio Ital Gas Storage		T37		
	Qualità del gas	Riduzione del flusso dal Transmed dovuta a gas fuori standard	Breve	T38		
		Riduzione del flusso dal Greenstream dovuta a gas fuori standard	Breve	T39		
	Collasso infrastrutture comunicazione e controllo ICT	Guasto al centro di dispacciamento	Breve	T40		
		Guasto dei sistemi SCADA	Breve	T41		
		Guasto dei sistemi di gestione del PSV	Breve	T42		
	Blackout elettrico	Effetti a catena sulle infrastrutture gas alimentate elettricamente	Breve	T43		
	Attacchi mirati	Attacchi mirati/sabotaggi ad infrastrutture del sistema gas ¹⁸	-			
		Attacchi informatici ai sistemi ICT	Breve	T44		
	Politica (P)	Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese fornitore	Disordini in Libia	Stagionale	P45	
			Disordini in Algeria	Stagionale	P46	
Disordini in Norvegia			Stagionale	P47		
Disordini in Olanda			Stagionale	P48		
Disordini in Azerbaijan			Stagionale	P49		
Disordini in Russia			Stagionale	P50		
Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese di transito del gas importato		Disordini in Tunisia	Stagionale	P51		
		Disordini in Austria	Stagionale	P52		
		Disordini in Slovacchia	Stagionale	P53		
		Disordini in Ucraina	Stagionale	P54		
		Disordini in Grecia	Stagionale	P55		
		Disordini in Albania	Stagionale	P56		
		Disordini in Turchia/Georgia	Stagionale	P57		
		Disordini in Germania	Stagionale	P58		
		Disordini in Svizzera	Stagionale	P59		
		Disordini in Olanda	Stagionale	P60		
		Disordini in Francia	Stagionale	P61		
		Disordini in Belgio	Stagionale	P62		
		Commerciale/di mercato/finanziario (C)	Volatilità prezzi del gas	Diversa destinazione navi GNL verso mercati più profittevoli	Breve	C63

¹⁸ Tale rischio non è stato oggetto di valutazioni quantitative poiché Snam Rete Gas si è dotata internamente degli strumenti di mitigazione necessari e non vengono dunque mostrati impatti nella matrice dei rischi.

		Inversione del flusso di gas naturale	Breve	C64
	Disputa commerciale	Disputa con fornitori dell'Algeria	Media	C65
		Disputa con fornitori della Norvegia	Media	C66
		Disputa con fornitori dell'Olanda	Media	C67
		Disputa con fornitori del Qatar	Media	C68
		Disputa con fornitori dell'Azerbaijan	Media	C69
		Disputa con fornitori della Russia	Media	C70
	Carenza di investimenti o mancata conformità da parte di soggetti terzi	Carenza di investimenti nell'infrastruttura gas Ucraina	Stagionale	C71
		Carenza di investimenti nel gasdotto TENP o mancata conformità commerciale del gasdotto Transigas	Stagionale	C72
	Instabilità del mercato	Interruzione dell'operatività del GME ³⁸	Breve	C73
Eventi Naturali (N)	Disastro naturale	Terremoto	Stagionale	N74
		Inondazione nella zona di Tarvisio	Stagionale	N75
		Inondazione nella zona di Passo Gries	Stagionale	N76
		Inondazione nella zona delle infrastrutture di importazione da Sud	Stagionale	N77
		Frana/smottamenti a Tarvisio	Stagionale	N78
		Frana/smottamenti a Passo Gries	Stagionale	N79
		Frana/smottamenti nella zona delle infrastrutture di importazione da Sud	Stagionale	N80
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Settala	Breve	N81
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Brugherio	Breve	N82
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Sergnano	Breve	N83
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Ripalta	Breve	N84
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Bordolano	Breve	N85
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Cortemaggiore	Breve	N86
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Minerbio	Breve	N87
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Sabbioncello	Breve	N88
		Tempesta e fulmini colpiscono stoccaggio di Fiume Treste	Breve	N89
	Tempesta e fulmini colpiscono gli stoccaggi di Edison	Breve	N90	

		Tempesta e fulmini colpiscono lo stoccaggio di Ital Gas Storage	Breve	N91
		Inondazione colpisce il centro di dispacciamento e controllo	Media	N92
	Condizioni meteorologiche eccezionali	Freddo estremo e ghiacciate	Breve	N93
		Caldo estremo	Breve	N94
		Nevicata eccezionali e basso irraggiamento solare	Breve	N95
		Mareggiate impediscono l'attracco delle navi GNL presso il terminale di Panigaglia	Breve	N96
		Mareggiate impediscono l'attracco delle navi GNL presso il terminale di Cavarzere	Breve	N97
		Mareggiate impediscono l'attracco delle navi GNL presso il terminale di Livorno	Breve	N98
		Mareggiate impediscono l'attracco delle navi GNL presso il terminale di Piombino	Breve	N99
	Pandemia	Malattia infettiva che colpisce il personale del Gruppo Snam ¹⁹	Stagionale	N100
Sociale (S)	Sciopero	Sciopero in Italia che coinvolge personale del Gruppo Snam	Breve	S101

Alcuni dei rischi identificati sono stati combinati tra loro, al fine di verificare la resilienza del sistema gas nel caso di più rischi che si verificano contemporaneamente.

Sono stati individuate pertanto quattro situazioni di crisi, ognuna composta dalla combinazione di due o più rischi contemporanei appartenenti a macro-categorie diverse (politica, commerciale, eventi naturali). La Figura 17 sintetizza le combinazioni di rischi considerate.

Figura 17 – Dettaglio delle situazioni di crisi

Scenario	Descrizione	Rischi assunti	Durata *	Probabilità
SC1 Rischio geo-politico combinato	<input type="checkbox"/> Alta instabilità politica nei Paesi del Nord Africa	<input type="checkbox"/> Rivolte in Libia e Algeria/Tunisia, con azzeramento dei flussi da Gela e Mazara	150 gg 30 gg 7 gg	1 volta su un intervallo di 30-50 anni
SC2 Rischio politico ed eventi naturali	<input type="checkbox"/> Attentato infrastruttura <input type="checkbox"/> Freddo intenso nell'Est Europa	<input type="checkbox"/> Attentato sul gasdotto Transmed con azzeramento dei flussi a Mazara <input type="checkbox"/> Ondata di gelo in Est Europa, con azzeramento dei flussi da Tarvisio		
SC3 Eventi naturali combinati	<input type="checkbox"/> Anomalia infrastruttura trasporto da sud <input type="checkbox"/> Anomalia sul principale campo di stoccaggio <input type="checkbox"/> Eventi meteorologici estremi	<input type="checkbox"/> Riduzione dei flussi dai punti del sud Italia <input type="checkbox"/> Erogazione Fiume Treste azzerata <input type="checkbox"/> Forte riduzione produzione solare nel sud Italia		
SC4 Rischio commerciale ed eventi naturali	<input type="checkbox"/> Instabilità e volatilità dei prezzi in Nord Europa <input type="checkbox"/> Eventi meteorologici estremi	<input type="checkbox"/> Azzeramento dei flussi a Passo Gries e Tarvisio e massimizzazione export <input type="checkbox"/> Impossibilità attracco navi GNL a causa di mareggiate <input type="checkbox"/> Produzione solare ridotta nel sud Italia		

Fonte: Snam Rete Gas

¹⁹ Si considera solamente il personale di Snam.

2.2.1.2 Ipotesi considerate

Probabilità di accadimento dei rischi

L'assegnazione della probabilità di accadimento dei rischi è stata effettuata applicando il *framework* di probabilità adottato per l'analisi dei gruppi di rischio ed utilizzando una metodologia qualitativa basata su:

1. evidenze storiche di accadimento;
2. specifici studi svolti da istituti di ricerca e organismi istituzionali;
3. giudizio di esperti o "*expert opinion*" (ove i primi due non fossero disponibili).

La scala di probabilità qualitativa si compone di cinque livelli:

1. molto bassa, corrispondente a una probabilità di una volta nell'intervallo 50-100 anni. Tale soglia descrive un evento di cui non si ha esperienza nel settore del gas;
2. bassa, corrispondente a una probabilità di circa una volta nell'intervallo 30-50 anni. Tale soglia descrive un evento di cui si ha esperienza molto limitata nel settore del gas;
3. media, corrispondente a una probabilità di circa una volta nell'intervallo 10-30 anni. Tale soglia descrive un evento assimilabile ad accadimenti simili registrati nel settore del gas;
4. alta, corrispondente a una probabilità di circa una volta nell'intervallo 5-10 anni. Tale soglia descrive un evento verificatosi nella maggior parte dei sistemi gas europei;
5. molto alta, corrispondente a una probabilità di una volta ogni cinque anni o più frequente. Tale soglia descrive un evento comune nel settore del gas.

Periodi di valutazione dei rischi

Ad ogni rischio è stato poi assegnato un impatto in termini di riduzione della capacità di offerta di gas. Tale impatto è stato valutato su tre orizzonti temporali, o "periodi", diversi:

- periodo breve (7 giorni).
- periodo medio (1 mese).
- periodo stagionale (intero inverno da ottobre a marzo).

Riferimenti per la domanda e l'offerta

La riduzione dell'offerta associata ai rischi viene confrontata con la domanda massima nel periodo di riferimento. Più precisamente:

- per il breve periodo viene utilizzata la domanda massima a 7 giorni con probabilità statistica di accadimento di 1 volta ogni 20 anni;
- per il medio periodo si utilizza la domanda massima a 30 giorni con probabilità statistica di accadimento di 1 volta ogni 20 anni;
- per il periodo stagionale si utilizza la domanda da ottobre a marzo in uno scenario di freddo normale, in quanto non appare realistico ipotizzare una domanda a livelli massimi per l'intero periodo invernale.

Per quanto riguarda l'offerta del sistema gas, ai fini delle valutazioni dei rischi si è considerato l'azzeramento totale dei flussi di importazione dalla Russia. Per definire il fattore di utilizzo del punto di ingresso di Tarvisio si è stimato il massimo potenziale disponibile in importazione dalla direttrice ad esso collegata, considerando i dati di consuntivo inerenti alle disponibilità e alla domanda di gas di Austria e Slovacchia al netto delle importazioni dalla Russia, sulla base dei dati pubblici disponibili.

Per tutte le altre importazioni via gasdotto e per i terminali GNL sono invece stati determinati i fattori di utilizzo (“*load factor*”) massimi relativi ai tre orizzonti temporali considerati. In particolare, il tasso di utilizzo è stato quantificato per ciascuna fonte di approvvigionamento sul periodo dal 01 giugno 2022 al 31 maggio 2023 in modo tale da considerare le modifiche le condizioni di approvvigionamento più recente, ed è pari al valore massimo della media dei tassi di utilizzo appartenenti al medesimo orizzonte temporale considerato.

Per gli stoccaggi si è considerata la capacità di erogazione disponibile a seconda degli orizzonti temporali considerati e al variare delle assunzioni sul riempimento dei giacimenti considerando anche le prestazioni riportate sul decreto del 31 marzo 2023.

La Tabella 8 sintetizza le assunzioni utilizzate.

Tabella 8 – Fattori di utilizzo medi per gasdotti e GNL e capacità di erogazione da stoccaggi (in MSm³/g) nei tre orizzonti temporali

Fonte offerta	Breve	Medio	Stagionale
Gasdotti			
Mazara del Vallo	81%	69%	60%
Gela	36%	25%	18%
TAP	61%	55%	55%
Tarvisio	18%	17%	9%
Passo Gries ²⁰	59%	59%	41%
Gorizia	2%	1,4%	0,3%
Terminali GNL			
Panigaglia	78%	67%	67%
Cavarzere (Rovigo)	100%	99%	89%
GNL Livorno	89%	87%	78%
Piombino ²¹	99%	97%	97%
Stoccaggi (febbraio)	119	99	90

Scala di valutazione degli impatti

L’impatto dei rischi è stato quantificato mediante una scala di valutazione a 5 livelli individuati da differenti valori del rapporto tra offerta e domanda di gas.

I cinque livelli di impatto sono definiti, in coerenza con la metodologia adottata per l’analisi dei gruppi di rischio, come:

- insignificante o trascurabile; l’offerta è superiore alla domanda totale incrementata del valore massimo delle esportazioni;
- marginale o basso; l’offerta è superiore alla domanda totale ma non consente di soddisfare il valore massimo delle esportazioni;

²⁰ Per Passo Gries è stato considerato il minimo valore tra: (i) il rapporto tra il flusso e la piena capacità del punto di entrata e (ii) il rapporto tra la capacità ridotta dovuta all’intervento di manutenzione sul gasdotto TENP e la piena capacità del punto di entrata.

²¹ Per il rigassificatore di Piombino si è considerato un utilizzo di punta sul breve termine e un utilizzo medio annuale (considerando l’utilizzo della piena capacità di rigassificazione annuale)

- moderato o non trascurabile; l'offerta è inferiore alla domanda con impatto sui clienti industriali;
- rilevante o grave; l'offerta è inferiore alla domanda con impatto sui clienti termoelettrici e industriali²²;
- catastrofico; l'offerta è inferiore alla domanda con parte della domanda dei clienti protetti che non può essere soddisfatta.

La soglia più importante è quella che separa il livello “marginale o basso” dal livello “moderato o non trascurabile”. I rischi con impatto inferiore a questa soglia, pur causando una riduzione dell'offerta, non hanno conseguenze sul soddisfacimento della domanda. È importante infine rilevare che non sono trattati in questo documento i rischi di mancata copertura della domanda a livello locale o puntuale, che sono invece considerati nelle valutazioni infrastrutturali e operative dei singoli operatori.

2.2.2 Principali conclusioni della valutazione del rischio nazionale

La valutazione del rischio nazionale italiana tiene conto del mutato contesto geopolitico conseguente al conflitto russo ucraino, nel quale la fonte di importazione di gas russo in Europa e in Italia assume un ruolo marginale rispetto al passato.

Le valutazioni effettuate fanno riferimento ad un assetto del sistema gas nazionale caratterizzato da flussi dominanti provenienti dal sud Italia, in particolare da Mazara e dal nuovo punto di entrata di Melendugno interconnesso con il gasdotto TAP dalla fine del 2020, nonché dai terminali di rigassificazione.

In tale assetto, caratterizzato da un basso utilizzo del punto di entrata di Tarvisio, sono state valutate i differenti rischi connessi alla riduzione o interruzione delle rimanenti fonti di importazioni. Le principali evidenze della valutazione di rischio 2023 vengono di seguito riassunte.

Il sistema gas italiano è dotato di un'infrastruttura in grado di adempiere agli standard richiesti dal Regolamento, tuttavia, valutazioni aggiuntive svolte in un'ottica più conservativa rispetto agli standard del Regolamento, che considerano anche i flussi di gas effettivamente disponibili dai punti di entrata, evidenziano possibili tensioni sul sistema al verificarsi di situazioni di stress sul versante della domanda e dell'approvvigionamento (alta domanda e interruzione Mazara), che rendono necessarie misure infrastrutturali di mitigazione, in quanto anche ricorrendo a misure di mercato che massimizzano l'utilizzo delle fonti di supply non tutti i rischi considerati vengono mitigati.

In particolare, sono stati individuati 102 rischi di natura politica, tecnica, commerciale/di mercato/finanziaria, ambientale e sociale e 4 situazioni di crisi con rischi combinati, i cui impatti sul sistema sono stati analizzati e valutati.

La realizzazione dei due terminali FSRU di Piombino e Ravenna e della Linea Adriatica, unitamente all'esercizio in sovrappressione dei campi di stoccaggio, risultano da tale analisi essenziali per mitigare i rischi individuati, nonché per riportare il sistema in sicurezza anche considerando l'effettiva disponibilità dei flussi.

Flessibilità aggiuntiva per il sistema può essere realizzata attraverso ulteriori opzioni da valutare di sviluppo della capacità di stoccaggio (e.g. Alfonsine e Cugno le Macine). In tale ambito anche i potenziali flussi in arrivo a Tarvisio dalla Germania via

²² Questo gruppo include anche i consumi minori relativi all'autotrazione, la quota delle esportazioni verso San Marino ed altri contributi. Tali componenti hanno un impatto trascurabile sui risultati dell'analisi effettuata.

Baumgarten (terminali FSRU europei) e dall'Austria potranno migliorare la sicurezza del sistema gas italiano.

Infine, per tutto il periodo antecedente all'entrata in esercizio delle nuove infrastrutture, assume particolare rilievo una gestione degli stoccaggi orientata prioritariamente alla sicurezza del sistema gas nazionale, che consenta di massimizzarne il riempimento durante la campagna di iniezione e preservarne le prestazioni durante la campagna di erogazione nel periodo invernale.

3. STANDARD INFRASTRUTTURALE

3.1 Indicatore N-1

La formula N - 1 descrive la capacità tecnica delle infrastrutture del gas di soddisfare la domanda totale di gas nell'area calcolata in caso di interruzione della singola infrastruttura del gas più grande durante un giorno di domanda di gas eccezionalmente elevata che si verifica con una probabilità statistica di una volta ogni 20 anni (D_{max}). Come previsto dall'Allegato II del Regolamento, per il calcolo della "formula N - 1 a livello regionale", si utilizza la singola più grande infrastruttura del gas di interesse comune. La formula utilizzata per il calcolo della "formula N - 1 è quella prevista dal punto 4 dell'Allegato II "Calcolo della formula N - 1 utilizzando misure sul lato della domanda":

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

EP_m	capacità tecnica dei punti di entrata (in GWh/d), diversi dagli impianti di produzione, GNL e stoccaggio di cui alle voci P_m , GNL_m e S_m , si intende la somma della capacità tecnica di tutti i punti di entrata frontalieri in grado di fornire gas all'area calcolata.
P_m	capacità tecnica massima di produzione (in GWh/d), si intende la somma della capacità tecnica massima di produzione giornaliera di tutti gli impianti di produzione di gas che possono essere forniti ai punti di entrata nell'area calcolata.
S_m	capacità tecnica massima di stoccaggio (in GWh/d), si intende la somma della capacità tecnica massima di prelievo giornaliero di tutti gli impianti di stoccaggio che possono essere consegnati ai punti di entrata dell'area calcolata, tenendo conto delle rispettive caratteristiche fisiche.
LNG_m	Per capacità tecnica massima dell'impianto di GNL (in GWh/d) si intende la somma delle capacità tecniche massime di invio giornaliero di tutti gli impianti di GNL nell'area calcolata, tenendo conto di elementi critici quali lo scarico, i servizi ausiliari, lo stoccaggio temporaneo e la rigassificazione del GNL, nonché la capacità tecnica del sistema.
I_m	Capacità tecnica della singola infrastruttura del gas più grande (in GWh/d) con la maggiore capacità di approvvigionamento dell'area calcolata. Quando diverse infrastrutture del gas sono collegate a un'infrastruttura del gas comune a monte o a valle e non possono essere gestite separatamente, sono considerate come un'unica infrastruttura del gas.
D_{max}	La domanda totale giornaliera di gas (in GWh/d) dell'area calcolata durante un giorno di domanda di gas eccezionalmente elevata che si verifica con una probabilità statistica di una volta ogni 20 anni.
D_{eff}	La parte (in GWh/d) di D_{max} che, in caso di interruzione della fornitura di gas, può essere sufficientemente e tempestivamente coperta con misure basate sulla domanda di mercato.

