



10 giugno 2016

n. 61

Strategia dell'UE in materia di gas naturale liquefatto e stoccaggio del gas (COM(2016)49)

Tipo di atto	<i>Comunicazione</i>
Data di adozione	<i>16 febbraio 2016</i>
Settori di intervento	<i>Gas naturale, approvvigionamento d'energia, sicurezza d'approvvigionamento, stoccaggio, immagazzinamento dell'energia, cooperazione in materia di energia, competitività, diversificazione energetica, rendimento energetico, distribuzione del gas</i>
Esame presso le istituzioni dell'UE	<i>Trasmessa al Consiglio e al Parlamento europeo il 16 febbraio 2016 e assegnata alla Commissione Industria, ricerca ed energia</i>
Assegnazione	<i>25 febbraio 2016 --- X Commissione Attività produttive</i>
Segnalazione da parte del Governo	<i>25 febbraio 2016</i>

FINALITÀ/MOTIVAZIONE

La Strategia risponde ad un impegno assunto nel quadro dell'Unione dell'energia ed è **finalizzata a valorizzare le potenzialità del gas naturale liquefatto (GNL) e dello stoccaggio del gas**, al fine di migliorare il livello di diversificazione, flessibilità e resilienza dell'Europa.

Per GNL s'intende **gas naturale allo stato liquido** ad una temperatura minore od uguale alla temperatura di ebollizione in corrispondenza di una **pressione prossima a 101,325 kPa**. Il GNL si ottiene sottoponendo il gas naturale, a seguito di trattamenti di depurazione e disidratazione, a successive fasi di raffreddamento e condensazione.

La liquefazione permette di ridurre il volume specifico del gas di circa 600 volte rispetto alle condizioni standard, consentendo lo stoccaggio e il trasporto di notevoli quantità di energia in spazi ridotti. Il trasporto del GNL avviene via mare per mezzo di **navi metaniere**, nelle quali il GNL rimane quasi interamente in fase liquida a pressione atmosferica e a temperature criogeniche (circa -160 °C).

La **diversificazione delle forniture di gas naturale** è ritenuta indispensabile soprattutto in considerazione della **continua riduzione della produzione interna dell'UE** nei prossimi decenni.

Contestualmente, nei prossimi anni si prospetta una forte espansione delle forniture di GNL a livello mondiale, con conseguente **riduzione**

dei prezzi; la Commissione ritiene che ciò possa costituire una grande opportunità per l'UE in termini di sicurezza e di **risparmio delle bollette energetiche**.

Alcuni Stati membri (in particolare, gli Stati delle regioni del Baltico e dell'Europa centro-e sud-orientale) **dipendono in larghissima misura da un unico fornitore di gas e sono fortemente esposti a interruzioni dell'approvvigionamento**.

La **disponibilità di GNL** potrebbe fornire un notevole contributo alla **diversificazione delle fonti energetiche**, in aggiunta allo stoccaggio del gas e allo sviluppo del corridoio meridionale del gas e degli *hub* liquidi di gas nel Mediterraneo.

Secondo la Strategia, l'Unione europea deve agire su tre fronti:

- garantire la **realizzazione delle infrastrutture necessarie** per consentire agli Stati membri di accedere ai mercati internazionali del GNL;
- **completare il mercato interno del gas**;
- **rafforzare la cooperazione internazionale** per promuovere mercati del GNL di dimensioni mondiali, rimuovendo gli ostacoli agli scambi.

In alcuni casi, il GNL potrebbe contribuire a **ridurre l'impatto ambientale**, in considerazione delle **minori emissioni di CO₂**, in particolare nel settore dei trasporti, nel quale il GNL verrebbe utilizzato direttamente sempre di più in alternativa ai combustibili marittimi nel trasporto per nave e al diesel nei veicoli pesanti.

Come affermato dal Ministero per lo sviluppo economico nel [Documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL](#), il GNL rappresenta un combustibile pulito che non contiene zolfo, la cui semplicità molecolare consente una combustione pulita con ridottissimi residui solidi. La penetrazione del GNL nei settori del trasporto, terrestre e marittimo, ed in quello delle utenze industriali e civili di grandi dimensioni può realizzare una progressiva sostituzione di prodotti energetici dall'impatto ambientale più consistente, con un beneficio in termini di emissioni di gas ad effetto serra, di polveri sottili e di ossidi di azoto (NOx) e ossidi di zolfo (SOx).

A tal fine, la **Strategia** richiama gli obblighi previsti dalla direttiva [2014/94/EU](#) relativamente alla realizzazione di una infrastruttura di distribuzione di questo carburante, che prevedono di **rendere disponibile ad un numero sempre maggiore di mezzi di trasporto pesanti** il GNL lungo le principali direttrici internazionali che collegano gli Stati membri ai mercati globali europei.

Nel contempo, la Commissione ritiene che la presenza di **impianti di stoccaggio del gas** in numero sufficiente sia fondamentale per garantire la sicurezza e la resilienza sul piano energetico **in periodi di gravi perturbazioni dell'approvvigionamento**.

Gli investimenti negli impianti di stoccaggio del gas, peraltro, appaiono frenati dalla carenza di reti di connessione e dalla **scarsa redditività** delle operazioni di stoccaggio.

PRODUZIONE E CONSUMO - ANDAMENTI DEL MERCATO E DEI PREZZI

Il **mercato del gas** in Europa è caratterizzato da un **crescente divario tra produzione e consumo**. I livelli di consumo sono molto più alti e diminuiscono più lentamente rispetto ai livelli di produzione.

Produzione di gas naturale nell'UE espressa in milioni di metri cubi (mcm)

Member State	1990 (mcm)	2000 (mcm)	2010 (mcm)	2014 (mcm)	1990-2014 % change	2000-2014 % change
Austria	1359	1904	1810	1244	- 8.5	- 34.6
Croatia	1983	1659	2727	1713	- 13.6	+ 3.3
Denmark	3137	8153	8219	4612	+ 47.0	- 43.4
France	2857	1878	777	15	- 99.5	- 99.2
Germany	18919	22049	15069	10063	- 46.8	- 54.4
Hungary	4874	3194	2900	1854	- 62.0	- 42.0
Ireland	2318	1186	285	252	- 89.1	- 78.8
Italy	17296	16633	8406	7149	- 58.7	- 57.0
Netherlands	76249	72821	88510	69969	- 8.2	- 3.9
Poland	4095	5224	6079	6080	+ 48.5	+ 16.4
Romania	28366	13750	10855	11006	- 61.2	- 20.0
Spain	1471	171	51	24	- 98.4	- 86.0
UK	49672	115386	59776	38518	- 22.5	- 66.7
TOTAL	213 439	264 460	205 901	152 931	- 28.3	- 42.2

Source: International Energy Agency, [Natural Gas Information](#)

Sulla base dei dati dell'International Energy Agency (IEA), il **consumo di gas** in Europa è passato da 477 miliardi di metri cubi nel 2000 a meno di 412 miliardi di metri cubi nel 2014 (**- 13,7%**), mentre la **produzione di gas è diminuita** nello stesso periodo da 264 miliardi di metri cubi a 153 miliardi di metri cubi (**- 42,5%**).

La produzione di gas diminuisce in tutti i principali paesi produttori dell'UE, inclusi i Paesi Bassi e il Regno Unito (che insieme assicurano il 70% dell'output dell'UE).

Secondo l'IEA, le **importazioni** di gas dei paesi europei dell'OCSE **aumenteranno di 40 miliardi di metri cubi nel 2020**, con il 70% di

importazioni aggiuntive dovute alla diminuzione della produzione locale.

Consumo di gas naturale nell'UE G(m3) – fonti IEA, Natural Gas Information, and Jodi Gas World Database

	2010	2011	2012	2013	2014	DIFFERENZA 2014-2010
Austria	10.0	9.5	9.0	8.5	7.8	-2.3
Belgio	19.8	17.7	17.9	17.7	15.6	-4.3
Bulgaria	2.3	2.9	2.8	2.9	2.9	0.6
Croazia	3.2	3.2	2.7	2.5	2.3	-0.9
Danimarca	5.0	4.2	3.9	3.7	3.2	-1.8
Estonia	0.7	0.6	0.7	0.7	0.5	-0.2
Finlandia	4.7	4.1	3.7	3.5	3.1	-1.6
Francia	48.3	42.1	42.6	43.3	36.3	-12.0
Germania	94.6	85.9	82.3	90.9	77.9	-16.7
Grecia	3.9	4.7	4.3	3.8	2.9	-0.9
Irlanda	5.5	4.8	4.9	4.7	4.3	-1.2
Italia	83.1	77.9	74.9	70.1	61.9	-21.2
Lettonia	1.8	1.6	1.5	0.6	0.6	-1.2
Lituania	3.0	3.2	3.3	2.7	2.6	-0.4
Lussemburgo	1.5	1.2	1.2	1.0	1.0	-0.5
Paesi Bassi	46.1	39.2	45.8	46.5	40.6	-5.5
Polonia	15.5	15.4	18.1	18.3	17.8	2.3
Portogallo	4.9	5.4	4.6	4.3	4.0	-0.9
Regno Unito	99.4	83.8	78.1	77.4	70.4	-29.0
Repubblica Ceca	8.8	7.9	8.2	8.4	7.5	-1.3
Romania	13.4	14.0	13.6	12.6	11.5	-1.9
Slovacchia	5.4	5.4	6.5	5.8	3.2	-2.2
Slovenia	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	-0.2
Spagna	37.0	34.5	32.5	29.9	27.1	-9.9
Svezia	1.7	1.4	1.1	1.1	0.9	-0.9
Ungheria	11.6	11.5	10.4	9.3	8.5	-3.1
Unione europea	532.2	483.0	475.5	471.3	415.1	-117.1

Fonte: AIE, Natural Gas Information, e Jodi Gas World Database.

PRODUZIONE E CONSUMO GNL

Il **report di medio termine** sul mercato del gas dell'IEA prevede che nei prossimi cinque anni vi sarà un ridimensionamento del commercio globale di GNL: **l'offerta è in crescita, mentre la domanda nei maggiori mercati si è indebolita**. Anche i due principali compratori di GNL, Giappone e Corea del Sud, hanno rallentato la domanda.

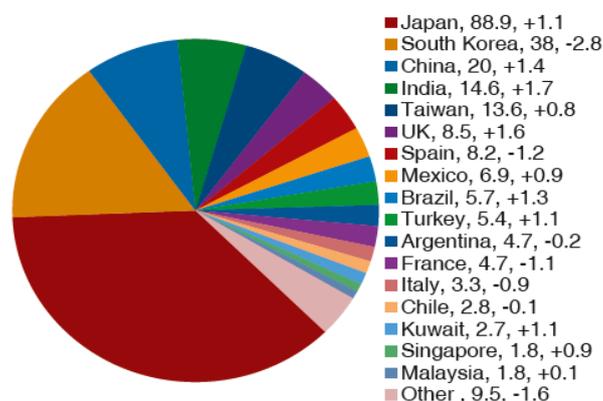
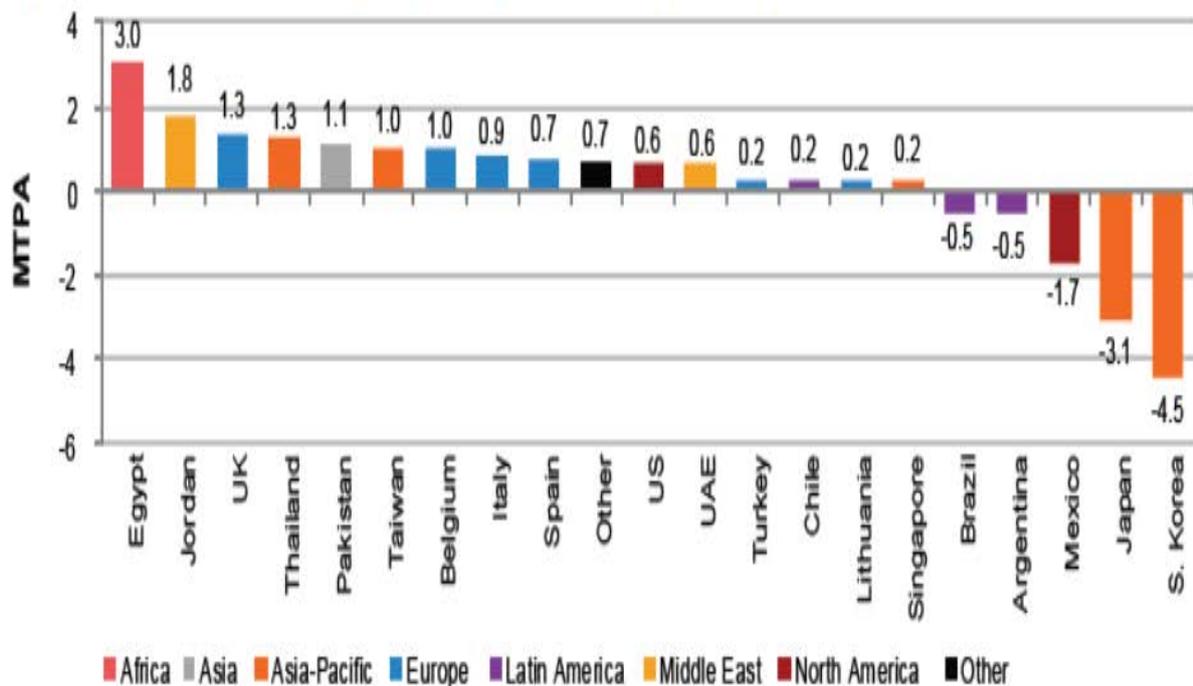


Figure 3.6: 2014 LNG Imports by Country & Incremental Change Relative to 2013 (in MTPA)

"Other" includes Belgium, Canada, the Dominican Republic, Greece, Israel, Lithuania, the Netherlands, Portugal, Puerto Rico, Thailand, the UAE and the US

Sources: IHS, US DOE, IGU

Figure 3.8: Incremental 2015 LNG Imports by Country Relative to 2014 (in MTPA)



Note: "Other" includes countries with incremental imports of less than ± 0.2 MT: Portugal, India, Kuwait, France, Netherlands, Poland, Canada, Puerto Rico, Dominican Republic, Malaysia, Greece, China, and Israel. Sources: IHS, IGU

Ne consegue che i prezzi di questa fonte energetica dovrebbero mantenersi al di sotto delle sue potenzialità. Inoltre, il basso costo del carbone e il rafforzamento di altre energie rinnovabili hanno contribuito finora al blocco dell'espansione del GNL.