3.1.1 Determinazione indicatore a livello dei gruppi di rischio

3.1.1.1 Gruppo di rischio Ucraina

L'indicatore è stato calcolato tenendo conto delle seguenti ipotesi:

- interruzione del punto di ingresso Velké Kapušany-Uzhgorod come singola infrastruttura più grande (I_m), come richiesto dal Regolamento;
- interruzione totale del gas russo. Anche se non richiesto dal regolamento, questo è lo scenario rilevante in cui potremmo incorrere;
- sensitivity relativa alla disponibilità degli impianti di rigassificazione di GNL.

Come previsto dal Regolamento, la formula N-1 è stata calcolata tenendo conto del 100% del volume di *working gas* dello stoccaggio sotterraneo.

Anche se in ogni caso l'indice risulta di gran lunga superiore al 100%, dato l'attuale reindirizzamento dei principali flussi di fornitura di gas a seguito dell'invasione

dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio 2022, il risultato non significa che le infrastrutture regionali del gas siano adeguatamente dimensionate per coprire la domanda massima degli Stati membri coinvolti.

Tuttavia, l'indice N-1 non tiene conto della possibile esistenza di colli di bottiglia interni o di problemi indotti dal malfunzionamento dei punti di interconnessione interni o dalla mancanza di capacità disponibile per attrarre il gas. Tutti questi rischi sono valutati nella seguente analisi dei rischi.

La Tabella 9 riassume i risultati del calcolo della formula N-1.

Tabella 9 – N-1 gruppo di rischio Ucraina

Dati in GWh/g	Con nuovi GNL							
	2.022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09	2.022	2022-09	No RU* 2022	No RU* 2022-09
N-1	190%	190%	167%	166%	195%	195%	172%	171%
D _{max}	14.554	14.554	14.554	14.554	14.554	14.554	14.554	14.554
EP _m	13.693	13.702	10.353	10.311	13.693	13.702	10.353	10.311
P _m	729	729	729	729	729	729	729	729
S _m	14.023	14.023	14.023	14.023	14.023	14.023	14.023	14.023
LNG _m	1.072	1.072	1.072	1.072	1.795	1.795	1.795	1.795
I _m	1.914	1.914	1.914	1.914	1.914	1.914	1.914	1.914
D _{eff}								

3.1.1.2 Gruppo di rischio Norvegia

Al momento dell'invio del documento i lavori dell'analisi di rischio comune non si sono ancora conclusi.

3.1.1.3 Gruppo di rischio Algeria

L'infrastruttura con la maggiore capacità a livello regionale è l'interconnessione tra l'Austria e la Slovacchia, via Baumgarten, con una capacità di entrata fissa di 2.306 GWh/g. Pertanto, questa infrastruttura sarà considerata per il calcolo della formula N-1 a livello regionale.

La costituzione del gruppo di rischio si basa sull'importanza della fornitura di gas algerino nella regione; pertanto è stato effettuato un calcolo analogo della formula N-1, considerando la più grande infrastruttura che importa gas dall'Algeria. Questa infrastruttura è il gasdotto Transmed, attraverso il punto di ingresso di Mazara del Vallo in Italia: 1.203,3 GWh/g.

Entrambe le formule N-1 sono calcolate considerando diversi punti della curva di capacità di prelievo degli stoccaggi sotterranei, per diversi livelli di riempimento. Di conseguenza, si possono ottenere risultati diversi per ciascuna infrastruttura. Per facilitare la valutazione, di seguito viene considerata solo la combinazione più severa, per un livello di riempimento del 30%.

Tabella 10 – N-1 gruppo di rischio Algeria

Interruzione a Baumgarten

Dati in GWh/g	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
N-1	128%	127%	127%	127%
D _{max}	12.081	12.161	12.183	12.238
EP _m	7.941	7.946	7.946	7.990
P _m	247	247	247	247
S _m	4.915	4.915	4.915	4.915
LNG _m	4.456	4.457	4.457	4.457
I _m	2.081	2.081	2.081	2.081
D _{eff}	-	-	-	-

Interruzione a Mazara del vallo

Dati in GWh/g	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
N-1	135%	134%	134%	134%
D _{max}	12.081	12.161	12.183	12.238
EP _m	7.941	7.946	7.946	7.990
P _m	247	247	247	247
S _m	4.915	4.915	4.915	4.915
LNG _m	4.456	4.457	4.457	4.457
I _m	1.227	1.227	1.227	1.227
D _{eff}	-	-	-	-

3.1.1.4 Gruppo di rischio Libia

Le tabelle seguenti sono calcolate tenendo conto dell'ipotesi di interruzione del punto di entrata di Baumgarten come singola infrastruttura più grande (I_m), come richiesto dal Regolamento.

Come previsto dal Regolamento, la formula N-1 è stata calcolata tenendo conto del 100% del volume di esercizio dello stoccaggio sotterraneo.

Anche se in ogni caso l'indice risulta di gran lunga superiore al 100%, dato l'effettivo reindirizzamento dei principali flussi di fornitura di gas a seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio 2022, il risultato non significa che le infrastrutture regionali del gas siano adeguatamente dimensionate per coprire la domanda massima degli Stati membri coinvolti.

Tuttavia, l'indice N-1 non tiene conto della possibile esistenza di colli di bottiglia interni o di problemi indotti dal malfunzionamento dei punti di interconnessione interni o dalla mancanza di capacità disponibile per attrarre il gas. Tutti questi rischi sono valutati nella seguente analisi dei rischi.

La Tabella 11 riassume l'insieme dei dati utilizzati per il calcolo della formula N-1.

Tabella 11 – N-1 gruppo di rischio Libia

Dati in GWh/g	2022
N-1	155%
D_{max}	5.112
EP_m	4.701
P_m	135
S_m	4.022
LNG_m	628
I_m	1.570
D_{eff}	-

3.1.1.5 Gruppo di rischio Caspio

Al momento dell'invio del Documento i lavori dell'analisi di rischio comune non si sono ancora conclusi.

3.1.2 Determinazione indicatore a livello Nazionale

3.1.2.1 Indicatore N-1 infrastrutturale

Nel presente paragrafo si riporta il calcolo dell'indicatore N-1 nazionale. Di seguito sono espone le principali ipotesi adottate

EP _m	Capacità di import disponibili nell'arco temporale considerato aggiornate sulla base degli investimenti pianificati. Sono incluse le capacità di trasporto su base interrompibile, in quanto offerte sulla base di disponibilità tecniche valutate in coerenza con condizioni di mercato rappresentative della D _{max} .
P _m	Capacità tecnica massima di produzione aggiornate sulla base degli investimenti pianificati. È stata valutata considerando le previsioni annue di produzione sviluppate da Snam, e dividendo il dato annuale per 355 giorni (si considerano 355 e non 365 giorni, secondo un approccio standard nell'industria).
S _m	Erogabilità massima tecnica di stoccaggio aggiornate sulla base degli investimenti pianificati. Come previsto dal Regolamento ²³ , la capacità massima utilizzata nel calcolo è stata valutata per lo stoccaggio al 30% e al 100% del volume massimo di lavoro.
LNG _m	Capacità tecnica massima dagli impianti GNL aggiornate sulla base degli investimenti pianificati, pari alla somma della capacità tecnica massima di <i>send-out</i> giornaliera di tutti gli impianti GNL tenuto conto della capacità di interconnessione con il sistema di trasporto.
I _m	Capacità tecnica massima del singolo Punto di Entrata della Rete Nazionale, corrispondente al punto di ingresso di Tarvisio.
D _{max}	La domanda giornaliera dell'intero mercato del gas italiano, determinata considerando le previsioni di consumo dei mercati non climatici e quelle dei mercati climatici nella condizione di eccezionalità climatica valutata con probabilità di accadimento del 5% (1 volta ogni 20 anni, come descritto nell'Allegato 2).
D _{eff}	È posta conservativamente uguale a 0 in quanto le aste per l'assegnazione di domanda interrompibile hanno un esito difficilmente prevedibile.

Al fine di fornire un quadro prospettico che tenga in considerazione l'evoluzione attesa del sistema in termini di domanda, offerta e infrastruttura gas, l'analisi dell'indicatore N-1 è stata valutata negli Anni Termici 2023/24, 2025/26, 2027/28 e 2029/30.

L'analisi dei parametri utilizzati per le verifiche, nel periodo che intercorre tra l'anno termico 2023/24 e l'anno termico 2029/30, evidenzia quanto segue:

- un lieve aumento della D_{max}, risultante dalla crescita della domanda di punta del settore termoelettrico, parzialmente compensata dalla riduzione della domanda civile a seguito dell'aumento dell'efficienza energetica;
- un aumento della capacità massima di produzione nazionale, principalmente dovuto all'incremento della produzione di biometano;
- l'incremento delle capacità di rigassificazione a seguito dell'entrata in esercizio di un nuovo FSRU (Ravenna);
- l'incremento delle capacità dei punti di importazione da sud e dei punti di entrata interconnessi con i GNL a seguito della realizzazione della "Linea Adriatica", unitamente all'incremento della capacità dal punto di entrata di

²³ Regolamento, Allegato V, punto 2a (v)

Melendugno come conseguenza dell’espansione del gasdotto di importazione TAP;

- l’incremento delle capacità di stoccaggio a seguito degli interventi di sovrappressione, nonché attraverso ulteriori opzioni da valutare di sviluppo della capacità di stoccaggio (e.g. Alfonsine e Cugno le Macine).

La Tabella 12 mostra le condizioni infrastrutturali analizzate e le principali assunzioni.

Tabella 12 – Condizioni infrastrutturali analizzate per il calcolo dell’indicatore N-1

	2023/2024	2025/2026	2027/2028	2029/2030
Nuovo FSRU di Ravenna	Non inclusa	Inclusa	Inclusa	Inclusa
Linea Adriatica	Non inclusa	Non inclusa	Inclusa	Inclusa
Sovrapressione e Sviluppo stoccaggio	Non inclusa	Non inclusa	Non inclusa	Inclusa

Fonte: Elaborazioni su dati Snam

I risultati della formula N-1 calcolati utilizzando le capacità di erogazione degli stoccaggi relative a giacenze pari al 100% del volume massimo di lavoro sono riportati in Tabella 13. La Tabella 14 mostra invece il calcolo ottenuto considerando la capacità di erogazione degli stoccaggi relativa ad un invaso pari al 30%.

Tabella 13 – Indicatore N-1 (stoccaggi al 100% del volume massimo di lavoro)

[MSm ³ /g]	2023/2024	2025/2026	2027/2028	2029/2030
D_{max} (domanda)	419,7	422	424,5	427
D _{eff}	0	0	0	0
EP_m (importazioni)	321,4	321,4	349,4	349,4
<i>Max tot. Sud</i>	137	137	165	165
<i>Mazara del Vallo</i>	108,7	108,7	108,7	108,7
<i>Gela</i>	50	50	50	50
<i>Melendugno</i>	49,5	49,5	58	58
<i>Tarvisio</i>	115,2	115,2	115,2	115,2
<i>Passo Gries</i>	64,4	64,4	64,4	64,4
<i>Gorizia</i>	4,8	4,8	4,8	4,8
P_m (produzione nazionale)	11,9	15,4	21,7	25,7
<i>Produzioni gas naturale</i>	9,5	10,3	11,3	11,0
<i>Produzione biometano</i>	2,4	5,1	10,4	14,7
S_m (stoccaggio)	278,3	278,3	278,3	297,5
<i>Stogit</i>	242,3	242,3	242,3	261,5 (*)
<i>Edison Stoccaggio</i>	9,0	9,0	9,0	9,0
<i>Ital Gas Storage</i>	27	27	27	27
GNL	66,4	86,4	95,4	95,4
<i>Panigaglia</i>	11	11	11	11
<i>Livorno</i>	15	15	18	18
<i>Cavarzere</i>	26,4	26,4	26,4	26,4
<i>FSRU 1 (Piombino)</i>	14	14	20	20
<i>FSRU 2 (Ravenna)</i>	0	20	20	20
Im (interruzione)	115,2	115,2	115,2	115,2
N-1 [%]	134%	139%	148%	153%

(*) Il dato recepisce il valore di punta del nuovo campo di stoccaggio di Alfonsine, pari a 5 MSm³/g, coerentemente con lo sviluppo atteso per l'AT 2029/30. A regime la punta erogativa del campo sarà di 20 MSm³/g.

Fonte: Snam

Tabella 14 – Indicatore N-1 (stoccaggi al 30% del volume massimo di lavoro)

[MSm ³ /g]	2023/2024	2025/2026	2027/2028	2029/2030
D_{max} (domanda)	419,7	422	424,5	427
D _{eff}	0	0	0	0
EP_m (importazioni)	321,4	321,4	349,4	349,4
<i>Max tot. Sud</i>	137	137	165	165
<i>Mazara del Vallo</i>	108,7	108,7	108,7	108,7
<i>Gela</i>	50	50	50	50
<i>Melendugno</i>	49,5	49,5	58	58
<i>Tarvisio</i>	115,2	115,2	115,2	115,2
<i>Passo Gries</i>	64,4	64,4	64,4	64,4
<i>Gorizia</i>	4,8	4,8	4,8	4,8
P_m (produzione nazionale)	11,9	15,4	21,7	25,7
<i>Produzioni gas naturale</i>	9,5	10,3	11,3	11,0
<i>Produzione biometano</i>	2,4	5,1	10,4	14,7
S_m (stoccaggio)	168,5	168,5	168,5	178,5
<i>Stogit</i>	145,0	145,0	145,0	155,0
<i>Edison</i>				
<i>Stoccaggio</i>	6,5	6,5	6,5	6,5
<i>Ital Gas Storage</i>	17	17	17	17
GNL	66,4	86,4	95,4	95,4
<i>Panigaglia</i>	11	11	11	11
<i>Livorno</i>	15	15	18	18
<i>Cavarzere</i>	26,4	26,4	26,4	26,4
<i>FSRU (Piombino) 1</i>	14	14	20	20
<i>FSRU (Ravenna) 2</i>	0	20	20	20
I_m (interruzione)	115,2	115,2	115,2	115,2
N-1 [%]	108%	113%	122%	125%

Fonte: Snam

Entrambe le verifiche restituiscono valori superiori o in linea con la soglia del 100% in tutte le condizioni analizzate. In particolare, si evidenziano i margini elevati ottenuti considerando la punta massima tecnica di erogazione degli stoccaggi, a conferma del ruolo cruciale di quest'ultimi nel sistema gas italiano.

La situazione peggiore si verifica al 2023/2024 considerando gli stoccaggi al 30% del volume massimo di riempimento: in questo caso, la capacità disponibile presso i punti di entrata della rete nazionale è comunque sufficiente a coprire la domanda di picco.

Rispetto alla configurazione del 2023/24, quella al 2029/30 vede un incremento di circa 17-22% nel valore dell'indicatore, legato principalmente all'incremento della capacità di trasporto dal sud Italia, all'evoluzione delle capacità di rigassificazione e all'incremento delle capacità di stoccaggio, oltre che alle dinamiche favorevoli relative all'evoluzione della produzione nazionale.

3.1.2.2 Indicatore N-1 calcolato sulla base dei flussi disponibili

In questo paragrafo vengono illustrati i risultati del calcolo dell'indicatore N-1 valutato tenendo in considerazione anche i tassi di utilizzazione attesi delle infrastrutture, ovvero i flussi di importazione attesi, invece che le sole capacità tecniche considerate nel calcolo dell'indicatore N-1 infrastrutturale ai sensi del Regolamento.

Considerando che a seguito del conflitto Russo-Ucraino e della riduzione dei flussi di importazione da Tarvisio, la principale fonte di approvvigionamento gas dell'Italia Italiana è diventata quella dall'Algeria attraverso il Punto di Entrata di Mazara del Vallo, le analisi considerano la condizione di totale mancanza del flusso di importazione da Mazara del Vallo.

Le altre principali assunzioni considerate sono le seguenti:

- domanda giornaliera corrispondente a temperature estreme per un giorno con una probabilità statistica di una volta ogni vent'anni, come per l'analisi N-1 infrastrutturale;
- i tassi di utilizzo dei gasdotti in linea con quelli esposti al paragrafo 2.2.1.2;
- utilizzo al 100% dei terminali di rigassificazione;
- altre assunzioni invariate rispetto a quanto considerato nell'analisi N-1 infrastrutturale, incluso il riempimento degli stoccaggi al 100% e al 30%.

I risultati del calcolo sono mostrati nella Tabella 15 e nella Tabella 16.