Più in dettaglio, nel *report* si prevede che le **forniture globali** di GNL subiranno un sostanziale **incremento**. Attualmente, il **Qatar** è di gran lunga il più grande fornitore di GNL al mondo. Altri fornitori importanti sono la **Nigeria, Malesia, Indonesia e Australia**. Il volume della liquefazione globale dovrebbe conoscere un forte aumento (**+45% tra il 2015 e il 2021**) con l'esercizio di nuovi impianti negli **Stati Uniti e in Australia** nel corso dei prossimi anni.

Entro il 2021 l'Australia potrà competere con il **Qatar** e gli Stati Uniti non saranno lontani. Questi sviluppi indicano, d'altra parte, un **eccesso di offerta** nel mercato a lungo termine.

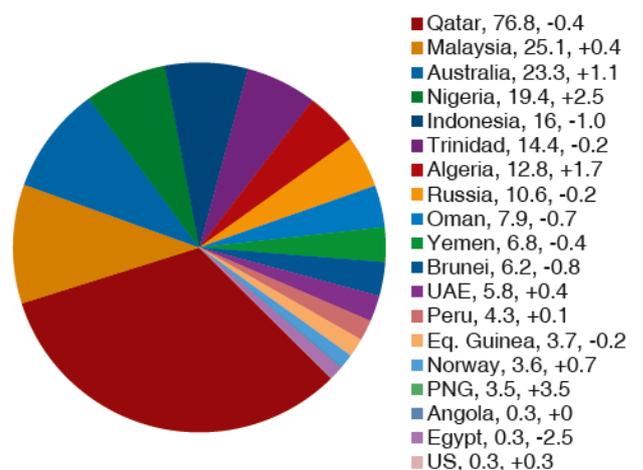


Figure 3.2: 2014 LNG Exports by Country & Incremental Change Relative to 2013 (in MTPA)

Sources: IHS, US DOE, IGU

Per quanto riguarda l'UE, a causa delle tensioni geopolitiche con la Russia e della guerra civile in Libia, l'IEA prevede che **le importazioni di**

GNL potrebbero raddoppiare tra il 2014 e il 2020.

Le forniture di GNL agli Stati membri dell'UE provengono soprattutto da Qatar, Algeria e Nigeria, ma, come detto sopra, nuove possibilità di fornitura stanno emergendo, per effetto degli investimenti di nuovi paesi in capacità di esportazione del GNL (Australia, USA e Papua Nuove Guinea).

In particolare, per quanto riguarda l'Australia, la distanza e i costi fanno presumere che difficilmente un volume significativo di GNL raggiungerà i mercati europei. Secondo l'IEA gli Stati Uniti, invece, potrebbero diventare esportatori di volumi significativi di GNL verso l'UE.

In linea generale, si prevede che l'Europa, che finora ha rappresentato un **mercato residuale per l'esportazione di GNL** – diretto soprattutto verso Asia e America Latina – possa diventare una destinazione più rilevante. La prevista sovrapproduzione di GNL, il rallentamento delle economie asiatiche e latino-americane e il recente abbassamento dei prezzi del gas fanno del GNL una soluzione alternativa rispetto al gas da gasdotto. Come rilevato dalla Commissione europea **in alcuni Stati membri il GNL è più economico del gas da gasdotto**. Lo dimostrano le statistiche dell'IEA sui prezzi delle importazioni negli Stati che usano entrambi i prodotti.

Nel mese di **dicembre 2014**, l'Italia ha pagato una media di US \$ 9.61 per milione di unità termiche britanniche (MBtu) di gas naturale attraverso gasdotti, ma soltanto US \$ 9.01 per l'equivalente delle forniture di GNL. La Spagna ha pagato una media di US \$ 10.02 per MBtu di gas naturale attraverso gasdotti (soprattutto da Algeria e Norvegia), ma solo US \$ 8.97 per la stessa quantità di forniture di GNL. Solo il Regno Unito ha pagato di più per il GNL (US \$ 7.43 per MBtu) rispetto alla fornitura da gasdotto (US \$ 6 per MBtu) dalla vicina Norvegia.

La grande maggioranza delle forniture di GNL verso l'UE arriva a cinque Stati membri (Spagna, Regno Unito, Francia, Portogallo e Belgio). **Spagna e Portogallo si affidano al GNL per quasi metà del loro approvvigionamento di**

gas, mentre il GNL copre tra un quarto e un quinto della fornitura di gas nel Regno Unito

EU Member State	LNG imports mcm, 2013	LNG as % of total gas imports, 2013	Number of LNG Import Terminals fully operational and in use, 2014
Belgium	1,549	8.1	1 (Zeebrugge: being expanded)
France	8,513	17.8	3 (2 are being expanded; 4th terminal under construction in Dunkerque)
Greece	610	15.8	1 (Revithoussa: being expanded)
Italy	5,620	9.1	3 (Further 4 terminals are planned)
Netherlands	994	3.7	1 (Rotterdam: being expanded)
Portugal	1,887	42.9	1 (Sines)
Spain	15,472	43.6	5 (6th terminal operational but not in use. 7th/8th terminals are being built)
United Kingdom	9,414	19.2	4 (Further 2 terminals are planned; 1 existing terminal may be expanded)

Sources: Data on LNG imports from International Energy Agency (EPRS calculations), Data on LNG import terminals from [Gas Infrastructure Europe](#)

LE INFRASTRUTTURE

L'Unione europea dispone di una **rete del gas capillare** che, oltre alla fruizione della produzione interna, offre la possibilità di connettersi ai gasdotti di alcuni dei maggiori fornitori: Russia, Algeria e Norvegia.