Tabella 15 – Indicatore N-1 calcolato mediante i flussi con il 100% di riempimento degli stoccaggi

[MSm ³ /g]	2023/2024	2025/2026	2027/2028	2029/2030
D_{max} (domanda)	419,7	422,0	424,5	427,0
D _{eff}	0,0	0,0	0,0	0,0
EP_m (importazioni)	102,0	102,0	128,0	128,0
<i>Max tot. Sud</i>	47,0	47,0	73,0	73,0
<i>Mazara del Vallo</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Gela</i>	20,0	20,0	20,0	20,0
<i>Melendugno (TAP)</i>	27,0	27,0	53,0	53,0
<i>Tarvisio</i>	20,0	20,0	20,0	20,0
<i>Passo Gries</i>	35,0	35,0	35,0	35,0
<i>Gorizia</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
P_m (produzione nazionale)	11,9	15,4	21,7	25,7
<i>Produzioni gas naturale</i>	9,5	10,3	11,3	11,0
<i>Produzione biometano</i>	2,4	5,1	10,4	14,7
S_m (stoccaggio)	278,1	278,1	278,1	312,3
<i>Stogit</i>	242,3	242,3	242,3	276,5
<i>Edison Stoccaggio</i>	8,8	8,8	8,8	8,8
<i>Ital Gas Storage</i>	27,0	27,0	27,0	27,0
GNL	66,4	86,4	95,4	95,4
<i>Panigaglia</i>	11,0	11,0	11,0	11,0
<i>Livorno</i>	15,0	15,0	18,0	18,0
<i>Cavarzere</i>	26,4	26,4	26,4	26,4
<i>FSRU 1 (Piombino)</i>	14,0	14,0	20,0	20,0
<i>FSRU 2 (Ravenna)</i>	0,0	20,0	20,0	20,0
N-1 [%]	109%	114%	123%	131%

Fonte: Snam

Tabella 16 – Indicatore N-1 calcolato mediante i flussi con il 30% di riempimento degli stoccaggi

[MSm ³ /g]	2023/2024	2025/2026	2027/2028	2029/2030
D_{max} (domanda)	419,7	422,0	424,5	427,0
D _{eff}	0,0	0,0	0,0	0,0
EP_m (importazioni)	102,0	102,0	128,0	128,0
<i>Tot. Sud</i>	47,0	47,0	73,0	73,0
<i>Mazara del Vallo</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Gela</i>	20,0	20,0	20,0	20,0
<i>Melendugno (TAP)</i>	27,0	27,0	53,0	53,0
<i>Tarvisio</i>	20,0	20,0	20,0	20,0
<i>Passo Gries</i>	35,0	35,0	35,0	35,0
<i>Gorizia</i>	0,0	0,0	0,0	0,0
P_m (produzione nazionale)	11,9	15,4	21,7	25,7
<i>Produzioni gas naturale</i>	9,5	10,3	11,3	11,0
<i>Produzione biometano</i>	2,4	5,1	10,4	14,7
S_m (stoccaggio)	168,5	168,5	168,5	178,5
<i>Stogit</i>	145,0	145,0	145,0	155,0
<i>Edison Stoccaggio</i>	6,5	6,5	6,5	6,5
<i>Ital Gas Storage</i>	17,0	17,0	17,0	17,0
GNL	66,4	86,4	95,4	95,4
<i>Panigaglia</i>	11,0	11,0	11,0	11,0
<i>Livorno</i>	15,0	15,0	18,0	18,0
<i>Cavarzere</i>	26,4	26,4	26,4	26,4
<i>FSRU 1 (Piombino)</i>	14,0	14,0	20,0	20,0
<i>FSRU 2 (Ravenna)</i>	0,0	20,0	20,0	20,0
N-1 [%]	83%	88%	97%	100%

Fonte: Snam

La valutazione evidenzia il ruolo fondamentale dello stoccaggio nel garantire l'approvvigionamento in caso di domanda eccezionalmente elevata e di contemporanea indisponibilità del punto di entrata di Mazara del Vallo.

L'indicatore restituisce valori superiori al 100% in caso di erogazione da stoccaggio in condizioni di pieno riempimento.

In condizioni di riempimento degli stoccaggi al 30%, le iniziative di sviluppo infrastrutturale pianificate (FSRU Ravenna, Linea Adriatica, potenziamento OLT, potenziamento TAP unitamente all'esercizio in sovrappressione dei campi di stoccaggio), si rivelano fondamentali per portare il sistema ad una situazione di sostanziale sicurezza. Flessibilità aggiuntiva potrebbe essere realizzata con ulteriori opzioni da valutare di sviluppo della capacità di stoccaggio (e.g. Alfonsine e Cugno le Macine).

3.2 Capacità bidirezionale

Coerentemente con quanto prescritto dall'art. 5, paragrafo 4, del Regolamento, l'Italia è dotata di capacità bidirezionale continua su tutte le interconnessioni transfrontaliere con gli Stati Membri o assimilati (Tarvisio, Passo Gries, Gorizia e Melendugno).

In particolare, ad oggi sono disponibili le seguenti capacità in contro flusso per le interconnessioni sulla frontiera nord:

- punto di uscita di Tarvisio, con una capacità fisica pari a 18 MSm³/g dall'Italia verso l'Austria;
- punto di uscita di Passo Gries, con una capacità fisica pari a 40 MSm³/g dall'Italia verso la Svizzera che a sua volta è collegata alla Francia e alla Germania mediante interconnessioni bidirezionali. Tale capacità di export è stata sviluppata in maniera coordinata fra i gestori dei sistemi di trasporto dei paesi coinvolti (Italia, Svizzera, Francia e Germania)²⁴;
- punto di uscita di Gorizia, con una capacità fisica pari a 4,4 MSm³/g dall'Italia verso la Slovenia.
- punto di uscita di Melendugno, con una capacità commerciale pari a 21,3 MSm³/g²⁵ dall'Italia verso la Grecia.

Il flusso massimo contemporaneo in uscita da Tarvisio e Passo Gries è limitato a 40 MSm³/g, pertanto ai sensi del cap 5.3 del Codice di Rete Snam Rete Gas, 18 MSm³/g risultano essere capacità concorrente.

Si segnala inoltre che è presente capacità in sola esportazione presso i seguenti punti di uscita:

- punto di uscita di Bizzarone, verso la Svizzera;
- punto di uscita verso la Repubblica di San Marino.

²⁴ Si segnala che dal 2015, a valle della realizzazione della prima fase del progetto "Supporto al mercato Nord-Ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri", era già disponibile una capacità fisica in contro flusso pari a 5 MSm³/g presso il punto di uscita di Passo Gries. L'incremento fino a 40 MSm³/g è avvenuto a ottobre 2018, grazie al completamento della seconda fase del progetto.

²⁵ La capacità è da considerarsi in *reverse flow* commerciale, soggetta al valore di nomina in ingresso sul medesimo punto di interconnessione, tale per cui la somma algebrica delle due produca un flusso fisico in entrata maggiore o uguale a zero.

4. CONFORMITÀ ALLO STANDARD DI APPROVVIGIONAMENTO

4.1 Definizione di clienti “protetti”

I clienti “protetti” sono i clienti per i quali vige una tutela dell’approvvigionamento di gas naturale anche in situazioni di emergenza del sistema. Tali clienti sono stati definiti dall’art. 7 Decreto legislativo 93/2011 il quale prevede che i clienti vulnerabili siano “*i clienti domestici, le utenze relative ad attività di servizio pubblico, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un’attività riconosciuta di assistenza nonché i clienti civili e non civili con consumo non superiore a 50.000 metri cubi annui*”.

Il Regolamento all’art. 2 comma 5 definisce i clienti “protetti” come i clienti civili connessi a una rete di distribuzione, così come definiti all’art. 2.25 della direttiva 2009/73/CE. Lo stesso articolo stabilisce inoltre che, a discrezione di ciascuno Stato Membro, possano essere considerati clienti “protetti” anche le seguenti categorie, purché complessivamente queste non superino il 20% del consumo totale annuale finale di gas:

- la piccola o media impresa, purché connessa a una rete di distribuzione del gas
- un servizio sociale essenziale, purché connesso a una rete di distribuzione o di trasporto del gas
- l’impianto di teleriscaldamento, nella misura in cui serve i clienti civili, le piccole o medie imprese o i servizi sociali essenziali, se non può essere alimentato anche da combustibili diversi dal gas.

Ai fini delle analisi presentate nel seguito vengono considerati clienti “protetti” tutti gli utenti connessi alla rete di distribuzione e tutti i restanti clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto che soddisfano la definizione di cui all’art. 7 del D.Lgs 93/11. La Tabella 17 mostra la ripartizione della domanda tra i clienti “protetti” civili e quelli non civili, cioè appartenenti ad altre categorie di consumo, ma collegati alla rete di distribuzione.

Tabella 17 – Domanda dei clienti protetti (anni dal 2019 al 2022)

[Miliardi di m ³]	2019	2020	2021	2022
Clienti “protetti”- settore civile	17,9	18,0	19,0	16,1
Clienti “protetti” altri settori	14,5	13,6	15,1	13,3
Totale clienti protetti	32,4	31,5	34,1	29,4
Domanda Italia	74,3	71,0	76,1	68,5
Clienti “protetti” altri settori/ consumi Italia	19,5%	19,1%	19,9%	19,5%

Fonte: Elaborazioni su dati Snam e ARERA

Come prescritto dal Regolamento, la percentuale di clienti “protetti” in altri settori rispetto alla domanda nazionale è uguale o inferiore al 20% della domanda nazionale

complessiva.

4.2 Copertura della domanda dei “clienti protetti”

In materia di standard di approvvigionamento, l’art. 6 del Regolamento stabilisce che ai clienti “protetti” debba essere garantita la fornitura di gas nei seguenti casi:

- temperature estreme per un periodo di picco di sette giorni che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent’anni;
- un periodo di trenta giorni di domanda di gas eccezionalmente elevata che secondo la probabilità statistica ricorre una volta ogni vent’anni;
- un periodo di trenta giorni in caso di interruzione dell’operatività dell’infrastruttura principale del gas in condizioni invernali medie.

Le ipotesi valutate per il calcolo sono le seguenti:

- la domanda per sette giorni e quella per 30 giorni viene calcolata considerando le condizioni di approvvigionamento in gennaio, febbraio e marzo;
- il fattore di utilizzo considerato per ogni gasdotto e dei terminali GNL è pari al valore massimo delle medie su periodi 7 e 30 giorni, verificatesi nel periodo 01/06/2022 - 30/05/2023;

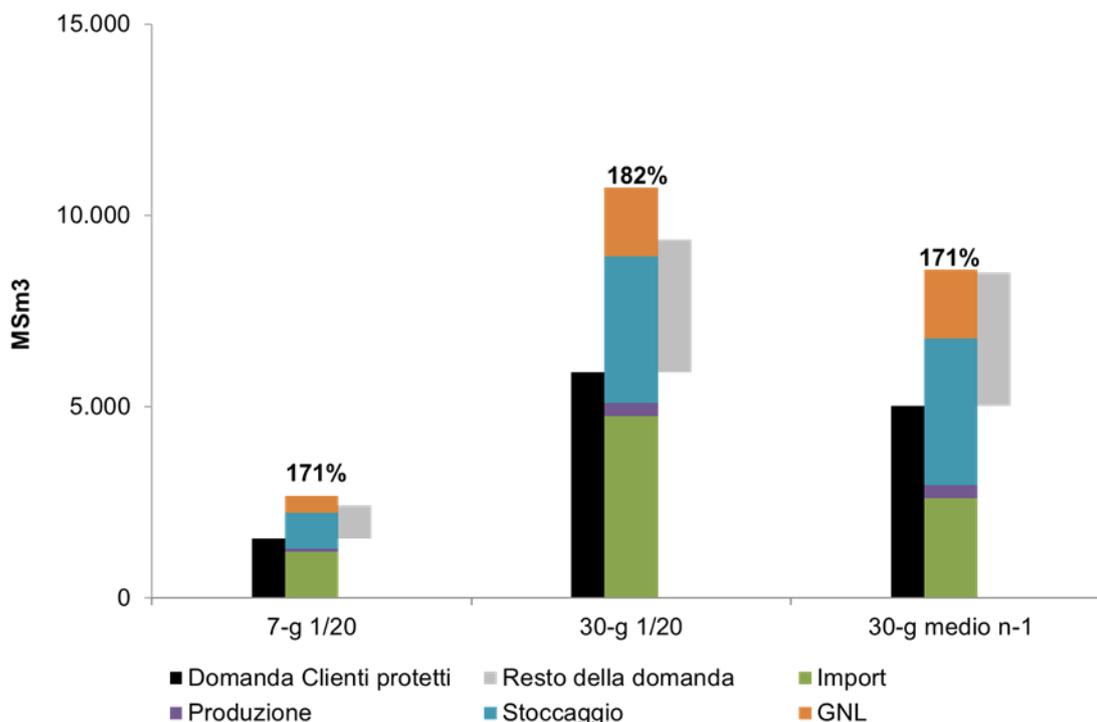
Di seguito vengono riassunte i dati di domanda e i dati relativi all’approvvigionamento utilizzati nell’analisi:

Figura 18 – Sintesi dati per il calcolo dello standard di approvvigionamento

Mesi	Gennaio			Febbraio			Marzo		
	7gg temp. estr.	30 gg temp. estr.	30 gg temp. norm.	7gg temp. estr.	30 gg temp. estr.	30 gg temp. norm.	7gg temp. estr.	30 gg temp. estr.	30 gg temp. norm.
Domanda MSm³									
	Domanda totale								
	2.416	9.373	8.502	2.274	8.534	7.706	1.977	6.998	6.448
	Domanda clienti protetti								
	1.560	5.896	5.025	1.537	5.381	4.554	1.204	4.015	3.464
Capacità di erogazione da stoccaggio (MSm³/g)									
	134	128	128	119	99	99	89	76	76
Fattori di utilizzo gasdotti e GNL									
Mazara del Vallo	81%	69%	69%	81%	69%	69%	81%	69%	69%
Gela	36%	25%	25%	36%	25%	25%	36%	25%	25%
TAP	61%	55%	55%	61%	55%	55%	61%	55%	55%
Tarvisio	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
Passo Gries	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%
Gorizia	2%	1%	1%	2%	1%	1%	2%	1%	1%
Panigaglia	78%	67%	67%	78%	67%	67%	78%	67%	67%
Cavarzere (Rovigo)	100%	99%	99%	100%	99%	99%	100%	99%	99%
GNL Livorno	89%	87%	87%	89%	87%	87%	89%	87%	87%
Piombino	99%	97%	97%	99%	97%	97%	99%	97%	97%

Nel diagramma sottostante in Figura 19 sono rappresentate la domanda (in nero quella dei clienti “protetti” e in grigio il resto della domanda) e le fonti di approvvigionamento per l’analisi del mese di gennaio. L’offerta è sempre ben al di sopra della domanda dei clienti protetti, con percentuali del 171% per un periodo di picco di sette giorni, del 182% per un periodo di 30 giorni di domanda eccezionalmente elevata e del 171% per un periodo di 30 giorni in caso di interruzione di Mazara del Vallo in condizioni invernali medie.

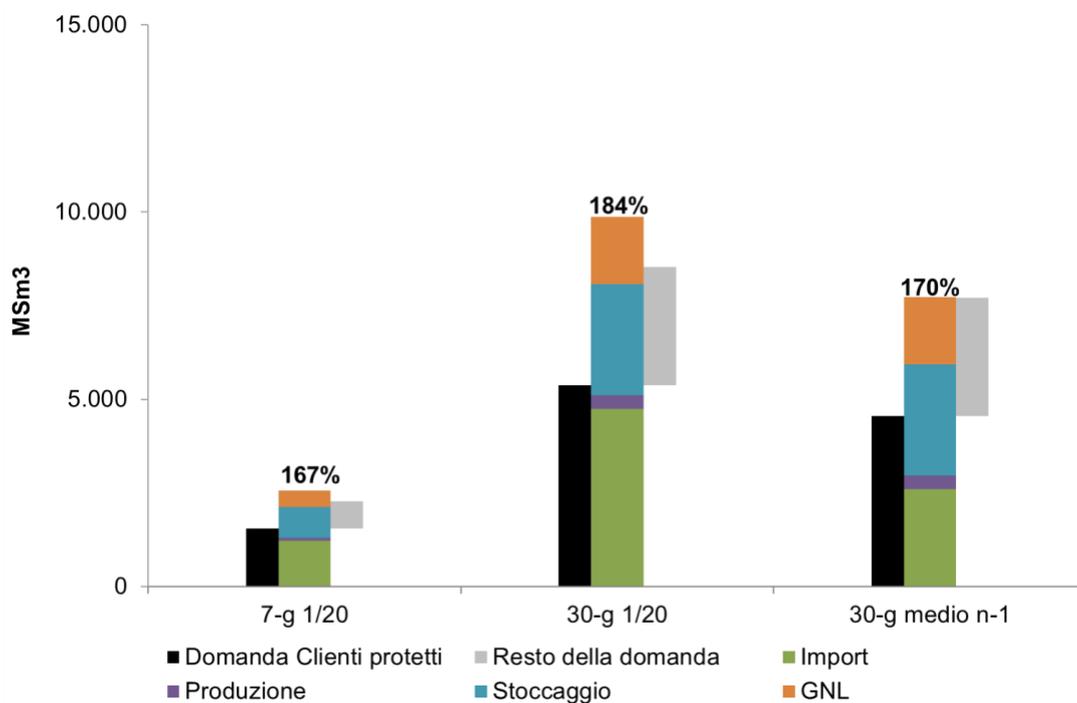
Figura 19 – Copertura della domanda dei clienti protetti a gennaio



Fonte: Elaborazioni su dati Snam

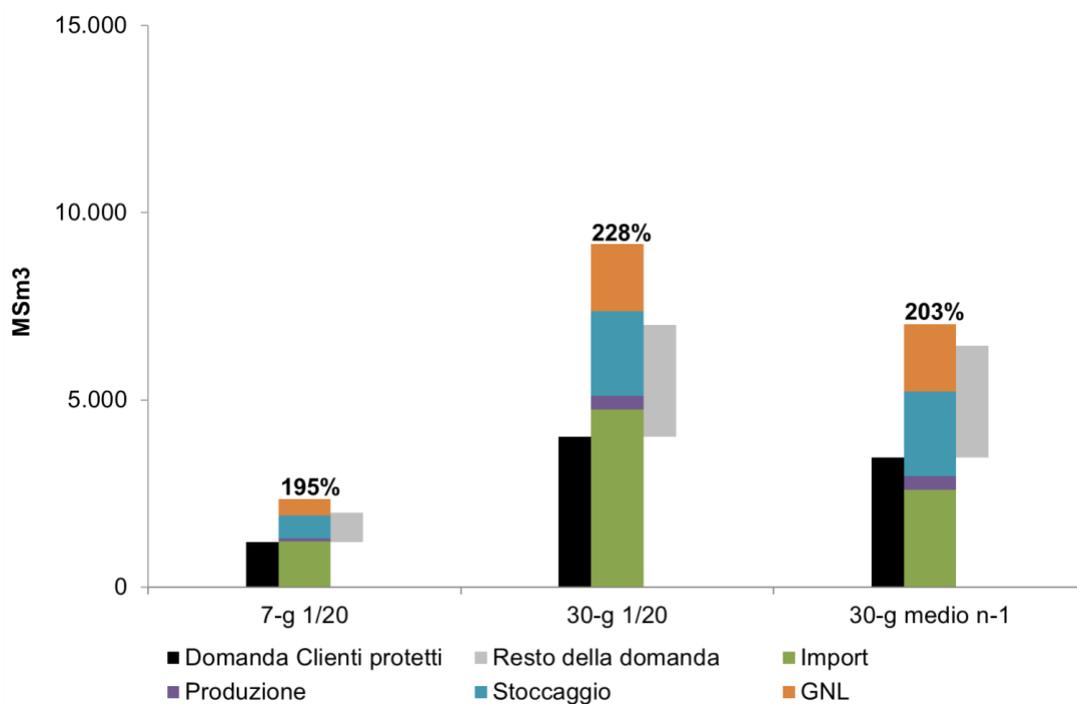
Anche le simulazioni di febbraio (Figura 20) e marzo (Figura 21) forniscono risultati positivi e, per quanto riguarda il mese di marzo, si osserva che l’effetto legato alla riduzione della domanda dei clienti protetti è più marcato rispetto alla riduzione della capacità di erogazione degli stoccaggi, portando a risultati sensibilmente migliori rispetto ai mesi di gennaio e febbraio.

Figura 20 – Copertura della domanda dei clienti protetti a febbraio



Fonte: Elaborazioni su dati Snam

Figura 21 – Copertura della domanda dei clienti protetti a marzo



Fonte: Elaborazioni su dati Snam

4.3 Misure in atto per soddisfare lo standard di approvvigionamento

L'esito positivo del calcolo ai sensi dell'art. 8, del Regolamento di cui al precedente paragrafo 4.2, basato su un confronto tra volumi di domanda e di offerta, non garantisce di per sé la fornitura ai clienti "protetti" se non in aggiunta a misure di effettivo controllo e tutela dei flussi verso tali clienti.

La conformazione del sistema del gas italiano, nel quale la quasi totalità dei clienti "protetti" è collegata alla rete di trasporto tramite le reti di distribuzione, costituisce di per sé un elemento di tutela. Infatti l'operatore principale della rete di trasporto ha la possibilità di coordinare le azioni di tutela e di preservare i flussi verso le reti di distribuzione interfacciandosi con un numero molto limitato di soggetti, anche considerando che più del 95% della rete di trasporto è gestita da un unico operatore, Snam Rete Gas.

Ci sono poi ulteriori misure che garantiscono la salvaguardia della domanda dei clienti "protetti":

1. Le caratteristiche della rete di trasporto in alta pressione, che assicura in corrispondenza dei punti di riconsegna interconnessi con le reti di distribuzione o direttamente interconnessi con clienti "protetti", pressioni ben superiori a quelle minime richieste da tali tipologie di utenze rispetto ad altre utenze energivore, come ad esempio quelle industriali o termoelettriche. Pertanto, in caso di emergenza gas, la discesa delle pressioni nella rete di trasporto comporterebbe il distacco "automatico" delle utenze più energivore, molto prima che tale discesa possa effettivamente intaccare l'approvvigionamento dei clienti protetti.
 - Destinatari: Clienti protetti e gestori della Distribuzione
 - Monitoraggio: non applicabile
 - Sanzioni: non applicabile
 - Impatto ambientale: nessuno
 - Impatto sui consumatori: I clienti protetti possono usufruire del gas normalmente stoccato nelle tubazioni ad alta pressione

2. I prerequisiti necessari per poter esercitare l'attività di vendita di gas ai clienti finali. Le compagnie che vogliono fornire gas a tali clienti in Italia devono dimostrare di avere la disponibilità dei volumi di gas naturale che intende vendere, di possedere adeguate capacità tecniche e finanziarie, di avere disponibilità del servizio di modulazione adeguato ad assicurare la continuità di fornitura ai clienti con consumi annui non superiori a 50.000 metri cubi (tipicamente i clienti civili), di disporre di capacità di trasporto sufficienti in relazione ai volumi di gas che intende vendere e che le caratteristiche fisico-chimiche del gas naturale sono conformi alle specifiche di qualità previste nel vigente Codice di Rete di Snam Rete Gas.
 - Destinatari: Imprese di vendita
 - Monitoraggio: MASE
 - Sanzioni: Si tratta di verifica di idoneità
 - Impatto ambientale: nessuno
 - Impatto sui consumatori: Certezza della solidità delle società di importazione

3. L'adeguata capacità erogativa degli stoccaggi durante il periodo di svasso invernale. Tale capacità è finalizzata a salvaguardare la possibilità da parte del sistema gas di far fronte alla punta di erogazione dovuta al carico termico, tipicamente riconducibile alle esigenze di consumo dei clienti protetti. Il MASE

stabilisce ogni anno (nel mese di febbraio) una curva di svasso previsionale coerente con le stime di domanda di punta per l'anno termico successivo. Tale curva viene successivamente aggiornata all'inizio dell'anno termico (ottobre) sulla base dell'effettiva disponibilità di gas negli stoccaggi.

- Destinatari: Utenti dello stoccaggio
- Monitoraggio: Effettuato mediante le pubblicazioni del principale operatore di stoccaggio relativamente all'utilizzo delle capacità e alla giacenza effettiva
- Sanzioni: non applicabile
- Impatto ambientale: nessuno
- Impatto sui consumatori: I clienti protetti possono usufruire di punte di prestazioni di stoccaggio commisurate alle effettive necessità (e.g. una punta di stoccaggio fino a circa 150 MSm³/g alla fine di gennaio²⁶)

Ulteriori misure possono infine essere attivate, nel caso di situazioni di allarme o emergenza, per la salvaguardia della domanda totale e quindi anche di quella dei clienti protetti, così come previsto nell'ambito dei piani di emergenza. Tali misure sono di seguito elencate.

Misure per la massimizzazione dell'offerta

- Aumento delle importazioni e pieno utilizzo della flessibilità dei contratti di import e delle disponibilità di contratti *spot*, sia via gasdotto che GNL;
- Utilizzo della capacità di *peak shaving* presso i terminali di rigassificazione di GNL;
- Incremento del grado di riempimento degli stoccaggi prima della stagione invernale;
- Incremento dell'erogazione da stoccaggio, senza intaccare la riserva strategica.

Misure per il contenimento della domanda

- Riduzione della domanda di gas derivante da contratti interrompibili di natura commerciale;
- Impiego di combustibili alternativi negli impianti industriali, sulla base di specifici accordi nei contratti di fornitura;
- Auto limitazione dell'utilizzo di gas per la produzione energia elettrica per gli impianti non necessari all'equilibrio della rete elettrica italiana;
- Riduzione obbligatoria dei prelievi di gas dei clienti industriali, a fronte di accordi precedentemente stipulati (i.e., mediante l'adesione al piano di contenimento della domanda industriale);
- Riduzione dei consumi gas dei clienti del settore civile con definizione amministrativa di nuove soglie di temperatura e/o orari per il riscaldamento.

²⁶ Rif. DM 31 marzo 2023 del MASE

5. MISURE PREVENTIVE

Nel presente paragrafo si descrivono e analizzano le misure adottate ai sensi dell'allegato VI, par. 5 del Regolamento, allo scopo di prevenire i rischi individuati nella valutazione del rischio e di assicurare il corretto funzionamento del sistema gas italiano

5.1 Misure preventive per la mitigazione dei rischi

Le misure preventive adottate per la mitigazione dei rischi sono di seguito elencate in funzione della categoria di rischi impattata.

Macro - Categoria	Categoria	Misura
Tecnica/Naturale	Guasto alle infrastrutture	<p>Monitoraggio in remoto e telecontrollo</p> <p>Monitoraggio in remoto del funzionamento degli impianti grazie ad un sistema di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA) e a una rete di telemetria ad elevata affidabilità di funzionamento. Possibilità di intervenire da remoto sui principali componenti della rete</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dimensione: nazionale • Impatto sui clienti: vengono tempestivamente intraprese azioni per la salvaguardia della fornitura <p>Principio della ridondanza</p> <p>Nella progettazione e nell'esercizio del sistema del gas viene adottato il principio della ridondanza impiantistica (es. magliatura della rete, unità di scorta nelle centrali di compressione, ecc.).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dimensione: nazionale • Impatto sui clienti: viene garantita la fornitura anche in caso di indisponibilità infrastrutturale di alcuni componenti della rete
	Disastro naturale	
	Condizioni meteorologiche eccezionali	
	Qualità del gas	<p>Sistemi per la misura della qualità del gas</p> <p>Il gas fuori specifica viene intercettato grazie alle dotazioni tecnologiche della rete di trasporto quali sistemi per la misura della qualità del gas, con misura puntuale per ogni immissione, continua (con gascromatografo) e discontinua (con prelievo a campione e analisi di laboratorio) a seconda dei parametri da rilevare e delle capacità del punto di immissione; per le riconsegne, sono effettuate misure di Potere Calorifico Superiore in modalità continua per ogni AOP (Area Omogenea di Prelievo).</p> <p>Tutti i gasdotti esteri interconnessi con i punti di immissione della rete italiana, ad eccezione di Greenstream, metanodotto proveniente dalla Libia, attraversano altri Paesi prima di raggiungere l'Italia. I gestori di rete di tali paesi provvedono a segnalare in anticipo il problema grazie ad opportuni accordi di cooperazione stipulati con Snam Rete Gas. L'entry point di Greenstream, come gli altri punti di importazione, è dotato di specifici strumenti di misura della qualità del gas che in caso di alterazioni rilevanti segnalano immediatamente il problema al centro di dispacciamento e controllo di Snam Rete Gas.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dimensione: nazionale • Impatto sui clienti: viene garantita la fornitura di gas a specifica anche mediante operazioni di esercizio gas che possono favorire la miscelazione di gas fuori specifica
	Interruzione delle comunicazioni e avarie al centro di controllo ICT	<p>Ridondanza di infrastrutture di comunicazione e controllo ICT</p> <p>Le infrastrutture informatiche a supporto del sistema gas italiano sono periodicamente sottoposte a test finalizzati a verificarne il mantenimento degli standard e garantire la sicurezza dei sistemi e delle informazioni. La sala controllo del Dispacciamento è dotata di una riserva presso un sito alternativo, con ridondanza sia di posti operatori sia di server.</p>
	Pandemia	

		<p>Le procedure presenti in Snam Rete Gas per la continuità operativa attestano la capacità di continuare ad esercitare il proprio business al fronte del verificarsi di eventi di rischio di gravità tale da compromettere la normale operatività dei processi critici, con l'obiettivo di garantire il livello di servizio.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dimensione: nazionale • Impatto sui clienti: viene garantita la continuità di esercizio anche in caso di avarie/attacchi
	Blackout elettrico	<p>Alimentazione a gas delle centrali di compressione dislocate lungo la rete</p> <p>Un eventuale blackout della rete elettrica non avrebbe alcun impatto critico sul sistema in quanto di fatto andrebbe a ridurre la domanda di gas (principalmente del settore industriale che in caso di blackout dovrebbe interrompere la produzione) e incrementerebbe eventualmente l'iniezione in stoccaggio del gas in eccesso (non consumato dall'industria).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dimensione: nazionale • Impatto sui clienti: viene garantita la continuità di esercizio anche in caso di blackout elettrico

Macro - Categoria	Categoria	Misura
Politica	Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese fornitore	<p>Stipula di accordi intergovernativi</p> <p>Accordi intergovernativi in essere con paesi produttori e paesi di transito finalizzati alla collaborazione nel settore energetico.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dimensione: internazionale • Impatto sui clienti: vengono stabilite regole per affrontare le situazioni di crisi internazionale e per garantire l'approvvigionamento gas anche in tali casi <p>Accordi intergovernativi sono stati sottoscritti, ovvero sono in corso di sottoscrizione con Slovenia, Germania e Austria.</p> <p>Stipula di Interconnection Point Agreement</p> <p>Interconnection Point Agreement (IPA): regole e procedure che devono essere adottate dagli operatori interconnessi per la gestione di tutte le operazioni transfrontaliere. Gli IPA contengono anche una sezione che disciplina le attività nei casi di eventi eccezionali, come le emergenze per mancanza o eccesso di gas, eventi che determinano una maggiore necessità di collaborazione tra i gestori, soprattutto nei casi che potrebbero avere un impatto sulla sicurezza degli approvvigionamenti. Sono stati firmati IPA con tutti i trasportatori dei paesi interconnessi (Austria, Slovenia per quanto riguarda i paesi europei, ma anche Algeria, Libia e Svizzera)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dimensione: internazionale • Impatto sui clienti: vengono stabilite regole per affrontare le situazioni di crisi e per garantire l'approvvigionamento gas anche in tali casi <p>Procedure per la continuità operativa</p> <p>Procedure per la continuità operativa che attestano la capacità di continuare ad esercitare il proprio business al fronte del verificarsi di eventi di rischio di gravità tale da comprometterne la normale operatività.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dimensione: nazionale • Impatto sui clienti: vengono stabilite procedure operative per garantire l'approvvigionamento di gas anche in caso di crisi
	Sciopero	
	Disordini civili / Guerra / scioperi in un paese di transito del gas importato	
	Attacchi mirati	

Macro - Categoria	Categoria	Misura
Commerciale	Volatilità prezzi del gas	Clausole contrattuali Definizione di specifiche clausole contrattuali con l'obiettivo di prevenire il rischio di mancata fornitura del gas in presenza di variabilità delle condizioni economiche e di mercato. <ul style="list-style-type: none"> • Dimensione: nazionale • Impatto sui clienti: vengono regole per prevenire l'interruzione della fornitura
	Disputa commerciale	
	Instabilità del mercato	

5.2 Misure preventive infrastrutturali

Altre misure preventive adottate per la mitigazione dei rischi individuati nel documento di valutazione dei rischi, sono quelle di natura infrastrutturale, che si sono rese necessarie in conseguenza della nuova situazione geopolitica e del previsto azzeramento delle importazioni di gas dalla Russia.

Tali misure, intese a diversificare le rotte del gas e le fonti di approvvigionamento, come previsto dall'allegato VI, par. 5.a) del Regolamento, sono le seguenti:

1. Installazione di un nuovo FSRU a Piombino, con una capacità di punta di 14 MSm³/g, incrementabili fino a 20 MSm³/g a seguito dell'entrata in esercizio di altri potenziamenti di rete):
 - Entrata in esercizio Giugno 2023.
 - Dimensione: sia nazionale che regionale, l'incremento di disponibilità potrà infatti essere reso disponibile anche ai paesi confinanti mediante le capacità di esportazione del sistema italiano.
 - Impatto sui clienti e sul mercato: disponibilità di una nuova fonte di importazione che incrementa le disponibilità di importazione agendo positivamente sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulla liquidità.

2. Installazione di un nuovo FSRU al largo di Ravenna, con una capacità di punta di 20 MSm³/g.
 - Entrata in esercizio 2024.
 - Dimensione: sia nazionale che regionale, l'incremento di disponibilità potrà infatti essere reso disponibile anche ai paesi confinanti mediante le capacità di esportazione del sistema italiano.
 - Impatto sui clienti e sul mercato: disponibilità di una nuova fonte di importazione che incrementerà le disponibilità di importazione agendo positivamente sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulla liquidità.

3. Realizzazione della Linea Adriatica e il conseguente incremento delle capacità di importazione dal Sud Italia fino a 150 MSm³/g, l'incremento delle capacità di punta del rigassificatore di Livorno fino a 18 Sm³/g e dell'FSRU di Piombino fino a 20 Msm³/g (nella sua posizione attuale o in una nuova posizione nel nord Italia),
 - Entrata in esercizio 2027.

- Dimensione: sia nazionale che regionale, l'incremento di disponibilità potrà infatti essere reso disponibile anche ai paesi confinanti mediante le capacità di esportazione del sistema italiano.
 - Impatto sui clienti e sul mercato: incremento delle possibilità di importazione dai punti di entrata interconnessi con il sud Italia. Il progetto incrementerà le disponibilità di importazione agendo positivamente sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulla liquidità. Il progetto inoltre incrementerà la resilienza del sistema in caso di danneggiamenti dell'attuale direttrice sud-nord.
4. Implementazione dell'esercizio in sovrappressione dei campi di stoccaggio con una capacità di punta addizionale di circa 14 MSm³/g e flessibilità aggiuntiva del sistema realizzata con ulteriori opzioni da valutare di sviluppo della capacità di stoccaggio
- Entrata in esercizio 2030
 - Dimensione: sia nazionale che regionale, l'incremento di disponibilità potrà infatti essere reso disponibile anche ai paesi confinanti mediante le capacità di esportazione del sistema italiano.
 - Impatto sui clienti e sul mercato: Il progetto incrementerà le disponibilità nel periodo invernale agendo positivamente sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulla liquidità, nei periodi in cui il consumo di gas è maggiore.

5.3 Altre misure preventive

Oltre alle misure di mitigazione dei rischi e infrastrutturali descritte nei paragrafi precedente, vengono di seguito descritte ulteriori misure che possono essere applicate per prevenire l'instaurarsi di una emergenza o per ridurre l'impatto in caso di emergenza dichiarata.

- Procedure per l'ottimizzazione dell'utilizzo di capacità di trasporto che permettano di mettere a disposizione degli utenti le capacità conferite ma non utilizzate (rif. Congestion Management Procedure)
 - Dimensione: nazionale
 - Impatto sui clienti: possono essere incrementate le disponibilità di gas per la gestione delle emergenze
- Misure volte alla massimizzazione del riempimento degli stoccaggi durante la stagione estiva (e.g. premio per il riempimento degli stoccaggi, forme contrattuali flessibili, acquisto di gas da parte degli operatori infrastrutturali)
 - Dimensione: nazionale
 - Impatto sui clienti: incremento delle disponibilità di gas (+2,8 GSm³ nel 2022) e per la gestione di possibili emergenze
- Servizio di riduzione dei consumi su base mensile²⁷, secondo procedure che si svolgono in base a un calendario predefinito non oltre i 15 giorni precedenti l'inizio del mese
 - Dimensione: nazionale
 - Impatto sui clienti: riduzione della domanda gas ai soli soggetti che hanno aderito al servizio

²⁷ Rif. DM 464 del 21.10.2022

- Misure di contenimento relative al riscaldamento invernale mediante l'introduzione di limiti di temperatura negli ambienti, di ore giornaliere di accensione e di durata del periodo di riscaldamento, in funzione delle fasce climatiche in cui è suddiviso il territorio italiano
 - Dimensione: nazionale
 - Impatto sui clienti: riduzione della domanda di Gas fino a un massimo di circa 3,2 GSm³ nel periodo invernale²⁸
- Altre misure volontarie comportamentali che possono contribuire a limitare il consumo di energia, con riduzione dei costi di bolletta degli utenti e impatti positivi anche sull'ambiente
 - Dimensione: nazionale
 - Impatto sui clienti: riduzione della domanda di circa 2,7 GSm³ nel periodo invernale
- Altre misure volontarie con incentivo sull'investimento iniziale, ad esempio per la sostituzione di elettrodomestici con modelli più efficienti
 - Dimensione: nazionale
 - Impatto sui clienti: riduzione della domanda di circa 0,2 GSm³ nel periodo invernale

5.4 Misure intese a proteggere le infrastrutture principali

Al fine di salvaguardare gli assetti proprietari delle società operanti in settori ritenuti strategici e di interesse nazionale, con il decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, è stata disciplinata la materia concernente i poteri speciali sugli assetti societari esercitabili dal Governo nei settori della difesa e della sicurezza nazionale, nonché in alcuni ambiti definiti di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni (normativa "Golden Power").

In attuazione del predetto decreto, con il decreto del Presidente della Repubblica (d.P.R.) 19 febbraio 2014, n.35 e con il d.P.R. 25 marzo 2014, n.86 - riguardo ai settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni sono stati definiti gli ambiti di applicazione e le procedure per l'esercizio dei poteri speciali nei diversi settori.

Il quadro organizzativo regolamentare è stato completato con la specifica individuazione degli attivi di rilevanza strategica, avvenuta con il d.P.R. 25 marzo 2014, n.85 per i settori energetici, dei trasporti e delle comunicazioni.