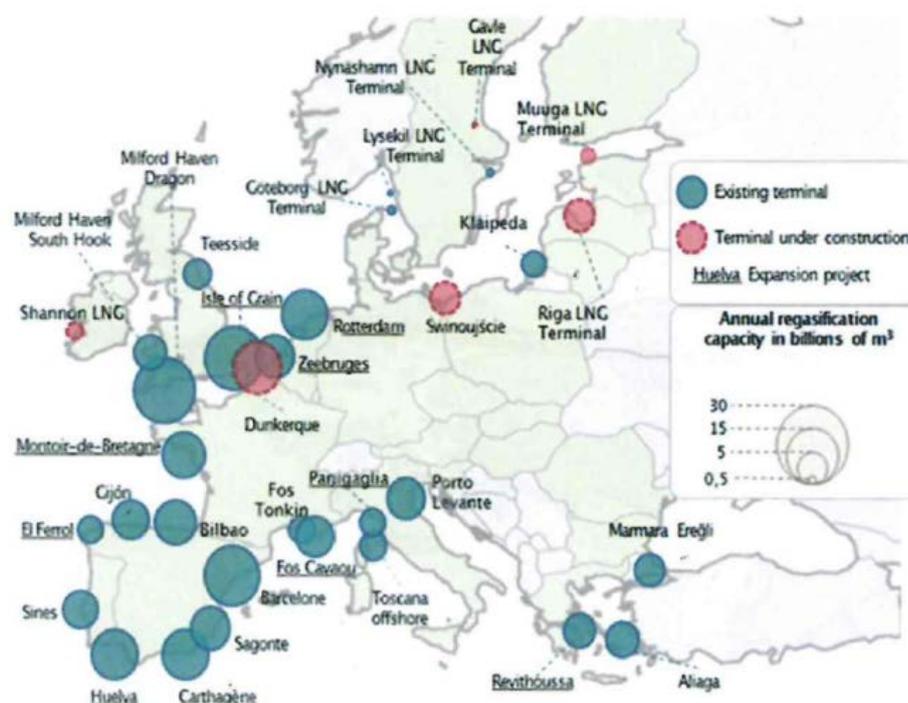
I terminal attuali di GNL garantiscono una sufficiente capacità di rigassificazione, che peraltro si prevede di incrementare. Nella tabella seguente sono riportati i terminal europei di GNL e la relativa capacità di importazione. Come si può evincere dalla tabella, **la distribuzione dei terminal non è ottimale** e riduce la capacità di scelta dei fornitori da parte di alcuni Stati, soprattutto in caso di perturbazioni nell'approvvigionamento.

Table 1: LNG terminals in the EU¹⁶

Country	Name of installation	Type	TPA regime	Nominal annual capacity (billion m ³ (N)/year)	LNG storage capacity (1000 m ³ LNG)
Belgium	Zeebrugge LNG Terminal	large onshore	regulated	9.0	380
Finland	Tahkoluoto/Pori LNG Terminal (under construction)	small-scale	off-grid	0.1	30
Finland	Rauma LNG terminal (under construction)	small-scale	off-grid		10
Finland	Tornio Manga LNG terminal (under construction)	small-scale	off-grid		50
Finland	Hamina-Kotka LNG terminal (under construction)	small-scale	off-grid		30
France	Fos-Tonkin LNG Terminal	large onshore	regulated	3.4	150
France	Montoir-de-Bretagne LNG Terminal	large onshore	regulated	10.0	380
France	Fos Cavaou LNG Terminal	large onshore	regulated	8.3	330
France	Dunkerque LNG Terminal (under construction)	large onshore	exempted	13.0	570
Greece	Revithoussa LNG Terminal	large onshore	regulated	5.0	130
Italy	Panigaglia LNG terminal	large onshore	regulated	3.4	100
Italy	Porto Levante LNG terminal	large off-shore	hybrid	7.6	250
Italy	FSRU OLT Offshore LNG Toscana	FSRU	exempted	3.8	135
Lithuania	FSRU Independence	FSRU	regulated	4.0	170
Netherlands	Gate terminal, Rotterdam	large onshore	exempted	12.0	540
Poland	Swinoujscie LNG Terminal (under construction)	large onshore	regulated	5.0	320
Portugal	Sines LNG Terminal	large onshore	regulated	7.9	390
Spain	Barcelona LNG Terminal	large onshore	regulated	17.1	780
Spain	Huelva LNG Terminal	large onshore	regulated	11.8	620
Spain	Cartagena LNG Terminal	large onshore	regulated	11.8	587
Spain	Bilbao LNG terminal	large onshore	regulated	8.8	450
Spain	Sagunto LNG terminal	large onshore	regulated	8.8	600
Spain	Muğardos LNG Terminal	large onshore	regulated	3.6	300
Spain	Gijón (Musel) LNG terminal	large onshore	regulated	7.0	300
Spain	Tenerife (Arico-Granadilla) LNG terminal (under construction)	large onshore	regulated	1.3	150
Spain	Gran Canaria (Ariaga) LNG terminal (under construction)	large onshore	regulated	1.3	150
Sweden	Nynäshamn LNG terminal	small-scale	off-grid	0.5	20
Sweden	Lysekil LNG Terminal	small-scale	off-grid	0.3	30
United Kingdom	Isle of Grain LNG terminal	large onshore	exempted	19.5	1 000
United Kingdom	Teesside LNG port	Gasport for FSRUs	exempted	4.2	0
United Kingdom	Milford Haven — Dragon LNG terminal	large onshore	exempted	7.6	320
United Kingdom	Milford Haven — South Hook LNG terminal	large onshore	exempted	21.0	775

¹⁶ Source: GIE LNG Map Dataset, May 2015 version. Projects in the planning phase (i.e. for which no final investment decision has been taken) are not included.

Capacità di rigassificazione europea

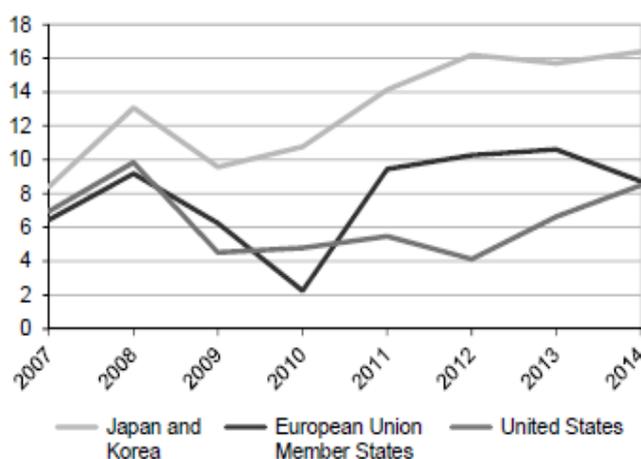


Source: GIGNL, GLE(2015)

Allo stesso tempo, vi sono Stati membri dell'UE che non hanno accesso al GNL come ulteriore fonte di diversificazione a causa della mancanza di infrastrutture (interconnessioni, *reverse flow* o un terminale di importazione di GNL più vicino alla domanda).

Negli ultimi anni, inoltre, **i terminal sono stati sottoutilizzati**. Il tasso medio di utilizzo dei terminali GNL in Europa (di capacità totale installata) è diminuito a partire dal 2010: dal 53% al 25% nel 2013, e nel 2014 solo il 19% della capacità totale è stata utilizzata (rispetto a una media globale del 33%). Questo è stato il risultato degli alti prezzi del GNL sui mercati asiatici e della concorrenza con il gas da gasdotto.