Sono inclusi negli attivi di rilevanza strategica per il settore energetico:

1. la rete nazionale di trasporto del gas naturale e relative stazioni di compressione e centri di dispacciamento, nonché gli impianti di stoccaggio del gas;
2. le infrastrutture di approvvigionamento di energia elettrica e gas da altri Stati, compresi gli impianti di rigassificazione di GNL onshore e offshore;
3. la rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica e relativi impianti di controllo e dispacciamento;
4. le attività di gestione connesse all'utilizzo delle reti e infrastrutture di cui alle precedenti lettere.

Il regolamento prevede il coordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri per lo svolgimento delle attività propedeutiche all'esercizio dei poteri speciali. Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (d.P.C.M.) 6 agosto 2014 ha quindi fissato le modalità procedurali per lo svolgimento delle attività, prevedendo la costituzione di un Comitato di coordinamento interministeriale - istituito poi con

²⁸ Rif. Piano Nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale

d.P.C.M. del 15 dicembre 2014 - presieduto dal vice Segretario generale della Presidenza del Consiglio dei ministri e composto dai responsabili degli uffici dei Ministeri competenti per materia e delle strutture interessate della Presidenza del Consiglio dei ministri. Il Comitato effettua l'istruttoria tecnica ai fini della proposta di esercizio o non esercizio dei poteri speciali.

Per le imprese che svolgono attività di rilevanza strategica per il sistema di sicurezza nazionale le norme prevedono quindi che le eventuali modifiche dell'assetto societario debbano essere notificate alla Presidenza del Consiglio entro dieci giorni o in ogni caso prima che divengano effettive. In particolare, nel campo dell'energia, con i poteri speciali, l'esecutivo potrebbe mettere un veto sulle operazioni riguardanti asset strategici, oppure porre particolari condizioni, nel caso dall'istruttoria dovesse emergere un possibile 'grave pregiudizio' per gli interessi pubblici legati alla sicurezza e al buon funzionamento delle reti.

L'attività concernente l'esercizio dei poteri speciali garantisce quindi la protezione degli asset strategici nazionali attraverso la tutela nei confronti di manovre acquisitive che possono portare alla sottrazione di tecnologie e *know-how* industriale e commerciale, essenziale per la competitività del sistema Italia, salvaguardando comunque il rispetto delle dinamiche di mercato.

Il 3 ottobre 2014 sono state avviate le attività del Comitato di coordinamento interministeriale.

Relativamente all'energia dal 2014 sono state esaminate 9 notifiche, di cui 7 relative al settore gas e 2 al settore elettricità. In particolare, per il settore gas 3 notifiche hanno riguardato attività di trasporto, 3 notifiche lo stoccaggio di gas in sotterraneo e 1 un terminale di rigassificazione di GNL.

Per tutti i procedimenti non sono stati ravvisati i presupposti per l'esercizio dei poteri speciali, anche se a volte la modifica degli asset è stata consentita ma con prescrizioni. Questo dimostra che di fatto i rischi per le infrastrutture energetiche sono bassi in quanto si tratta di attività regolate in conformità alle regole europee e quindi assoggettate a regole di accesso e a tariffe di erogazione del servizio determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), indipendentemente dalla società che ne detiene il controllo. Inoltre, le attività si svolgono sotto il controllo di ARERA che può revocare la certificazione del gestore di rete nel caso in cui non siano più soddisfatti i requisiti richiesti.

6. ALTRI OBBLIGHI E MISURE

6.1 Il mercato del bilanciamento

Uno degli elementi fondamentali per garantire il buon funzionamento del sistema gas e l'accoppiamento fra domanda e offerta è il bilanciamento. Il bilanciamento del sistema gas è caratterizzato da una doppia valenza: da un lato, vi è l'insieme delle operazioni mediante le quali il gestore del sistema di trasporto (TSO), tramite il servizio di "dispacciamento fisico", garantisce la sicura ed efficiente movimentazione del gas in rete dai punti di immissione ai punti di prelievo (c.d. "bilanciamento fisico"); dall'altro, vi è il bilanciamento commerciale che è l'insieme delle attività necessarie alla corretta programmazione, contabilizzazione e allocazione del gas trasportato; è previsto inoltre un sistema di corrispettivi atto ad incentivare gli utenti a mantenere l'uguaglianza tra le quantità immesse e prelevate dalla rete.

In recepimento delle disposizioni del Regolamento UE n. 312/2014 (Codice di Bilanciamento Europeo) l'Autorità ha disposto con la delibera n. 312/2016 l'avvio di

un nuovo regime di bilanciamento basato su criteri di mercato secondo la disciplina fissata a livello comunitario a decorrere dal 1° ottobre 2016. Il regime di bilanciamento previsto dal Codice di Bilanciamento Europeo pone in capo agli Utenti del sistema la responsabilità di bilanciare le proprie posizioni nel corso del giorno-gas e al Trasportatore il compito di bilanciare il sistema in via residuale. Di conseguenza Snam Rete Gas mette a disposizione degli utenti, nel corso del giorno gas, informazioni sullo stato di bilanciamento generale del sistema nonché informazioni sull'andamento dei prelievi di pertinenza di ciascun utente utili a determinare la propria condizione provvedendo al proprio bilanciamento. In particolare Snam Rete Gas pubblica sul proprio sito Internet a partire dall'inizio di ciascun Giorno-gas con frequenza oraria, informazioni relative a:

1. la stima dello Sbilanciamento Atteso del Sistema atteso al termine del Giorno gas;
2. la stima del valore atteso dell'energia presente in rete (linepack) al termine del Giorno gas;
3. la stima degli eventuali scostamenti fra le programmazioni presso i Punti di Entrata e di Uscita interconnessi con l'estero, con terminali di rigassificazione e i quantitativi previsti in consegna o riconsegna nei medesimi punti al termine del Giorno-gas;
4. la stima dei quantitativi di gas previsti in riconsegna nel Giorno-gas in corso e nei due giorni gas successivi, relativamente:
 - al complesso delle interconnessioni con altre reti di trasporto e dei Punti di Riconsegna interconnessi con reti di distribuzione,
 - al complesso dei Punti di Riconsegna che alimentano Clienti Finali direttamente allacciati alla rete di trasporto Snam Rete Gas.
5. I quantitativi di gas necessari al funzionamento del Sistema (programma di stoccaggio del Trasportatore, programma aggregato di consumi, perdite, GNC e delle variazioni di linepack del Trasportatore e delle altre Imprese di Trasporto, programma dei quantitativi oggetto di accordi di bilanciamento con le imprese interconnesse, differenza tra i quantitativi previsti in prelievo presso i Punti di Riconsegna interconnessi con la distribuzione e i quantitativi previsti presso l'insieme dei punti di riconsegna della distribuzione)

La stima dello Sbilanciamento Atteso del Sistema al termine del Giorno-gas di cui al punto 1) è determinata come differenza tra il quantitativo di gas previsto in immissione/uscita nel presso i Punti interconnessi con gli stoccaggi e interconnessi con l'estero, sulla base delle informazioni (programmi) più aggiornate comunicate dal complesso degli Utenti e del Trasportatore e la previsione del gas prelevato dal complesso degli Utenti presso i punti di riconsegna nel medesimo Giorno Gas elaborato con i sistemi di previsione della domanda in uso al Dispacciamento (punto 4). Ai fini della determinazione dello Sbilanciamento Atteso del Sistema, si considerano inclusi altresì i quantitativi di gas di competenza del Trasportatore, inclusa la variazione di linepack programmata.

A partire dall'inizio dell'Anno termico 2015-2016, Snam Rete Gas rende giornalmente disponibile, le informazioni previste al Capo VIII, articolo 32, punto 3, del Regolamento 312/2014:

- entro le ore 13:00 di ciascun Giorno-gas, rende disponibile agli Utenti titolari di capacità presso Punti con misure rilevate con frequenza inferiore a una volta al giorno le previsioni riferite ai prelievi, per Punto, di loro competenza previsti alla fine del Giorno Gas successivo. Tali previsioni sono determinate, per ciascun Utente, sulla base dei profili di prelievo standard previsti dalla normativa in vigore.
- entro le ore 14:00 di ciascun Giorno-gas G, il Trasportatore rende disponibile:

- a. agli Utenti titolari di capacità presso Punti con misure rilevate con frequenza inferiore a una volta al giorno, le previsioni riferite ai prelievi, per Punto, di loro competenza previsti per la fine del Giorno-gas.;
- b. agli Utenti titolari di capacità presso Punti con misura infragiornaliera, le misure riferite alle immissioni e ai prelievi, per Punto, relativamente al periodo intercorrente tra le ore 06:00 e le ore 12:00 del Giorno-gas
- entro le ore 18:00 del Giorno Gas G, il Trasportatore rende disponibile:
- c. agli Utenti titolari di capacità presso Punti con misure rilevate con frequenza inferiore a una volta al giorno, un aggiornamento delle previsioni di cui alla precedente lettera a) riferite ai prelievi di propria competenza;
- d. agli Utenti titolari di capacità presso Punti con misura infragiornaliera, le misure riferite alle immissioni e ai prelievi di loro competenza relativamente al periodo intercorrente tra le ore 06:00 e le ore 16:00 del Giorno-gas G.

L'insieme delle informazioni appena elencate ha l'obiettivo di fornire al mercato, anche a scopo preventivo, le migliori informazioni disponibili e le migliori indicazioni circa eventuali situazioni di criticità del sistema gas.

La modifica dei programmi di trasporto avviene attraverso rinomine su base oraria che costituiscono veri e propri ordini di dispacciamento eseguiti da Snam e che attualmente sono implementate presso tutti i punti di importazione, gli *hub* di stoccaggio, i rigassificatori e le produzioni di gas. Eventuali sbilanciamenti degli utenti alla fine di ciascun giorno gas vengono trattati come compravendite tra gli utenti stessi e Snam Rete Gas e sono valorizzati tramite un sistema di prezzi duali legati al mercato ma comunque finalizzati a disincentivare eventuali disequilibri.

A Snam Rete Gas rimane la responsabilità di far fronte alle esigenze di bilanciamento residuali oltre che alla gestione operativa della rete. A tal fine Snam Rete Gas, in qualità di Responsabile del Bilanciamento si avvale degli stessi strumenti utilizzati dagli utenti, acquistando o vendendo gas sul mercato *spot*, inviando così opportuni segnali di prezzo, ferma restando la possibilità di ricorrere a servizi di bilanciamento in presenza di criticità operative non risolvibili tramite i meccanismi di mercato.

Il Regolamento stabilisce il “principio di neutralità” per il Responsabile del Bilanciamento, secondo cui *“il gestore del sistema di trasporto non guadagna né perde dalla riscossione o dal pagamento di oneri di sbilancio, corrispettivi infragiornalieri, corrispettivi per azioni di bilanciamento e altri corrispettivi connessi alle sue attività di bilanciamento, che si considerano tutte attività intraprese dal gestore del sistema di trasporto per adempiere gli obblighi del [...] regolamento”*. Al fine di promuovere comunque l'efficienza delle azioni messe in atto dal responsabile del bilanciamento sono stati introdotti dal regolatore opportuni indicatori di performance.

È inoltre necessario annoverare che al fine di prevenire i rischi è importante assicurare il monitoraggio del sistema gas, con lo scopo di individuare i segnali necessari per l'attivazione di quelle misure di mercato in grado di ridurre o annullare il rischio.

6.2 Il monitoraggio dell'Autorità Competente

L'Autorità Competente (MASE, Ministero Ambiente e Sicurezza Energetica) è coadiuvata dal Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas (di seguito “Comitato”), che ha funzioni consultive, nel formulare proposte per la definizione delle possibili situazioni di emergenza, individuare gli strumenti

d'intervento in caso di emergenza, formulare proposte per la definizione delle procedure e della tempistica per l'attivazione di tali strumenti, nonché effettuare periodicamente il monitoraggio del funzionamento del sistema nazionale del gas naturale, in relazione alle situazioni di emergenza. Il Comitato è composto da tutti gli attori aventi un ruolo attivo nella sicurezza degli approvvigionamenti del gas in Italia.

Alcune delle azioni utili a prevenire i rischi sono di seguito riportate.

Monitoraggio del livello delle importazioni

Come risulta dalle simulazioni condotte, un livello di importazione dai gasdotti significativamente inferiore al coefficiente di utilizzo medio storico potrebbe portare al ricorso alle misure non di mercato precedentemente esposte, soprattutto in caso di interruzione della principale fonte di importazione o di freddo intenso nei mesi successivi.

Constatato un livello di importazione non adeguato, il mercato dovrebbe essere informato ai sensi di quanto previsto nel Piano di Emergenza.

Monitoraggio e pubblicazioni relative agli stoccaggi

Il monitoraggio del livello di riempimento degli stoccaggi costituisce una delle principali azioni di monitoraggio del sistema, al fine di sensibilizzare il mercato ed eventualmente garantire un livello elevato di riempimento all'inizio della stagione invernale, così come una campagna di erogazione in linea con la curva ottimale di erogazione pubblicata dall'operatore principale di stoccaggio, tesa a garantire un livello di erogazione adeguato anche a fine campagna.

In questo contesto, le pubblicazioni del principale operatore di stoccaggio relative all'utilizzo delle capacità di stoccaggio e alla giacenza effettiva, forniscono periodicamente agli utenti del sistema gas le informazioni sulla capacità di stoccaggio ancora disponibile e un utile indicatore rispetto ad eventuali rischi prospettici.

Monitoraggio del prezzo in regime di bilanciamento

Le dinamiche di mercato che caratterizzano la determinazione del valore della *commodity* per bilanciamento possono rappresentare un indicatore dello stress a cui il sistema è sottoposto.

Gli esiti del mercato del bilanciamento possono infatti condurre, in accordo alle regole definite nei piani di azione preventiva ed emergenza, alla dichiarazione degli stati di "preallarme" o "allarme" ai sensi del Regolamento, condizione necessaria per attivare alcune delle misure di massimizzazione dell'offerta e di contenimento della domanda.

Il monitoraggio continuo dei prezzi di bilanciamento consente anche di valutare la capacità del sistema di reagire alla domanda di gas necessaria per bilanciare il sistema, fornendo pertanto indicazioni utili a valutare la possibilità di dichiarare lo stato di emergenza, nei casi previsti dal Regolamento.

6.3 Altri adempimenti

Oltre alle misure elencate è necessario ricordare che la normativa vigente - articolo 3, comma 1 del decreto legislativo n.164/2000, come modificato dall'articolo 28 del decreto legislativo n.93/2011 - dispone che l'attività di importazione di gas naturale prodotto da Paesi non appartenenti all'Unione europea sia soggetta ad autorizzazione del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica nel caso sia relativa a

contratti di durata superiore all'anno. Il comma 7 dello stesso articolo stabilisce che nel caso tale attività sia relativa a contratti di durata non superiori a un anno, essa è soggetta a comunicazione al MASE e all'ARERA.

Il successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico in data 2 agosto 2011, di attuazione del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, stabilisce i criteri per il rilascio delle autorizzazioni all'importazione di gas naturale.

In particolare all'articolo 1 stabilisce che l'attività di importazione di gas naturale relativa a contratti di durata superiore ad un anno, prodotto in Paesi sia appartenenti all'Unione europea, sia non appartenenti all'Unione europea, effettuata attraverso i punti di entrata della rete nazionale dei gasdotti a mezzo di gasdotti o di terminali di rigassificazione di GNL, nonché mediante carri bombolai o di autocisterne di GNL, è soggetta ad autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico (ora del MASE).

La Società nella istanza deve indicare:

- i termini temporali del contratto di importazione, possibili estensioni in esso previste e data in cui si è sottoscritto o si prevede di sottoscrivere lo stesso;
- le quantità contrattuali annuali, mensili e giornaliere previste dal contratto, comprensive delle possibilità di modulazione annuale e stagionale;
- le caratteristiche fisico-chimiche del gas da importare;
- l'indicazione del Paese dove il gas è stato prodotto e, ove possibile, le relative aree di produzione, i gasdotti di trasporto all'estero e i terminali di GNL di liquefazione e di rigassificazione utilizzati;
- eventuali obblighi connessi al contratto e alla sua esecuzione, rilevanti ai fini della sicurezza del sistema italiano del gas.

Il Ministero verifica, inoltre, il possesso da parte del soggetto richiedente di capacità tecniche e finanziarie adeguate.

L'attività di importazione di gas naturale, relativa a contratti di durata non superiore a un anno, è soggetta unicamente a comunicazione, da inviare al Ministero e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Oltre a tali misure si è sviluppato un sistema strutturato e trasparente di comunicazione, ai soggetti interessati, per aumentare la sicurezza del sistema e per gestire possibili situazioni di crisi, in particolare:

- informazioni sullo stato del sistema (previsioni della domanda, margine residuo di capacità di stoccaggio conferita, curve di temperatura gradi giorno, sbilanciamento complessivo del sistema storico e previsto, ecc.);
- informazioni aggiuntive durante il giorno gas attraverso la telelettura dei punti di entrata/uscita in tempo reale, sulla base degli sviluppi tecnologici prospettati nel Piano di Adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di misura predisposto dall'Impresa maggiore di trasporto secondo il disposto della Deliberazione ARG/gas 184/09 dell'Autorità (con il possibile stralcio e anticipo per le utenze termoelettriche);
- pubblicazione di studi previsionali, sul modello dei “*winter outlook*” e “*summer outlook*” predisposti da ENTSOG, a cura dell'Impresa maggiore di trasporto, la cui frequenza può essere incrementata in relazione ai diversi livelli di crisi del sistema;
- esito delle misure di contenimento della domanda su base volontaria e possibile evoluzione della struttura contrattuale;
- sviluppo di un sempre maggiore coordinamento informativo tra gli operatori dei

sistemi gas ed elettrico (scambio di dati di programmazione giorno gas – 1 e giorno gas, misure in tempo reale del consumo di gas da parte delle utenze termoelettriche, misure coordinate per la gestione dell'emergenza);

- informazioni sulla gestione dei rischi di natura informatica (cyber crime) cui possono essere soggette le infrastrutture strategiche, tra le quali rientrano anche le infrastrutture del gas in senso ampio (es. gasdotti, centrali di compressione, stoccaggi, terminali GNL).

7. PROGETTI DI INFRASTRUTTURE

La Tabella che segue elenca i progetti infrastrutturali che sono stati inseriti nel Piano Decennale europeo di Sviluppo della Rete del 2022 (TYNDP 2022); nella stessa tabella sono altresì menzionati i progetti che sono stati inseriti nella lista di progetti di interesse comune (PCI).

Nome Progetto	Codice TYNDP ENTSOG	Stato	Promotore	Maturità	5° lista PCI	Corridoio PCI	Primo anno Entrata in esercizio	Ultimo anno Entrata in esercizio
FSRU 1 Connection	TRA-F-539	Italy	Snam Rete Gas S.p.A.	FID	No		2023	2023
FSRU 1 - SNAM	LNG-F-1134	Italy	Snam Rete Gas S.p.A.	FID	No		2023	2023
FSRU 2 Connection	TRA-A-566	Italy	Snam Rete Gas S.p.A.	FID	No		2024	2024
FSRU 2 - SNAM	LNG-A-1142	Italy	Snam Rete Gas S.p.A.	FID	No		2024	2024
Export enhancements	TRA-N-1145	Italy	Snam Rete Gas S.p.A.	Less-Advanced	No		2029	2029
System Enhancements - Stogit - on-shore gas fields	UGS-F-260	Italy	Stogit S.p.A.	Advanced	No		2022	2032
Development for new import from the South (Adriatica Line)	TRA-A-7	Italy	Snam Rete Gas S.p.A.	Advanced	Yes	SGC	2028	2028
Import developments	TRA-N-8	Italy	Snam Rete Gas S.p.A.	Less-Advanced	No		Unknown	Unknown

from North-East								
Export to Malta	TRA-N-1063	Italy	Snam Rete Gas S.p.A.	Less-Advanced	No		2026	2026
Alfonsine UGS Enhancement	UGS-N-1182	Italy	Stogit S.p.A.	Less-Advanced	No		2028	2035
Matagiola - Massafra pipeline	TRA-N-1195	Italy	Snam Rete Gas S.p.A.	Less-Advanced	Yes	SGC	2028	2028
Poseidon Pipeline	TRA-A-10	Greece	Natural Gas Submarine Interconnector Greece-Italy Poseidon S.A	Advanced	Yes		2025	2028
EastMed Pipeline	TRA-A-330	Greece	Natural Gas Submarine Interconnector Greece-Italy Poseidon S.A	Advanced	Yes		2025	2025
TAP Expansion	TRA-A-810	Greece	Trans Adriatic Pipeline AG	Advanced	No		2022	2027
TAG Reverse Flow	TRA-N-954	Austria	Trans Austria Gasleitung GmbH	Less-Advanced	No		2026	2026
Melita TransGas Hydrogen Ready Pipeline	TRA-A-31	Malta	InterConnect Malta Ltd	Advanced	Yes	SGC	2028	2028

8. OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO INERENTI ALLA SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

Non esistono obblighi di servizio pubblico inerenti alla sicurezza degli approvvigionamenti.

9. CONSULTAZIONE DELLE PARTI INTERESSATE

In applicazione dell'articolo 8, paragrafo 2, e dell'allegato VI, punto 9, del Regolamento, il presente Piano, insieme al Piano di Emergenza, è stato sottoposto a consultazione pubblica il 12 settembre 2023 tramite invio diretto alle associazioni dei consumatori e a quelle di categoria per gli utenti industriali e ai componenti del Comitato di monitoraggio ed emergenza del settore gas del sistema nazionale del gas naturale a cui partecipa, tra gli altri, anche l'Autorità di regolazione (ARERA).

Le osservazioni ricevute dalle organizzazioni che rappresentano gli interessi dei clienti domestici e industriali sono riportate in un documento di sintesi in cui sono state rappresentate le valutazioni e l'esito di queste circa le eventuali modifiche ai piani.

In sintesi, sono pervenuti commenti da parte di 4 associazioni di categoria (una di consumatori civili e 3 di utenti del sistema) e da una società privata. Fatte salve alcune eccezioni legate a correzioni di refusi, le osservazioni hanno riguardato in maggioranza temi di carattere generale oppure aspetti di dettaglio che non attengono al livello dei Piani.

Per quanto riguarda il PAP, in merito alle valutazioni sulle infrastrutture, le osservazioni hanno messo in evidenza:

- condivisione in merito alla valutazione delle misure infrastrutturali,
- l'opportunità di valutare ulteriori espansioni di potenziamento del trasporto di gas da Sud a Nord.
- apprezzamento per il meccanismo del premio giacenza introdotto da ARERA su indirizzo del MASE (DM 31 marzo 2023),
- opportunità di incentivare il mantenimento del gas in stoccaggio a fine stagione invernale,
- opportunità di provvedere al riempimento di ultima istanza;
- richiesta di includere misure di contenimento dei consumi.

Per quanto riguarda il PE, in merito alle misure non di mercato, è stato richiesto:

- per gli obblighi di massimizzazione:
 - di considerare vincoli contrattuali e *underdelivery*, nonché
 - compensazione di eventuali maggiori costi;
- per le misure di *peak shaving* e contratti a opzione, è stato espresso interesse nel conoscere provvedimenti attuativi;
- per le misure di interrompibilità dei clienti industriali, è stato richiesto:
 - di replicare provvedimento dello scorso anno,
 - di essere sollevati da ogni esposizione e compensati per eventuali morosità;
- più in generale, per le misure di riduzione della domanda (contenimento, interrompibilità, sospensione tutela, Solidarietà etc.) chiedono:

- pubblicazione delle misure applicative come per scorso lo anno;
- integrazione procedure lato Sistema elettrico;
- manleva da ogni esposizione e compensazione per eventuali morosità.

Si è provveduto quindi a consultare le Autorità competenti per la sicurezza dell'approvvigionamento di tutti gli Stati membri interessati da cui però non sono arrivati commenti.

Il periodo di consultazione si è concluso il 6 ottobre ed è stato prodotto un documento per rispondere ai commenti e alle osservazioni pervenute, nonché, laddove è stato ritenuto necessario, si è proceduto a modificare il testo.

10. DIMENSIONE REGIONALE

10.1 Meccanismi per la cooperazione: il sistema regionale di coordinamento per il gas (ReCo System for Gas)

L'articolo 3.6 del Regolamento (UE) 2017/1938 evidenzia il ruolo dei ReCo, costituiti dall'ENTSOG e composti di gruppi di esperti permanenti, per la cooperazione e scambio di informazioni tra i gestori dei sistemi di trasmissione in caso di una emergenza a livello regionale o a livello UE.

Ci sono tre ReCo System for Gas: Nord-Ovest, Est e Sud. La maggior parte dei componenti del gruppo di rischio Ucraina, fanno parte dell'East ReCo.

Il principale scopo dei ReCo teams è la predisposizione di un canale per lo scambio di informazioni tra TSO, l'adozione di procedure comuni da attuare in caso di emergenza, l'organizzazione di gruppi di lavoro per lo svolgimento di "emergency test" per verificare l'efficacia dei flussi informativi e l'eventuale necessità di migliorarli. Di conseguenza, i ReCo devono essere considerati come misure preventive sebbene, le procedure adottate possono essere considerate come misure di emergenza.

L'East ReCo team è stato avviato nel novembre 2017 e un TSO tedesco, Open Grid Europe, è stato nominato come referente; esso sarà il primo TSO che verrà contattato in caso di emergenza e che attiverà il flusso di informazioni.

10.2 Procedure nuove e esistenti per lo scambio di informazioni rilevanti tra le Autorità Competenti dei Gruppi di Rischio

Ai sensi dell'articolo 11 del Regolamento (UE) 2017/1938, nel caso l'Autorità competente dichiara uno dei livelli di crisi, ne informa immediatamente la Commissione e le autorità competenti degli Stati membri con i quali lo Stato membro di tale autorità competente è direttamente connesso.

Inoltre, se l'Autorità competente dichiara un'emergenza, deve seguire la procedura definita nel proprio Piano di Emergenza e deve informare immediatamente le autorità competenti del Gruppo di Rischio di cui fa parte, così come per le autorità competenti degli Stati membri con i quali è direttamente connesso. In ogni caso per rafforzare la cooperazione, anche in caso di dichiarazione di uno dei livelli di crisi l'autorità competente di uno degli Stati membri facenti parte del gruppo di rischio dell'Ucraina e/o della Libia è tenuta ad informare le autorità competenti degli altri Stati membri del gruppo oltre alla Commissione, come già indicato.

In particolare, se l'autorità competente di uno degli Stati membri facenti parte del gruppo di rischio dell'Algeria, dell'Ucraina e/o della Libia identifica una potenziale interruzione della fornitura di gas dall'Algeria, dall'Ucraina e/o dalla Libia, deve

informare le restanti autorità competenti al più presto prima dell'attivazione dei livelli di crisi. Di seguito una lista esemplificativa, non esaustiva, dei potenziali eventi di rischio.

Gruppo di Rischio dell'Algeria:

- indisponibilità di un gasdotto di importazione (Transmed, GME, Medgaz).
- cancellazione massiccia di carichi di GNL dai liquefattori algerini o massicci cambi di destinazione dei carichi stessi verso terminali extra europei.
- indisponibilità parziale o totale degli impianti di liquefazione algerini.

Gruppo di Rischio dell'Ucraina:

- rilevanti riduzioni dei flussi di gas importato dai punti di interconnessione con l'Ucraina (Drozdovychi, Uzhgorod, Beregovo, Tekovo or Orlovka);
- rilevanti riduzioni dei flussi di gas importato dalla Russia in uno o più Stati membri del gruppo;
- incidenti o rinvenimento di problemi tecnici che possono comportare la riduzione dei flussi di approvvigionamento provenienti dai gasdotti di interconnessione degli stati membri facenti parte del gruppo;
- previsione di breve termine (uno o due giorni) di una domanda eccezionalmente alta di gas dovuta a temperature estremamente rigide in uno stato membro facente parte del gruppo.

Gruppo di Rischio della Libia:

- rilevanti riduzioni dei flussi di gas importato dal punto di interconnessione di Baumgarten;
- rilevanti riduzioni dei flussi di gas importato dalla Russia in uno o più Stati membri del gruppo;
- incidenti o rinvenimento di problemi tecnici che possono comportare la riduzione dei flussi di approvvigionamento provenienti dai gasdotti di interconnessione degli stati membri facenti parte del gruppo;
- previsione di breve termine (uno o due giorni) di una domanda eccezionalmente alta di gas dovuta a temperature estremamente rigide in uno stato membro facente parte del gruppo.

Una lista con i contatti delle autorità competenti verrà aggiornata annualmente dall'autorità competente che ha il ruolo di referente all'interno del gruppo di rischio.

Gli accordi di solidarietà tra gli Stati Membri previsti dal Regolamento sono ancora in valutazione da parte delle autorità competenti degli stati membri. Non appena saranno sottoscritti ne sarà data informativa tutti i componenti del gruppo di rischio di appartenenza e la loro esistenza sarà resa pubblica (solo le informazioni non sensibili) mediante uno specifico capitolo del PAP.

10.3 Misure preventive: Accordi di interconnessione

La disciplina degli accordi di interconnessione tra TSO confinanti è prevista nel capitolo 2 del Regolamento (UE) 2015/703 del 30 aprile 2015 che istituisce un codice di rete in materia di norme di interoperabilità e di scambio dei dati. L'articolo 3 elenca i punti fondamentali all'interno di un accordo di interconnessione.

In generale, un accordo avrà i seguenti contenuti:

- norme generali;
- glossario dei termini usati nel testo, compresi le convenzioni usate (per esempio per delimitare il giorno gas);
- unità di riferimento comuni;
- unità di misura (pressione, temperatura, volume, potere calorifico, energia, indice di Wobbe);
- codici degli shipper per facilitare l'identificazione nei processi di abbinamento;
- dati previsionali: dati previsionali mensili e settimanali circa le quantità in transito nei punti di interconnessione. la manutenzione ordinaria ha un ruolo significativo nella gestione dei punti di interconnessione, pertanto, viene approvato un piano annuale di manutenzione;
- nomine: dettagli circa i cicli di nomina e rinomina;
- procedure di abbinamento: finalizzate ad ottenere le quantità confermate (CQ) che saranno consegnate presso i punti di interconnessione dagli shipper e per evitare discrepanze nelle nomine;
- allocazione: una volta confermate le quantità misurate (MQ), i TSO calcolano la differenza tra MQ e CQ per ottenere la differenza riferita al giorno considerato; detta differenza verrà indirizzata ad un conto noto come Operational Balancing Account (OBA);
- situazioni eccezionali: analizzate nel Piano di Emergenza.
- Gli accordi di interconnessione comportano un linguaggio unificato per lo scambio di informazioni e per le procedure da attuarsi per verificare sbilanciamenti.

ALLEGATO 1: INFORMAZIONI GRUPPI DI RISCHIO

Nell'Allegato 1 vengono presentati i principali dati relativi ai gruppi di rischio, estratti dalle valutazioni comuni del rischio elaborate nei gruppi di rischio individuati nel Regolamento (rif. Allegato VI, Par. 1.1), che riguardano principalmente:

- i dati di consumo annuo del gas suddivisi per tipologia di clienti e i picchi di domanda;
- il funzionamento del sistema, quindi le capacità di trasporto dei punti di entrata e di uscita ed il loro utilizzo dai quali è possibile definire i paesi di origine delle fonti di importazione;
- il ruolo degli stoccaggi ivi comprese le capacità in volume e in termini di capacità di erogazione;
- il ruolo della produzione nazionale;
- Il ruolo del gas nella produzione di energia elettrica.

Le informazioni assenti nelle valutazioni dei gruppi di rischio sono state riportate come "non disponibili" (ND).

Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta orientale: Ucraina

Principali dati relativi al consumo di gas

		2017	2018	2019	2020	2021
	Domanda totale [TWh]	2640,01	2582,78	2634,50	2611,94	2750,69
	Industria [TWh]	705,20	691,72	689,24	674,43	ND
	Termoelettrico [TWh]	228,05	214,99	256,48	269,66	ND
	Calore [TWh]	68,29	62,84	56,99	57,08	ND
	Cicli combinati [TWh]	485,86	464,72	481,54	472,95	ND
	Domestico [TWh]	703,71	696,39	693,85	693,75	ND
	Commerciale e servizio pubblico [TWh]	291,65	310,07	292,01	286,76	ND
	Transporti [TWh]	36,29	38,04	40,34	31,50	ND
	Altro [TWh]	120,96	104,02	124,05	125,81	ND
Domanda di picco	Dmax [GWh/d] (Dato Storico)	14554,31				
	Picco giornaliero storico di domanda	28/02/2018				
Stagione di riscaldamento	Stagione	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
	Domanda della stagione di riscaldamento [TWh]	1729,90	1728,34	1704,93	1677,48	1736,40

Funzionamento del sistema

Flussi principali (entrata/uscita/transito), capacità dei punti di entrata/uscita dell'infrastruttura da e verso la o le regioni del gruppo di rischio e per Stato membro.

IP	Indicatore	2019	2020	2021	2022	2022-09
Beregdaróc 1400 / Beregovo (UA→HU)	Capacità continua media (GWh/g)	516,6	170,7	0	0	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	84%	127%	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	115%	62%	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	112%	54%	ND	ND	ND
Beregdaróc 800 / Beregovo (HU→UA)	Capacità continua media (GWh/g)	0	0	0	0	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	ND	ND
Bizzarone (IT→CH)	Capacità continua media (GWh/g)	12,9	12,9	13	13	13
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	26%	26%	28%	23%	12%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	60%	60%	67%	60%	21%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	56%	54%	58%	54%	18%
Bocholtz-Vetschau (NL→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	5,1	1,3	0	0	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	1%	0%	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	104%	0%	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	33%	0%	ND	ND	ND
Budince (SK→UA)	Capacità continua media (GWh/g)	280,8	280,8	280,8	404,9	312
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	94%	74%	3%	2%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	169%	161%	15%	20%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	163%	159%	14%	13%	0%
Budince (UA→SK)	Capacità continua media (GWh/g)	176,8	176,8	176,8	137	176,8
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	0%	0%	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	0%	0%	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	0%	0%	0%	0%	0%

Bunde / Oude Statenzijl (H) (GTG Nord) (NL→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	18%	127%	71%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	208%	430%	358%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	108%	362%	264%
Dornum / NETRA (NO→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	680,8	686,6	678,8	716,5	714,6
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	94%	95%	92%	100%	98%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	215%	132%	143%	223%	122%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	120%	114%	132%	120%	109%
Drozdovichi (PL→UA)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	0	0	26,3	30,5
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	17%	8%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	69%	20%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	61%	9%
Drozdovichi (UA→PL)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	135,6	134,5	129,3	135,3
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	61%	89%	24%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	97%	107%	103%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	88%	102%	100%	0%
Emden (EPT1) (NO→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	400,4	412,2	406,2	436,9	444,2
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	25%	37%	32%	64%	61%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	91%	74%	85%	87%	76%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	54%	70%	67%	85%	66%
Eynatten 1 / Lichtenbusch / Raeren (BE→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	127	129,5	129,5	302	302
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	0%	2%	15%	86%	99%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	34%	72%	189%	104%	100%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	6%	40%	156%	132%	100%
Eynatten 1 / Lichtenbusch / Raeren (DE→BE)	Capacità continua media (GWh/g)	127,6	110,4	129,8	82,1	74,2
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	38%	18%	11%	0%	0%

	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	108%	100%	163%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	95%	76%	109%	0%	0%
GDLux / Bras Petange (BE→LU)	Capacità continua media (GWh/g)	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	43%	35%	39%	36%	25%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	83%	86%	78%	83%	33%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	67%	79%	69%	77%	32%
Gela (LY→IT)	Capacità continua media (GWh/g)	506,4	446,1	436,6	476,5	475,8
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	33%	29%	21%	14%	14%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	48%	59%	37%	28%	20%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	42%	48%	30%	23%	17%
Greifswald (RU→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	1716,4	1405,6	1402,6	1394,8	1395,1
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	98%	121%	121%	79%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	125%	132%	128%	129%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	124%	128%	127%	126%	0%
Griespass / Passo Gries (CH→IT)	Capacità continua media (GWh/g)	695,7	654,4	640,5	640,4	640,4
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	46%	38%	9%	36%	23%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	82%	94%	68%	90%	61%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	77%	85%	46%	85%	40%
Griespass / Passo Gries (IT→CH)	Capacità continua media (GWh/g)	431,8	429,2	431,4	431,4	431,4
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	0%	0%	3%	2%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	0%	6%	74%	72%	6%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	0%	2%	12%	34%	1%
Haanrade (L) (NL→DE) Does not exist anymore on the ENTSOG Capacity Maps 2021	Capacità continua media (GWh/g)	1,9	0,5	0	0	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	47%	176%	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	54%	52%	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	53%	51%	ND	ND	ND