Prezzi all'importazione di LNG - fonte IEA, Natural gas information



LA COSTRUZIONE DI NUOVI TERMINAL E LA LORO CONNESSIONE CON LE RETI

Il problema, ad avviso della Commissione, potrebbe essere affrontato con la **costruzione di nuovi terminal o migliorando l'accesso agli stessi**.

La costruzione di nuove infrastrutture pone il problema della relativa **redditività commerciale**, che è strettamente legata alla possibilità di accesso a più di un mercato nazionale.

Un esempio è il progetto KrK (Croazia), che prevede la costruzione di un **terminal sull'isola di Krk**, situata nell'Adriatico settentrionale, vicino alla costa croata. Ad opera terminata, il paese potrà disporre di un terminal con una **capacità di 6 miliardi di metri cubi di GNL**, che, considerando che il fabbisogno nazionale di gas si attesta su una quantità inferiore ai 3 miliardi di metri cubi, potranno in parte essere esportati verso il resto dell'Europa. A questo si aggiunge anche la realizzazione di un

rigassificatore galleggiante con una capacità di GNL di 2 miliardi di metri cubi all'anno.

La realizzazione di **impianti galleggianti** di stoccaggio e rigassificazione è da alcuni considerata come una soluzione efficace, in virtù di tempi di realizzazione e di costi più ridotti. Ed infatti, gli ultimi impianti realizzati sono di tipo galleggiante: si pensi al **terminale GNL di Klaipėda in Lituania**, ritenuto dalla Commissione europea la soluzione per aumentare la diversificazione delle forniture di gas per i Paesi baltici e ridurre il rischio di gravi interruzioni.

LE RISORSE

Ad avviso della Commissione, i **fondi europei** possono contribuire ad alleviare il problema della scarsa redditività commerciale dei rigassificatori, così come i **prestiti della Banca europea per gli investimenti**, compresi quelli erogati nell'ambito del Fondo europeo per gli investimenti strategici (FEIS). In linea di principio, invece, **non potrebbero essere concessi aiuti di Stato** qualora la sottoutilizzazione delle infrastrutture esistenti indichi che non sono necessarie nuove infrastrutture.

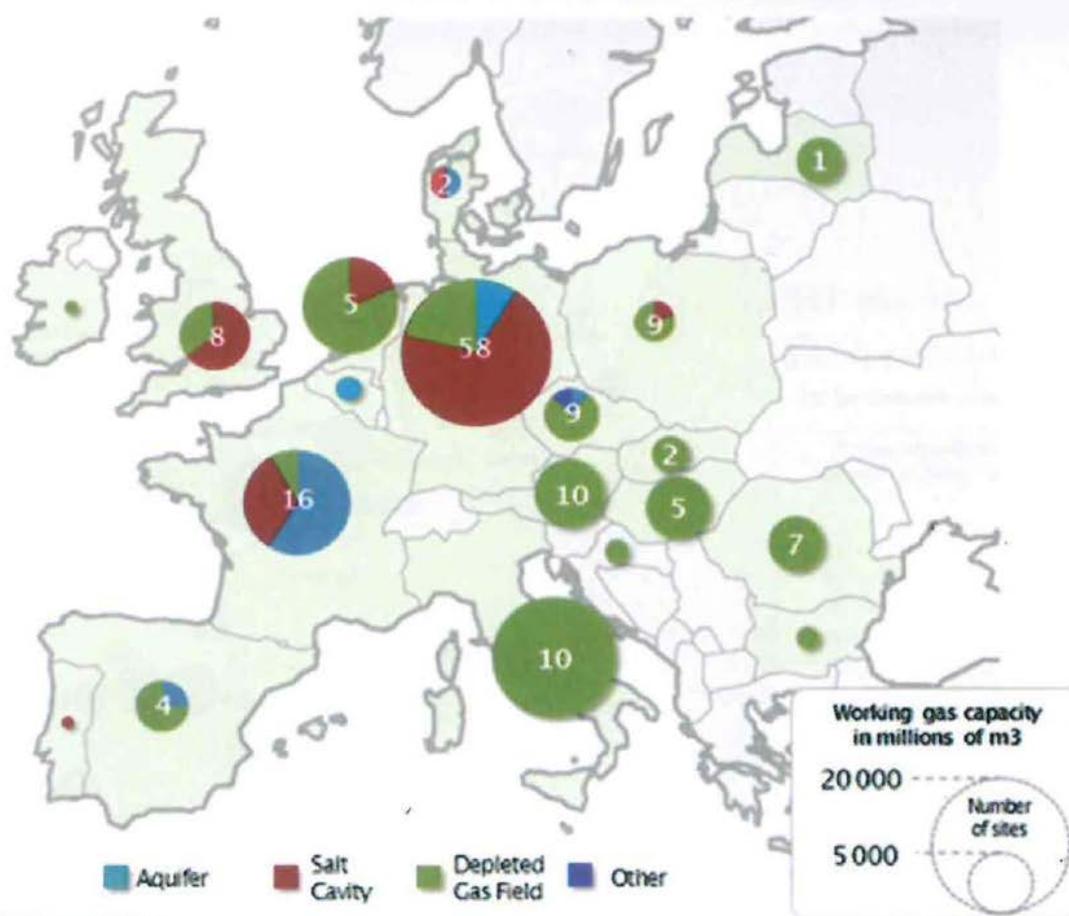
LE STRUTTURE DI STOCCAGGIO

Per quanto riguarda le **infrastrutture di stoccaggio**, la capacità totale di stoccaggio nell'UE è aumentata fortemente negli ultimi 10 anni, il che ha prodotto in alcune zone un eccesso di capacità e una riduzione delle differenze tra i prezzi estivi e invernali del gas.

La capacità disponibile nei paesi con stoccaggio varia dal 10% a oltre il 100% della domanda media invernale. Otto Stati membri potrebbero soddisfare il 50% o più della loro domanda di picco attingendo al loro stoccaggio. Austria e Germania potrebbero coprire tutti i loro picchi di domanda.

La disponibilità e il tipo di infrastrutture di stoccaggio presentano differenze significative all'interno dell'UE.

Capacità di stoccaggio europea*



Source : GSE (2015)

Inoltre, alcuni paesi confinanti con l'UE, quali l'Ucraina, dispongono di una notevole capacità di stoccaggio che potrebbe essere ulteriormente sviluppata e connessa alla rete del l'UE.

Ad avviso della Commissione, l'attuale capacità di stoccaggio appare sufficiente, tuttavia occorre agire sul piano dell'interconnessione per migliorare la disponibilità del gas a livello transfrontaliero e macroregionale.

In Europa centrale e **sud-orientale**, è disponibile una sostanziale capacità di stoccaggio, ma non è uniformemente distribuita tra i vari paesi, considerato che l'unico impianto di stoccaggio di gas funzionante nei paesi baltici, l'Incukalns in Lettonia, assicura la stabilità dell'approvvigionamento di gas naturale nella regione. La geologia della zona potrebbe teoricamente permettere un aumento di dieci volte della capacità di stoccaggio esistente.

SOSTEGNO ALL'INFRASTRUTTURA EUROPEA PER IL GAS

La comunicazione della Commissione fa riferimento al **regolamento TEN-E** (UE) n. [347/2013](#) sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e al Meccanismo per Collegare l'Europa (CEF), che hanno indicato i progetti di cui l'Europa ha bisogno e le modalità per la loro realizzazione (il secondo elenco di progetti di interesse comune dell'Unione è stato adottato il 18 novembre 2015 [\(C\(2015\)8052\)](#)).

In particolare, per il periodo 2014-2020, nell'ambito del Meccanismo per Collegare l'Europa (CEF), l'UE ha stanziato **5,35 miliardi** di euro per promuovere lo sviluppo delle infrastrutture energetiche transeuropee. Anche il Fondo europeo per gli Investimenti strategici (FEIS), istituito nell'ambito del Piano Juncker per la crescita e gli investimenti, viene utilizzato per sostenere progetti relativi alle infrastrutture energetiche.

Nel quadro dell'Unione dell'energia, al fine di rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti,

la Commissione europea ha definito una Strategia individuando una serie di **Progetti di interesse comune (PIC)**: in base all'ultimo elenco sopracitato, **195 progetti, di cui 77 riguardanti le reti del gas**. Per favorire gli investimenti l'Unione europea, oltre al Meccanismo per collegare l'Europa e al FEIS, utilizza anche il programma energetico europeo per la ripresa (EEPR), elaborato a seguito della crisi economica, mentre nell'ambito del Fondo europeo e di sviluppo regionale (FESR) saranno stanziati circa 2 miliardi.

Per quanto concerne l'Italia, in base al primo rapporto della Commissione UE sulla realizzazione della Strategia (in cui viene analizzata la situazione in ogni Paese e rivista la lista 2013 dei progetti prioritari d'interesse comune-PCI), nonostante il dimezzamento dei progetti prioritari che la riguardano, resta al centro della strategia UE per l'Unione dell'energia sul fronte delle interconnessioni relative al gas, dato il "ruolo importante nella **creazione di un hub mediterraneo**".

Uno dei progetti PIC prevede la costruzione di un gasdotto che colleghi l'Algeria all'Italia, via Sardegna (cosiddetto gasdotto Galsi). Nell'ambito del corridoio meridionale per il gas – una delle priorità della politica energetica dell'UE –, la TAP (Trans Adriatic Pipeline), che dovrebbe trasportare il gas azero dal confine turco all'Italia meridionale attraverso Grecia e Albania, dovrebbe partire nel 2016 nonostante la forte opposizione delle autorità locali.

Gli altri progetti prioritari nella lista UE sono il Poseidon (Grecia-Italia), l'Adriatica, il Galsi (Algeria-Italia), la connessione di Malta alla rete europea del gas – gasdotto che la collega con l'Italia (Gela), e/o **unità galleggiante offshore di stoccaggio e rigassificazione di GNL** e il *reverse flow* con la Svizzera al Passo Gries.

In tale contesto, la Strategia per il GNL e lo stoccaggio ha individuato un **sottogruppo di progetti**. I gruppi regionali di alto livello hanno preso in esame le regioni individuate come vulnerabili negli stress test sul gas realizzati dall'UE nel 2014 e individuato una serie di progetti.

In dettaglio:

- il gruppo ad alto livello sull'Europa centrale e sudorientale (**CESEC**) ha individuato **sei progetti prioritari** volti a garantire l'accesso al GNL a tutti i paesi della regione lungo due corridoi principali, **dal terminal di Krk verso est e dalla Grecia verso nord**;

- il gruppo sul Baltico (**BEMIP**) ha individuato nove progetti prioritari finalizzati a garantire l'accesso al GNL e allo stoccaggio nella regione, tramite l'interconnessione tra la Finlandia e l'Estonia, il rafforzamento della rete tra gli stati baltici e un interconnettore tra Polonia e Lituania);
- il gruppo di alto livello sull'**Europa sudoccidentale** ha individuato **due progetti**: un progetto tra Spagna e Francia e lo sviluppo della terza interconnessione tra Portogallo-Spagna. La penisola iberica ha già un ampio accesso al GNL, oltre alle forniture dall'Algeria. Tuttavia, come menzionato nella dichiarazione di Madrid di marzo 2015, progetti specifici nella regione servirebbero ad eliminare le strozzature, collegare mercati regionali e massimizzare la diversificazione del portafoglio di gas dell'UE.

Le analisi hanno dimostrato, inoltre, che in Irlanda vi è scarsa diversificazione dell'approvvigionamento, mentre Cipro e Malta costituiscono due "isole energetiche".

In proposito, si segnala che appare singolare che la Commissione non faccia riferimento alla recente scoperta di un ingente giacimento di gas naturale nel cosiddetto "Blocco12" o zona "Afrodite", al largo dell'isola di Cipro, appena sopra il giacimento Leviathan di Israele. Si stima che il giacimento contenga almeno 16 miliardi di piedi cubi di gas recuperabile, che farebbe di questo uno dei più grandi giacimenti offshore di gas naturale mai scoperti.

In tale ambito, nella comunicazione, la Commissione individua **tre punti di azione**:

- invita gli Stati membri e i gruppi regionali a pervenire tempestivamente a conclusioni sulla **futura redditività dei terminal di GNL**;
- ritiene necessario intensificare i lavori per completare l'**analisi costi-benefici**, al fine di determinare quali terminal di GNL e quali ulteriori interconnessioni siano da preferire;
- occorre che i promotori dei progetti siano a conoscenza delle **possibilità di finanziamento** (nell'ambito del Fondo europeo per gli investimenti strategici, del meccanismo per collegare l'Europa e, se del caso, del Fondo europeo di sviluppo regionale) e che vengano prese in considerazione soluzioni tecniche, quali gli **impianti galleggianti di stoccaggio e rigassificazione**, prestando particolare attenzione ai progetti in ritardo o frenati da ostacoli.

IL MERCATO INTERNO DEL GAS

I terminali di GNL esistenti sono soggetti, come i gasdotti, al terzo pacchetto dell'energia, finalizzato a rendere più flessibili i punti di ingresso al mercato interno e l'accesso ai terzi. Tuttavia, un numero significativo di terminali di GNL è attualmente **esente dall'accesso ai terzi**. Mentre i **terminali regolamentati offrono l'accesso ai terzi**, l'accesso ai terminali esenti è negoziato direttamente tra il proprietario e i trasportatori. Le autorità nazionali di regolamentazione sono responsabili di monitorare l'efficace funzionamento dei meccanismi *anti-hoarding* (anti-accaparramento) e le procedure di gestione della congestione.