Isaccea / Orlovka I (RO→UA)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	157	122,2	122,2	122,2
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	0%	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	0%	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	0%	0%	0%	0%
Isaccea / Orlovka I (UA→RO)	Capacità continua media (GWh/g)	198,3	180,4	201,6	160,6	201,9
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	34%	14%	6%	9%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	68%	48%	32%	99%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	58%	40%	30%	99%	0%
Isaccea / Orlovka II (Trans-Balkan Pipeline) (UA→RO)	Capacità continua media (GWh/g)	289,7	289,7	297,4	297,4	297,4
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	25%	0%	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	100%	0%	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	72%	0%	0%	0%	0%
Isaccea / Orlovka III (Trans-Balkan Pipeline) (UA→RO)	Capacità continua media (GWh/g)	251,4	251,4	293,3	293,3	293,3
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	53%	0%	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	113%	0%	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	90%	11%	0%	0%	0%
Kipi (TR→EL) Not used in reverse-flow	Capacità continua media (GWh/g)	48	47,8	47,4	48,6	48,6
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	46%	35%	24%	12%	17%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	102%	103%	117%	171%	22%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	99%	89%	60%	43%	22%
Kipoi (TANAP→TAP)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	349,9	355,6	372	372,9
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	1%	70%	91%	97%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	35%	97%	104%	99%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	0%	92%	101%	99%
Kireevo / Zaychar (BG→RS)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	0	255	398,2	398,1
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	33%	54%	69%

	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	61%	79%	79%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	56%	74%	74%
Kireevo / Zaychar (RS→BG)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	0	100,3	335,4	335,3
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	0%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	0%	0%	0%
Kiskundorozsma (HU→RS)	Capacità continua media (GWh/g)	142	142	142	142	142
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	49%	47%	5%	9%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	91%	91%	52%	79%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	82%	84%	50%	57%	0%
Kiskundorozsma-2 / Horgos (HU→RS) New infrastructure	Capacità continua media (GWh/g)	ND	ND	0	0	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	ND	ND
Kiskundorozsma-2 / Horgos (RS→HU) New infrastructure	Capacità continua media (GWh/g)	ND	ND	245,9	245,7	245,8
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	21%	59%	89%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	40%	100%	100%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	29%	94%	94%
Kondratki (BY→PL/Yamal)	Capacità continua media (GWh/g)	1062,6	1027,4	1016,1	1017,5	1027,1
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	92%	86%	76%	5%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	105%	104%	100%	39%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	100%	100%	100%	37%	0%
Kyustendil / Zidilovo (BG→MK)	Capacità continua media (GWh/g)	27,2	27,4	27,4	27,4	27,4
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	32%	36%	45%	28%	40%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	69%	70%	69%	63%	44%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	61%	62%	66%	61%	42%

Mazara del Vallo (TN→IT)	Capacità continua media (GWh/g)	1183,6	1157,4	1138,3	1138,1	1138,1
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	25%	30%	54%	59%	67%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	54%	70%	65%	78%	78%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	51%	67%	63%	70%	73%
Medelsheim / Obergailbach (DE→FR)	Capacità continua media (GWh/g)	600,8	610,6	623,4	624,8	503,7
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	22%	20%	29%	8%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	54%	50%	82%	36%	2%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	37%	38%	61%	21%	0%
Medelsheim / Obergailbach (FR→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	0	0	0	0	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	ND	ND
North Sea Entry (NO→DK)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	ND	ND	146,3	ND
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	ND	ND
RC Basel (DE→CH)	Capacità continua media (GWh/g)	8,8	7,9	8,2	8,2	7,9
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	14%	4%	11%	8%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	95%	99%	108%	95%	5%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	81%	32%	75%	37%	1%
RC Thayngen- Fallentor (DE→CH)	Capacità continua media (GWh/g)	0	0	0	0	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	ND	ND
Santaka (LT→PL)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	ND	ND	40,9	58,1
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	47%	42%

	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	311%	57%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	189%	51%
Santaka (PL→LT)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	ND	ND	50,6	61,5
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	1%	4%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	29%	29%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	17%	24%
Strandzha / Malkoclar (BG→TR)	Capacità continua media (GWh/g)	482,1	498,1	497	166,9	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	26%	1%	0%	0%	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	89%	25%	0%	0%	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	55%	19%	0%	0%	ND
Strandzha 2 / Malkoclar (TR→BG)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	576,8	575	572,2	572
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	29%	62%	64%	70%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	45%	84%	91%	82%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	43%	83%	83%	77%
Tegelen (L) (NL→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	13%	14%	14%	10%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	47%	44%	55%	43%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	42%	39%	52%	40%	0%
Tietierowka (BY→PL)	Capacità continua media (GWh/g)	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	32%	34%	36%	21%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	74%	77%	95%	75%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	68%	71%	81%	66%	0%
Ungheni (MD→RO)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	2,2	7	21,5	21,5
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	0%	3%	3%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	4%	245%	143%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	1%	120%	69%	0%

Ungheni (RO→MD)	Capacità continua media (GWh/g)	1,3	7,4	26	55,4	55,4
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	0%	0%	1%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	0%	68%	82%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	0%	11%	35%	0%	0%
Uzhgorod / Velké Kapušany (UA→SK)	Capacità continua media (GWh/g)	2028	2059,2	2028	1913,6	1913,6
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	82%	50%	40%	26%	21%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	110%	65%	50%	52%	21%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	104%	64%	56%	51%	21%
VIP Belgium - NCG (BE→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	92,3	166,3	193,3	523	523
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	27%	14%	18%	83%	100%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	1371%	105%	138%	105%	102%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	1009%	79%	107%	104%	100%
VIP Belgium - NCG (DE→BE)	Capacità continua media (GWh/g)	295,1	330,2	315,3	232,4	106,9
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	0%	0%	6%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	0%	14%	60%	0%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	0%	2%	49%	0%	0%
VIP Bereg (HU→UA)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	ND	ND	84,7	84,8
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	13%	1%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	86%	14%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	59%	4%
VIP Bereg (UA→HU)	Capacità continua media (GWh/g)	ND	515,7	515,5	459,3	517,5
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	35%	34%	2%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	69%	62%	26%	6%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	67%	58%	14%	2%
VIP Mediesu Aurit / Isaccea (UA→RO)	Capacità continua media (GWh/g)	374,5	21,4	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	8%	28%	ND	ND	ND

	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	35%	107%	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	30%	91%	ND	ND	ND
VIP TTF-GASPOOL (H) (DE→NL)	Capacità continua media (GWh/g)	341,1	349,4	343,6	348,4	348,5
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	73%	54%	25%	2%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	106%	101%	89%	28%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	100%	81%	78%	14%	0%
VIP TTF-GASPOOL (H) (NL→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	413,5	167,2	74,7	192,2	165,6
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	0%	10%	42%	41%	128%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	0%	2689%	400%	328%	166%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	0%	629%	146%	314%	158%
VIP TTF-GASPOOL (L) (DE→NL)	Capacità continua media (GWh/g)	0	0	0	0	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	ND	ND
VIP TTF-GASPOOL (L) (NL→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	268,6	199,7	167,7	168	168
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	29%	31%	36%	37%	33%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	81%	79%	102%	75%	62%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	64%	59%	77%	64%	45%
VIP TTF-NCG (H) (DE→NL)	Capacità continua media (GWh/g)	86,7	207,8	245,1	245,1	245,1
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	170%	83%	63%	29%	33%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	916%	397%	138%	98%	73%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	396%	307%	117%	60%	47%
VIP TTF-NCG (H) (NL→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	285,9	243,1	364,2	364,2	364,2
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	67%	52%	27%	63%	76%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	114%	121%	78%	117%	101%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	89%	100%	59%	110%	81%

VIP TTF-NCG (L) (DE→NL)	Capacità continua media (GWh/g)	0	0	0	0	0
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	ND	ND	ND	ND	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	ND	ND	ND	ND	ND
VIP TTF-NCG (L) (NL→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	626,2	623,3	745,6	744,3	748,8
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	60%	52%	43%	27%	13%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	123%	104%	105%	63%	27%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	113%	97%	96%	57%	25%
Wallbach (CH→DE)	Capacità continua media (GWh/g)	172,8	172,8	172,8	172,8	172,8
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	0%	0%	1%	16%	58%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	0%	0%	72%	134%	134%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	0%	0%	10%	109%	117%
Wallbach (DE→CH)	Capacità continua media (GWh/g)	317,9	317,9	319,2	319,2	319,2
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	69%	53%	29%	34%	8%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	103%	115%	107%	109%	53%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	99%	100%	76%	101%	20%
Wysokoje (BY→PL)	Capacità continua media (GWh/g)	167	167	163,4	169	169
	Fattore di utilizzo – Medio annuo (%)	53%	50%	65%	27%	0%
	Fattore di utilizzo – picco giornaliero (%)	100%	101%	101%	86%	0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale (%)	78%	100%	99%	86%	0%

Capacità e utilizzo degli impianti GNL

Wilhelmshaven (DE)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	153,0
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	1,73
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Data di entrata in esercizio	2022
	Regime di accesso	ND
	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	112,4

Brunsbuettel LNG Terminal 1 (FSRU) (DE)	Capacità di Stoccaggio [TWh]	1,1
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Data di entrata in esercizio	2023
	Regime di accesso	ND
Lubmin (FSRU)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	155,8
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	1,16
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Data di entrata in esercizio	2023
	Regime di accesso	ND
Alexandroupolis (EL) (*)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	242,33
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	1,01
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Data di entrata in esercizio	2023
	Regime di accesso	esente
Dioriga (EL) (*)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	120,65
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	ND
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Data di entrata in esercizio	2023
	Regime di accesso	ND
Revithoussa (EL)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	224,59
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	1,49
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	36,8%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	77,3%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	62,3%
	Regime di accesso	regolamentato
Krak (HR)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	83,07
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	0,93
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	84,5%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	100,0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	98,4%
	Regime di accesso	regolamentato
OLT Toscana (IT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	166,50

	Capacità di Stoccaggio [TWh]	0,91
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	68,5%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	93,2%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	93,1%
	Regime di accesso	regolamentato
GNL Italia, Panigaglia (IT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	119,50
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	0,45
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	44,7%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	102,1%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	100,2%
	Regime di accesso	regolamentato
Adriatic LNG, Porto Levante (IT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	258,64
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	1,65
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	85,5%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	125,3%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	123,8%
	Regime di accesso	ND
FSRU 1 – SNAM, Piombino (IT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	ND
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	1,12
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Regime di accesso	2023
	Access Regime	ND
FSRU 2 – SNAM, Ravenna (IT) (**)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	ND
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	1,12
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Data di entrata in esercizio	2024
	Regime di accesso	ND
Świnoujście (PL)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	220,0
	Capacità di Stoccaggio [TWh]	2,12
	Fattore di utilizzo – Medio annuo [%]	74,4%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	100,0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	100,0%
	Regime di accesso	regolamentato

(*) i terminali di Alexandroupolis e Dioriga non sono ancora entrati in esercizio. La loro entrata in esercizio è prevista entro il 2023

(**) FSRU 2 -SNAM Ravenna non è ancora in esercizio. Si prevede entrerà in esercizio entro il 2024.

Ruolo degli impianti di stoccaggio

Capacità degli impianti di stoccaggio

		2021	2022
AT	Capacità di stoccaggio [TWh]	95,50	95,54
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	146,20%	141,21%
BG	Capacità di stoccaggio [TWh]	5,94	5,81
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	27,46%	26,63%
CZ	Capacità di stoccaggio [TWh]	35,99	38,92
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	55,83%	58,39%
DE	Capacità di stoccaggio [TWh]	241,92	242,93
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	39,89%	38,11%
DK	Capacità di stoccaggio [TWh]	9,74	9,13
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	40,45%	38,30%
EL	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,00	0,00
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	0,00%	0,00%
HR	Capacità di stoccaggio [TWh]	5,22	4,92
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	24,97%	22,93%
HU	Capacità di stoccaggio [TWh]	68,90	67,70
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	87,96%	83,07%
IT	Capacità di stoccaggio [TWh]	197,52	195,26
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	39,79%	37,90%
LU	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,00	0,00
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	0,00%	0,00%
PL	Capacità di stoccaggio [TWh]	35,79	36,18
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	27,39%	27,18%
RO	Capacità di stoccaggio [TWh]	32,97	32,86
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	36,13%	33,77%
SE	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,10	0,10
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	1,16%	1,14%
SI	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,00	0,00
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	0,00%	0,00%
SK	Capacità di stoccaggio [TWh]	41,53	36,90
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	114,07%	100,38%

Capacità di erogazione al variare del riempimento degli impianti di stoccaggio

100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	1%
------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----

AT	1064	1047	1039	1027	1019	1005	931	848	756	672	601
BG	40	40	40	40	40	40	38	34	30	27	23
CZ	705	705	705	705	705	684	564	494	353	282	141
DE	6811	6811	6811	6743	6743	6743	5858	5040	4087	3133	2112
DK	181	181	181	181	181	181	181	181	154	60	45
EL	NA										
HR	53	53	53	53	53	51	43	35	26	17	7
HU	840	840	840	840	840	815	798	705	605	437	336
IT	2910	2910	2881	2851	2851	2851	2444	2037	1629	1193	786
LU	NA										
PL	596	596	590	584	578	536	501	429	387	304	173
RO	323	323	319	316	316	316	271	226	181	132	87
SE	8	8	8	8	8	8	7	6	5	3	2
SI	NA										
SK	492	487	477	472	457	433	403	364	320	270	216

Ruolo della produzione nazionale

		2017	2018	2019	2020	2021
AT	Volume di Produzione [TWh]	13,63	11,27	10,25	8,45	7,61
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	13,6%	11,7%	10,4%	8,9%	7,6%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	1,68	1,74	1,39	1,13	1,05
BG	Volume di Produzione [TWh]	0,86	0,37	0,42	0,62	0,35
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	2,4%	1,0%	1,3%	1,9%	0,9%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
CZ	Volume di Produzione [TWh]	2,44	2,32	2,23	2,10	2,17
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	2,6%	2,6%	2,4%	2,2%	2,1%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
DE	Volume di Produzione [TWh]	77,91	60,92	56,52	52,09	47,78
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	8,6%	7,0%	6,3%	6,4%	5,4%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
DK	Volume di Produzione [TWh]	56,22	47,86	35,72	15,39	13,91
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	151,4%	130,4%	101,6%	50,7%	47,9%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
EL	Volume di Produzione [TWh]	0,12	0,16	0,12	0,09	0,05
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%

	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
HR	Volume di Produzione [TWh]	15,89	13,15	11,00	9,11	8,08
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	49,3%	44,4%	35,4%	27,9%	25,5%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
HU	Volume di Produzione [TWh]	18,23	18,96	17,16	17,06	15,10
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	17,6%	18,9%	16,7%	16,1%	13,4%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
IT	Volume di Produzione [TWh]	58,61	57,66	50,80	42,48	33,70
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	7,4%	7,5%	6,4%	5,6%	4,2%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
LU	Volume di Produzione [TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
PL	Volume di Produzione [TWh]	45,38	44,83	44,28	43,89	43,16
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	28,5%	27,1%	26,8%	25,4%	23,3%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
RO	Volume di Produzione [TWh]	113,24	111,20	107,76	97,01	93,52
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	87,2%	85,8%	89,0%	76,3%	77,1%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	316,58	294,42	285,66	280,13	257,74
SE	Volume di Produzione [TWh]	0	0	0	0	0
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	0	0	0	0	0
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]					
SI	Volume di Produzione [TWh]	0,09	0,18	0,08	0,06	0,06
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	0,9%	1,8%	0,8%	0,6%	0,5%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
SK	Volume di Produzione [TWh]	1,51	1,00	1,33	0,71	0,63
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	2,8%	1,9%	2,5%	1,3%	1,1%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	ND	ND	ND	ND	ND
Totale Capacità giornaliera [GWh/g]		729,0898				

Ruolo del gas nella produzione di energia elettrica

		2017	2018	2019	2020	2021	2022
A T	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	4853	4876	4429	4466	4609	4609
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	19,1%	18,6%	16,9%	17,1%	17,0%	ND
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	4180	4203	4204	4199	4128	4128
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	16,4%	16,0%	16,1%	16,0%	15,3%	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	71233	68598	74191	72414	70292	45664
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	15,5%	14,7%	15,4%	13,8%	15,3%	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	30,0%	28,4%	29,7%	27,9%	28,0%	ND
B G	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	561	981	1232	1232	1266	1266
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	4,6%	7,8%	9,7%	9,6%	9,7%	9,6%
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	1234	1141	1219	1291	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	10,2%	9,1%	9,6%	10,1%	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	45613	46838	44302	40767	47551	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	4,2%	4,3%	4,9%	5,6%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	21,5%	23,5%	26,8%	26,9%	ND	ND
C Z	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	1226	1226	1226	1226	1226	1240
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	6,1%	5,9%	5,9%	6,0%	6,1%	6,3%
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	8028	8510	8475	8272	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	39,8%	40,8%	40,7%	40,2%	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	87050	88032	87031	81517	85082	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	4,2%	4,3%	6,7%	8,4%	8,6%	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	10,8%	11,5%	15,1%	17,6%	18,1%	ND

D E	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	32627	31361	31664	31712	31942	30553
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	15,3%	14,5%	14,2%	14,2%	13,9%	13,7%
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	39630	53886	54828	53448	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	18,5%	24,9%	24,7%	24,0%	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	653723	640468	606917	572666	596195	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	13,4%	13,1%	15,0%	16,7%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	21,4%	21,1%	22,2%	23,5%	ND	ND
D K	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	2941	1826	1814	1739	1654	1621
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	19,7%	11,5%	11,4%	10,9%	10,4%	9,7%
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	5847	5915	5097	4959	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	39,1%	37,3%	32,1%	31,2%	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	31023	30370	29523	28734	33043	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	6,5%	6,8%	7,1%	4,1%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	16,3%	16,2%	16,6%	10,7%	ND	ND
E L	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	5440,50	5441,50	5445,50	5447,50	5449,50	5330,65
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	31,2%	30,6%	29,7%	29,4%	30,7%	24,3%
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	562	563	567	569	571	452
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%	3,2%	2,1%
	Produzione elettrica totale [GWh]	46806	45207	42230	41243	48728	33425
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	35,4%	33,7%	40,9%	45,9%	43,3%	39,6%
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	68,7%	65,8%	67,6%	65,0%	68,7%	72,9%
H R	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	15,6%	15,3%	15,0%	14,5%	17,5%	17,0%

	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	844	861	883	871	15271	ND
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	17,7%	17,8%	17,8%	17,1%	359,4 %	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	11984	13632	12760	13385	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	25,8%	16,5%	20,6%	25,7%	ND	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	27,5%	23,3%	24,4%	28,6%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	ND	ND	ND	ND	ND	ND
H U	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	4114	4107	4028	4030	4011	3979
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	49,9%	48,1%	44,3%	42,1%	40,4%	38,3 %
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	1440	1450	1466	1606	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	17,5%	17,0%	16,1%	16,8%	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	32915	32067	34291	34930	36130	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	24,0%	22,8%	25,5%	26,1%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	17,5%	16,8%	19,1%	19,4%	ND	ND
IT	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	39868	39103	46322	42523	41925	41961
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	42,6%	41,7%	49,1%	44,9%	44,9%	45,0 %
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	8431	8628	8602	ND	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	9,0%	9,2%	9,1%	ND	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	295830	289708,4	293853,2	280531	286904,5	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	47,5%	44,5%	48,3%	47,7%	50,0 %	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	40,6%	38,8%	41,3%	41,0%	41,0 %	ND
L U	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	81	81	81	81	96	96
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	30,6%	27,2%	17,7%	15,9%	15,9%	15,4 %