Nell'UE coesistono terminali GNL regolati e terminali esenti; dei 22 terminali GNL (sulla terra ferma o galleggianti) in esercizio, 15 sono regolati, sei sono esenti e uno ha accordi TPA (*third party access*) ibridi. Con l'aumento della interconnettività, questi terminali concorrono effettivamente sullo stesso mercato.

Ad avviso della Commissione, il modo più semplice per scambiare forniture di gas sui mercati europei è attraverso gli **hub liquidi del gas, in cui è presente un elevato numero di venditori e compratori e il gas proviene da diverse fonti**. Tuttavia, **solo un numero limitato di Stati membri dispone di mercati sufficientemente liquidi**, mentre in altre parti d'Europa i mercati del gas sono molto meno sviluppati, in particolare nelle regioni dell'Europa centrale, sudorientale e sudoccidentale.

Secondo la Commissione, è quindi fondamentale che gli Stati membri, di concerto con le autorità nazionali di regolamentazione, intraprendano tutte le azioni necessarie per **completare il mercato interno del gas**, eliminando gli ostacoli di tipo regolamentare, commerciale e legale. In tale contesto, la Commissione individua dei **punti di azione** per le tre aree geografiche sopra menzionate:

- nell'ambito del **BEMIP**, le autorità nazionali di regolamentazione sono chiamate ad elaborare, entro la metà del 2016, un piano d'azione per gestire la fine della deroga nell'ambito del terzo pacchetto e individuare le misure necessarie per creare una zona a mercato unico;
- nell'ambito del **CESEC**, le autorità nazionali di regolamentazione sono chiamate a proporre, entro la metà del 2016, una tabella di marcia con soluzioni regolamentari;
- nell'ambito del gruppo di alto livello sull'**Europa sudoccidentale**, l'obiettivo della Commissione è favorire il completamento

dell'asse orientale del gas per collegare meglio la Penisola iberica al mercato interno del gas.

Per quanto riguarda le **modalità di regolamentazione dello stoccaggio**, esse variano in modo considerevole tra paesi e regioni.

Allo stesso modo, variano in modo notevole all'interno dell'UE le **tariffe di trasporto da e verso lo stoccaggio**: in alcuni casi i fornitori devono pagare due volte, per il trasferimento del gas allo stoccaggio e per il prelievo dello stesso. In alcuni casi, le tariffe indebitamente elevate rendono lo stoccaggio meno concorrenziale. Secondo la Commissione, la questione delle tariffe di trasporto da e verso lo stoccaggio dovrebbe essere affrontata nell'ambito dei lavori sui **codici di rete di portata unionale** (codici di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete) per garantire condizioni paritarie e strutture tariffarie che riflettano i costi.

Ad avviso della Commissione, inoltre, è necessario affrontare gli **aspetti tecnologici dello stoccaggio**, per fare in modo che i nuovi impianti di stoccaggio possano essere utilizzati con **differenti tipi di gas**, compresi il biometano e altri gas da fonti rinnovabili.

In tale ambito, la Commissione individua i seguenti **punti di azione**:

- invita gli Stati membri a garantire un adeguato accesso fisico allo stoccaggio;
- incoraggia gli Stati membri a operare più strettamente con i paesi confinanti per ottimizzare l'uso dello stoccaggio a livello regionale;
- ottimizzare il completamento e l'adeguamento dei codici di rete.

Inoltre, la Commissione, basandosi sulla **proposta di revisione del regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas COM(2016)52** (per un approfondimento della quale si rinvia al relativo dossier), invita gli Stati membri a ottimizzare l'uso dello stoccaggio mediante **piani regionali di azione preventiva e di emergenza** e a intervenire per facilitare la disponibilità e l'accesso allo stoccaggio a livello macroregionale.

IL RUOLO DELL'UE SUI MERCATI INTERNAZIONALI

In quanto grande importatore di GNL, l'UE ha interesse a promuovere in tutto il mondo **mercati del GNL liberi, liquidi e trasparenti**. A tal fine, la comunicazione

prevede che l'UE operi in stretto contatto con i partner e nei consessi internazionali al fine di impedire le restrizioni territoriali e altre pratiche restrittive che possano limitare la libertà degli scambi, sia in condizioni normali di mercato sia in caso di shock esterni.

In tale contesto, la Commissione individua i seguenti punti di azione:

- condurre regolari consultazioni sul GNL con l'Australia e continuare la **cooperazione con gli altri fornitori** attuali e potenziali (Qatar, Nigeria, Egitto, Angola, Mozambico, Tanzania, Israele, Libano, Iran, Iraq e Libia), nonché il dialogo di alto livello in materia di energia con l'Algeria, gli USA e il Canada;

- cooperare** strettamente con gli altri grandi **importatori di GNL**, come il Giappone, la Corea del Sud, la Cina e l'India, nonché con l'Agenzia internazionale per l'energia e nei consessi multilaterali.

L'IMPATTO SULL'ORDINAMENTO NAZIONALE (A CURA DEL SERVIZIO STUDI)

BILANCIO DEL GAS NATURALE IN ITALIA

Il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente con gas prodotto in Paesi stranieri e importato per mezzo di gasdotti internazionali o trasportato via mare come GNL (gas naturale liquefatto) e importato tramite

Italia: Bilancio del gas naturale (Milioni standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)							
Anno	Anno						var. % 2015/4- 2014
	2010	2011	2012	2013	2014	2015(a)	
Produzione nazionale(1)	8.406	8.449	8.605	7.735	7.149	6.771	-5,3
Importazione(2)	75.354	70.369	67.725	61.966	55.757	61.201	+9,8
di cui via gasdotto	66.411	61.504	60.390	56.300	51.182	55.105	+7,8
Algeria	26.036	21.317	20.632	12.225	6.774	n.d.	
Russia	14.064	19.743	18.090	28.073	26.154	n.d.	
Libia	0.401	2.339	6.407	5.705	6.512	n.d.	
Olanda	3.163	3.647	4.534	2.781	3.900	n.d.	
Norvegia	2.824	3.480	4.500	2.004	2.800	n.d.	
Croazia	450	262	240	367	309	n.d.	
Altri	0.573	10.710	5.000	5.145	4.733	n.d.	
di cui via nave(GNL)	8.943	8.865	7.335	5.666	4.575	6.036	+31,9
Algeria	1.034	1.035	1.131	203	437	n.d.	
Trinidad-Tobago	108	271	270	51	55	n.d.	
Qatar	6.154	6.205	5.034	5.322	4.083	n.d.	
Egitto	824	583	0	0	0	n.d.	
Norvegia	163	171	0	0	0	n.d.	
Esportazione	141	124	139	228	237	221	-6,6
Variazione scorte(2)	522	777	1.270	-500	757	228	-60,8
TOTALE disponibilità (consumo interno lordo)	83.097	77.917	74.915	70.069	61.912	67.523	+9,1

(1) comprende i consumi e le perdite

(2) le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Il gas importato in regime di swap è dunque contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

Fonte: MISE. Per gli anni 2010-2014: Relazione "La situazione energetica nazionale" di luglio 2015. Per l'anno 2015: Bilancio mensile del gas naturale, dicembre 2015, disponibile su sito istituzionale del Ministero (valori provvisori).

terminali di rigassificazione.

La produzione nazionale di gas naturale ha, infatti, un ruolo assai marginale in percentuale

sull'import, e, come anche rilevato nella Comunicazione della Commissione, essa risulta, anche per l'Italia, ridursi nel corso degli anni. L'importazione viene effettuata prevalentemente

via gasdotto, rispetto al trasporto via mare (per il GNL). Ciò nondimeno, l'importazione di GNL risulta in aumento nel 2015 rispetto all'anno precedente(+ 31,9 %).

Sul sito istituzionale del MISE sono disponibili, aggiornati al 20 maggio 2016, i [principali entry points in Italia](#). Per ciò che specificamente attiene al **gas naturale liquefatto (GNL)**, sono attivi i seguenti terminali di rigassificazione:

- il terminale di Panigaglia della società GNL Italia, con una capacità giornaliera massima di 13 milioni di metri cubi/giorno;
- il terminale al largo di Cavarzere-Rovigo della società Adriatic LNG, con una capacità giornaliera massima di 26,4 milioni di metri cubi/giorno;
- il terminale OLT al largo di Livorno in Toscana, della società OLT Offshore LNG Toscana, con una capacità giornaliera massima di 15 milioni di metri cubi/giorno.

Sono stati inoltre **autorizzati tre nuovi terminali di rigassificazione (GNL)**:

- il terminale di Porto Empedocle in Sicilia della società Nuove Energie (ENEL), con una capacità giornaliera massima di rigassificazione di 26,4 milioni di metri cubi/giorno;
- il terminale di Gioia Tauro, in Calabria, della società LNG Medgas Terminal, con una capacità giornaliera massima di 39,6 milioni di metri cubi/giorno;
- il terminale di Falconara Marittima nella Marche, della società Api Nova Energia, con una capacità giornaliera massima di 19,8 milioni di metri/giorno.

Sono inoltre **in corso di autorizzazione** i seguenti terminali di gassificazione:

- il terminale di Rosignano (Edison S.p.A.) con una capacità di 8 miliardi di metri cubi all'anno;
- il terminale di Zaule (Gas Natural International), con una capacità giornaliera massima di 26,4 milioni di metri cubi ;
- il terminale di Monfalcone (Smart Gas S.p.A.), con un capacità annua fino a 800 milioni di metri cubi all'anno;
- il terminale nel Golfo di Trieste (Terminal Alpi Adriatico-E.ON), con una capacità annua di 8 miliardi di metri cubi.

La direttiva DAFI e il Piano strategico nazionale sull'utilizzo del GNL in Italia

La **direttiva 2014/94/UE**, del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 22 Ottobre 2014,

sullo sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi (cd. Direttiva DAFI), prevede che ciascuno Stato membro adotti un **quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti** e la realizzazione della relativa infrastruttura e che tali quadri strategici siano notificati alla Commissione UE entro il 18 novembre 2016 (articolo 3).

In tale contesto si colloca anche il **GNL** per il quale la Direttiva prevede che, attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, gli Stati Membri assicurino - entro il 31 dicembre 2025 – la realizzazione di un numero adeguato di punti di rifornimento nei porti marittimi appartenenti alla rete centrale TEN-T ("Trans-European Transport Network") e, entro il 31 dicembre 2030, nei principali porti della navigazione interna.

Sul versante dei trasporti stradali, la Direttiva prevede che entro il 31 dicembre 2025 gli Stati Membri, sempre attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, realizzino un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico, almeno lungo la rete centrale della TEN-T, al fine di assicurare la circolazione in tutta l'Unione dei veicoli pesanti alimentati a GNL.

Gli Stati Membri sono tenuti inoltre a favorire un sistema di distribuzione adeguato per la fornitura di GNL nel rispettivo territorio, comprese le strutture di carico per i veicoli cisterna di GNL (considerando n. 48 e articolo 6).

Gli Stati membri devono mettere in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alla direttiva entro il 18 novembre 2016 (articolo 11).

L'articolo 1 e allegato B della legge n. 114/2015 contiene la delega al Governo per l'attuazione della direttiva 2014/94/UE. Da informazioni ricevute per le vie brevi dal MISE, è in corso di approvazione il provvedimento di recepimento della direttiva.

Il Governo - prima ancora dell'entrata in vigore della Direttiva DAFI – si era impegnato ad adottare iniziative per la realizzazione di centri di stoccaggio e ridistribuzione nonché norme per la realizzazione dei distributori di Gas Naturale Liquefatto (per il seguito GNL), in tutto il territorio nazionale, al fine di ridurre l'impatto ambientale dei motori *diesel* nel trasporto via mare e su strada, nonché di ridurre i costi di gestione ormai divenuti insostenibili per tutti gli utilizzatori di motori diesel e per sviluppare l'uso

del GNL (Odg [G1.92](#) accolto dal Governo in sede di procedura parlamentare di conversione in legge del D.L. 145/2013 cd. "Destinazione Italia", convertito in legge 9/2014).

Il Ministero dello Sviluppo Economico, attraverso la costituzione di un Gruppo di coordinamento nazionale, ha dunque avviato, ad aprile 2014, la predisposizione del [Piano Strategico Nazionale sull'utilizzo del GNL in Italia](#). A Giugno 2015 è stato adottato un Documento di consultazione per una strategia nazionale sul GNL. La [consultazione pubblica](#), inizialmente fissata per la durata di un mese, è stata prorogata in considerazione della contestuale consultazione pubblica, avviata a livello europeo, in sede di lavori preparatori al documento [Strategia EU per il GNL e per lo stoccaggio del gas](#), poi divenuto COM (2016) 49 final, qui in esame.

Secondo le informazioni ricevute dal MISE, il Piano strategico sarà inserito quale parte integrante del quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi, in sede di recepimento della Direttiva 2014/94/UE.

ESAME PRESSO LE ISTITUZIONI DELL'UE

In sede di **Consiglio Trasporti, telecomunicazioni ed energia** dell'UE del 6 e 7 giugno scorsi, la Strategia, illustrata dal commissario Cañete, è stata largamente accolta dai partner internazionali.

Per quanto riguarda l'esame presso il Parlamento europeo, la comunicazione è stata assegnata lo scorso 23 febbraio alla **Commissione Industria, ricerca ed energia**, che non ha ancora concluso l'esame, mentre la data per la prima lettura in sede plenaria è stata fissata indicativamente per il **24 ottobre 2016**.

ESAME PRESSO ALTRI PARLAMENTI NAZIONALI

Sulla base dei dati forniti dal sito [IPEX](#), l'esame dell'atto risulta concluso da parte di: Austria, Repubblica Ceca e Polonia.