	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	110	108	131	138	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	41,5%	36,2%	28,7%	27,1%	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	2235	2200	1908	2234	2305	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	9,9%	8,9%	10,0%	8,2%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	9,9%	8,6%	8,4%	9,1%	ND	ND
P L	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	1438	2140	2106	2540	2555	3705
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	3,9%	5,3%	5,0%	5,8%	5,7%	7,5%
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	9178	10085	9737	ND	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	24,6%	25,0%	22,9%	ND	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	17046 5,4	17003 9,5	16398 8,5	15804 2,7	17941 7,6	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	5,9%	7,4%	9,0%	10,9%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	11,6%	13,7%	15,6%	17,1%	ND	ND
R O	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	5020	5142	3033	2666	2184	2218
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	21,9%	22,3%	16,1%	14,4%	12,6%	13,4%
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	1815	1617	1465	1448	1081, 3	846, 3
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	7,9%	7,0%	7,8%	7,8%	3,7%	9,1%
	Produzione elettrica totale [GWh]	64296	64876	59623	55935	59267	2420 4
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	16,6%	16,2%	15,0%	16,9%	12,9%	11,9%
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	27,2%	26,5%	23,8%	24,3%	17,89%	17,3 1%
S E	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	n/e	n/e	n/e	n/e	n/e	n/e
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	-	-	-	-	-	-
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	3042	3315	3316	2902	ND	ND

	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	7,8%	8,6%	8,1%	6,8%	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	164250	163400	168439	163833	168600	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	11,0%	14,5%	11,3%	2,5%	ND	ND
S I	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	491	491	491	546	548	626
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	13,2%	13,1%	13,1%	14,0%	14,2%	15,8%
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	374	394	348	346	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	10,0%	10,5%	9,3%	8,9%	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	16326	16327	16100	17191	15884	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	2,9%	2,9%	3,3%	3,4%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	12,5%	12,8%	14,4%	15,9%	ND	ND
S K	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	1106	1111	1153	ND	ND	ND
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	14,3%	14,4%	14,9%	ND	ND	ND
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	1674	1752	1541	1610	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	21,7%	22,7%	20,0%	ND	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	27738	26971	28434	28838	29709	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	6,0%	6,9%	10,8%	12,4%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	10,6%	11,2%	15,9%	18,8%	ND	ND

Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta del Mar del Nord: Norvegia

Al momento dell'invio del documento i lavori dell'analisi di rischio comune non si sono ancora conclusi. Le relative informazioni sono ritenute non disponibili.

Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana: Algeria

Principali dati relativi al consumo di gas e al ruolo della produzione nazionale

Domanda		2019
	Consumo [TWh]	1938,105
	Capacità di generazione elettrica a gas installata (Mwe)	101.133,00
DOMANDA DI PICCO	Dmax [GWh/g] (Dato Storico)	ND
	Giorno della domanda di picco storico	ND
STAGIONE DI RISCALDAMENTO	Stagione	2019-2020
	Domanda della stagione di riscaldamento [TWh]	1.165,29
Produzione [GWh/g]		208

Funzionamento del sistema

Flussi principali (entrata/uscita/transito), capacità dei punti di entrata/uscita dell'infrastruttura da e verso la o le regioni del gruppo di rischio e per Stato membro.

Figura 22 – Impianti di rigassificazione in Europa



Figura 23 – Punti di interconnessione tra Europa e Paesi Terzi



In viola rappresentati i punti di importazione; in arancione i punti di importazioni frontaliere

L'area coperta dal Gruppo di rischio Algeria comprende tre interconnessioni attraverso le quali è possibile importare gas dall'Algeria, due delle quali si trovano in Spagna (Tarifa e Almeria) e una in Italia (Mazara del Vallo), con una capacità di importazione totale di 2.009 GWh/g. Queste tre interconnessioni sono mostrate nella Figura 23.

Al momento della stesura del presente documento, il punto di interconnessione di Tarifa non ha alcuna capacità prenotata e, pertanto, non viene importato gas fisico in Spagna attraverso questo punto di interconnessione. Da un punto di vista tecnico, la struttura è pienamente disponibile.

Inoltre, nell'area sono presenti diciassette impianti di rigassificazione, illustrati nella Figura 22. Il GNL ricevuto dall'Algeria in questi impianti ha rappresentato 97 TWh nel 2019 e 91 TWh nel 2020.

Ruolo degli impianti di stoccaggio

In sintesi, le importazioni di gas dall'Algeria nell'area del gruppo di rischio rappresentano il 17,1% delle importazioni totali nel 2019 e il 17,4% nel 2020²⁹.

²⁹ Al di là di quanto riportato nella Valutazione comune del rischio algerina, è utile menzionare l'antica importanza del punto di ingresso di Baumgarten al sistema austriaco, il punto di ingresso più importante dell'intero gruppo in termini di capacità tecnica (2.081 GWh/g). Questo punto di ingresso è di gran lunga sottoutilizzato a causa dei problemi legati direttamente all'invasione russa dell'Ucraina. Il secondo EP più importante è Mazara del Vallo con 1.277 GWh/g.

Stoccaggi

		2019
AT	Capacità di stoccaggio [TWh]	95,50
	Capacità nominale di erogazione [GWh/g]	1059,80
EL	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,00
	Capacità nominale di erogazione [GWh/g]	0
HR	Capacità di stoccaggio [TWh]	5,815
	Capacità nominale di erogazione [GWh/g]	61
FR	Capacità di stoccaggio [TWh]	134,465
	Capacità nominale di erogazione [GWh/g]	2.389
IT	Capacità di stoccaggio [TWh]	197,52
	Capacità nominale di erogazione [GWh/g]	1.147
MT	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,00
	Capacità nominale di erogazione [GWh/g]	0,00%
PT	Capacità di stoccaggio [TWh]	3,84
	Capacità nominale di erogazione [GWh/g]	71
SI	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,00
	Capacità nominale di erogazione [GWh/g]	0,00%
ES	Capacità di stoccaggio [TWh]	35,342
	Capacità nominale di erogazione [GWh/g]	239

Ruolo del gas nella produzione di energia elettrica

Non disponibile

Gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana: Libia

Principali dati relativi al consumo di gas

		2017	2018	2019	2020	2021
	Domanda totale [TWh]	940,82	907,26	932,03	894,74	954,37
	Industria [TWh]	177,56	173,44	174,79	167,27	ND
	Termoelettrico [TWh]	127,25	112,33	134,90	129,38	ND
	Calore [TWh]	7,93	7,42	6,69	6,66	ND
	Cicli combinati [TWh]	236,51	223,42	230,69	219,88	ND
	Domestico [TWh]	249,76	238,05	234,12	231,92	ND
	Commerciale e servizio pubblico [TWh]	92,91	101,03	99,34	93,77	ND
	Trasporti [TWh]	17,60	17,71	18,18	15,45	ND
	Altro [TWh]	31,30	33,86	33,32	30,40	ND
PEAK DEMAND	Dmax [GWh/g] (Dato Storico)	5111,93				
	Picco giornaliero storico di domanda	10/01/2017				
HEATING SEASON	Stagione	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022
	Domanda della stagione di riscaldamento [TWh]	612,52	609,25	597,50	590,74	612,42

Funzionamento del sistema

Flussi principali (entrata/uscita/transito), capacità dei punti di entrata/uscita dell'infrastruttura da e verso la o le regioni del gruppo di rischio e per Stato membro.

IP	Indicator	2022
Baumgarten (SK→AT)	Capacità continua media (GWh/g)	1570,4
Dravaszerdahely (HU→HR)	Capacità continua media (GWh/g)	77,5
Gela (LY→IT)	Capacità continua media (GWh/g)	476,5
Kiefersfelden (DE→AT)	Capacità continua media (GWh/g)	0
VIP Kiefersfelden-Pfronten (DE→AT)	Capacità continua media (GWh/g)	26,1
RC Lindau (DE→AT)	Capacità continua media (GWh/g)	28,4
Mazara del Vallo (TN→IT)	Capacità continua media (GWh/g)	1138,1
Melendugno (TAP→IT)	Capacità continua media (GWh/g)	326,2
Mosonmagyaróvár (HU→AT)	Capacità continua media (GWh/g)	0,2
Oberkappel (DE→AT)	Capacità continua media (GWh/g)	199,1
Griespass / Passo Gries (CH→IT)	Capacità continua media (GWh/g)	640,4
Überackern SUDAL / Überackern 2 (DE→AT)	Capacità continua media (GWh/g)	109,2
Überackern ABG / Überackern (DE→AT)	Capacità continua media (GWh/g)	109,2

Impianti GNL

		2022
Krk (HR)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	83,07
	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,93
	Fattore di utilizzo - medio annuo [%]	84,5%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	100,0%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	98,4%
	Regime di accesso	regulated
OLT Toscana (IT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	166,50
	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,91
	Fattore di utilizzo - medio annuo [%]	68,5%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	93,2%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	93,1%
	Regime di accesso	regulated

GNL Italia, Panigaglia (IT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	119,50
	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,45
	Fattore di utilizzo - medio annuo [%]	44,7%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	102,1%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	100,2%
	Regime di accesso	regulated
Adriatic LNG, Porto Levante (IT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	258,64
	Capacità di stoccaggio [TWh]	1,65
	Fattore di utilizzo - medio annuo [%]	85,5%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	125,3%
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	123,8%
	Regime di accesso	ND
FSRU 1 – SNAM, Piombino (IT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	ND
	Capacità di stoccaggio [TWh]	1,12
	Fattore di utilizzo - medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Regime di accesso	2023
	Access Regime	ND
Adriatic LNG, Porto Levante (IT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	258,64
	Capacità di stoccaggio [TWh]	1,65
	Fattore di utilizzo - medio annuo [%]	85,5%
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Regime di accesso	ND
Reganosa FSRU (MT)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	19,00
	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,82
	Fattore di utilizzo - medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND

	Regime di accesso	ND
FSRU 2 – SNAM, Ravenna (IT)(*)	Massima capacità di rigassificazione giornaliera [GWh/g]	ND
	Capacità di stoccaggio [TWh]	1,12
	Fattore di utilizzo - medio annuo [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco giornaliero [%]	ND
	Fattore di utilizzo – Picco settimanale [%]	ND
	Regime di accesso	2024
	Access Regime	ND

(*) FSRU 2 - SNAM Ravenna non è ancora in esercizio. Si prevede entrerà in esercizio entro il 2024.

Ruolo degli impianti di stoccaggio

Capacità degli impianti di stoccaggio

		2021	2022
AT	Capacità di stoccaggio [TWh]	95,50	95,54
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	146,20%	141,21%
HR	Capacità di stoccaggio [TWh]	5,22	4,92
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	24,97%	22,93%
IT	Capacità di stoccaggio [TWh]	197,52	195,26
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	39,79%	37,90%
MT	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,00	0,00
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	0,00%	0,00%
SI	Capacità di stoccaggio [TWh]	0,00	0,00
	Capacità di stoccaggio VS Domanda della stagione di riscaldamento [%]	0,00%	0,00%

Capacità di erogazione al variare del riempimento degli impianti di stoccaggio

	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	1%
AT	1064	1047	1039	1027	1019	1005	931	848	756	672	601
HR	53	53	53	53	53	51	43	35	26	17	7
IT	2910	2910	2881	2851	2851	2851	2444	2037	1629	1193	786
MT	NA	NA									
SI	NA	NA									

Ruolo della produzione nazionale

		2017	2018	2019	2020	2021
AT	Volume di Produzione [TWh]	13,63	11,27	10,25	8,45	7,61
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	13,6%	11,7%	10,4%	8,9%	7,6%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]	1,68	1,74	1,39	1,13	1,05
HR	Volume di Produzione [TWh]	15,89	13,15	11,00	9,11	8,08
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	49,3%	44,4%	35,4%	27,9%	25,5%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]					
IT	Volume di Produzione [TWh]	58,61	57,66	50,80	42,48	33,70
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	7,4%	7,5%	6,4%	5,6%	4,2%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]					
MT	Volume di Produzione [TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]					
SI	Volume di Produzione [TWh]	0,09	0,18	0,08	0,06	0,06
	Volume di Produzione/ Domanda annuale totale [%]	0,9%	1,8%	0,8%	0,6%	0,5%
	Massima capacità di produzione giornaliera [GWh/g]					
Totale Capacità giornaliera [GWh/g]						134,689

Ruolo del gas nella produzione di energia elettrica

		2017	2018	2019	2020	2021	2022
AT	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	4466	4468	4463	4015	4449	4350
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	20,7%	20,3%	21,0%	19,2%	19,3%	18,2%
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	2889	2847	2859	2882	39868	39103
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	13,4%	12,9%	13,4%	13,8%	42,6%	41,7%
	Produzione elettrica totale [GWh]	71324	68618	74234	72566	70779	39868
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	15,3%	14,5%	15,2%	13,7%	39868	42,6%

	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	27,7 %	26,5%	27,5%	26,3 %	42,6%	843 1
H R	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	743	743	743	743	743	750
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	15,6 %	15,3%	15,0%	14,5 %	17,5%	17,0 %
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	844	861	883	871	15271	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	17,7 %	17,8%	17,8%	17,1 %	359,4 %	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	1198 4	13632	12760	1338 5	ND	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	25,8 %	16,5%	20,6%	25,7 %	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	27,5 %	23,3%	24,4%	28,6 %	ND	ND
I T	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	3986 8	39103	46322	4252 3	41925	419 61
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	42,6 %	41,7%	49,1%	44,9 %	44,9%	45,0 %
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	8431	8628	8602	ND	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	9,0%	9,2%	9,1%	ND	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	2958 30	28970 8,4	29385 3,2	2805 31	28690 4,5	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	47,5 %	44,5%	48,3%	47,7 %	50,0%	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	40,6 %	38,8%	41,3%	41,0 %	41,0%	ND
M T	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	3986 8	39103	46322	4252 3	41925	419 61
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	42,6 %	41,7%	49,1%	44,9 %	44,9%	45,0 %
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	142	143	140	139	39868	391 03
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	3986 8	39103	46322	4252 3	42,6%	41,7 %
	Produzione elettrica totale [GWh]	1652	1962	2060	2143	2215	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	77,9 %	88,9%	88,7%	85,9 %	ND	ND

	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	95,8 %	99,8%	99,8%	100,0%	ND	ND
SI	Capacità di Generazione Termoelettrica - Totale [MWe]	491	491	491	546	548	626
	Capacità di generazione termoelettrica/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	13,2 %	13,1%	13,1%	14,0 %	14,2%	15,8 %
	Capacità cogenerazione - Totale [MWe]	374	394	348	346	ND	ND
	Capacità cogenerazione/ Capacità di generazione elettrica totale [%]	10,0 %	10,5%	9,3%	8,9%	ND	ND
	Produzione elettrica totale [GWh]	16326	16327	16100	17191	15884	ND
	Percentuale di generazione elettrica prodotta con gas [%]	2,9%	2,9%	3,3%	3,4%	ND	ND
	Percentuale del gas utilizzato per generazione elettrica [%]	12,5 %	12,8%	14,4%	15,9 %	ND	ND

Gruppo di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta sudorientale: Mar Caspio

Al momento dell'invio del Documento i lavori dell'analisi di rischio comune non si sono ancora conclusi. Le relative informazioni sono ritenute non disponibili

ALLEGATO 2: INDICE FIGURE

FIGURA 1 – GRUPPO DI RISCHIO UCRAINA	7
FIGURA 2 – GRUPPO DI RISCHIO NORVEGIA	8
FIGURA 3 – GRUPPO DI RISCHIO ALGERIA	9
FIGURA 4 – GRUPPO DI RISCHIO LIBIA	10
FIGURA 5 – GRUPPO DI RISCHIO MAR CASPIO	11
FIGURA 6 – DOMANDA SETTORIALE DI GAS IN ITALIA (GSM ³)	14
FIGURA 7 – DISTRIBUZIONE TEMPORALE DELLA DOMANDA GAS TOTALE ANNUA IN ITALIA E DEL MERCATO RESIDENZIALE E TERZIARIO (ANNO TERMICO 2021-2022)	15
FIGURA 8 – DOMANDA DI GAS GIORNALIERA COMPLESSIVA CON SUDDIVISIONE SETTORIALE (ANNO 2022)	16
FIGURA 9 – PROIEZIONI DELLA DOMANDA DI GAS IN ITALIA, TOTALE E PER SETTORE (GSM ³)	17
FIGURA 10 – INFRASTRUTTURE DI SISTEMA	19
FIGURA 11 – TASSI DI UTILIZZO DEI PUNTI DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	
FIGURA 12 – ANDAMENTO FLUSSI DI IMPORTAZIONE PER GLI ANNI 2021 E 2022	26
FIGURA 13 – EVOLUZIONE DELLA COMPOSIZIONE DELL'OFFERTA DI GAS IN ITALIA	27
FIGURA 14 – OFFERTA DI GAS IN ITALIA, TOTALE E PER SETTORE (GSM ³)	28
FIGURA 15 – COPERTURA DELLA DOMANDA GIORNALIERA (ANNO 2022)	
FIGURA 16 – COMPOSIZIONE DELLA PRODUZIONE LORDA NAZIONALE DI ENERGIA ELETTRICA	29
FIGURA 17 – PRODUZIONE LORDA NAZIONALE DI ENERGIA ELETTRICA DA IMPIANTI CON PRODUZIONE COMBINATA DI ENERGIA E CALORE	29
FIGURA 18 – CENTRALI TERMOELETTRICHE A GAS	30
FIGURA 19 – DETTAGLIO DELLE SITUAZIONI DI CRISI	38
FIGURA 20 – ESEMPIO DELLA METODOLOGIA DI VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI CON DOMANDA E OFFERTA DI MEDIO PERIODO (7GG)	
FIGURA 21 – SINTESI DATI PER IL CALCOLO DELLO STANDARD DI APPROVVIGIONAMENTO	56
FIGURA 22 – COPERTURA DELLA DOMANDA DEI CLIENTI PROTETTI A GENNAIO	57
FIGURA 23 – COPERTURA DELLA DOMANDA DEI CLIENTI PROTETTI A FEBBRAIO	58
FIGURA 24 – COPERTURA DELLA DOMANDA DEI CLIENTI PROTETTI A MARZO	58
FIGURA 25 – IMPIANTI DI RIGASSIFICAZIONE IN EUROPA	99
FIGURA 26 – IMPIANTI DI RIGASSIFICAZIONE IN EUROPA	100