Q28 QUADERNO

IL GNL IN ITALIA, PER UN TRASPORTO SOSTENIBILE

MAGGIO 2019

Freight Leaders Council

Q28 QUADERNO

IL GNL IN ITALIA, PER UN TRASPORTO SOSTENIBILE

MAGGIO 2019

SOMMARIO

Prefazione **Edoardo Rixi** *Viceministro, Ministero Infrastrutture e Trasporti* 7
Prefazione **Massimo Marciani** *Presidente del Freight Leaders Council* 9
Introduzione 11

1 COSA È IL GNL 13

1 DAL GAS NATURALE AL GNL 15
1.1 Cosa è il gas naturale 15
1.2 Storia del gas naturale 16
1.3 Usi tradizionali del gas naturale 17
1.4 Quantità 18
1.5 Mercati 18
2 LA DIFFUSIONE DEL GNL 22
2.1 Storia, liquefattori, metaniere, rigassificatori 24
2.2 Mercato del GNL 26
3 GLI USI DIRETTI DEL GNL 27
3.1 Lo sviluppo internazionale 27
3.2 La logistica del GNL di piccola taglia 27
4 DISTRIBUZIONE DEL GNL 30
4.1 Prospettive Europee 30
4.2 La strategia europea sul GNL 31
4.3 La strategia nazionale italiana 32
4.4 Sviluppo infrastrutturale in Italia 39
4.5 Trasporto Marittimo 35
4.6 Trasporto terrestre pesante 39
4.7 Intermodalità marittimo-terrestre: il caso Arborea 42
4.8 Il trasporto stradale leggero 42

4.9 Il trasporto pubblico 42
4.10 Utenze industriali isolate 43
4.11 Alimentazione reti locali 43
4.12 La metanizzazione della Sardegna 44

2 CARATTERISTICHE DEL GNL ED IL FUTURO 49

1 NORMATIVE AMBIENTALI 51
2 VANTAGGI AMBIENTALI 54
3 ANALISI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI 56
Well to Wheel – dal pozzo alla ruota 57
Well to tank – dal pozzo al serbatoio 58
Tank to wheel – dal serbatoio alla ruota 59
Risultati 59
4 SITUAZIONE ATTUALE E SVILUPPI 61
4.1 Il gas naturale liquido rinnovabile – il Bio-GNL 61
4.2 Power to gas: l'idrometano 64
4.3 Power to gas: metano sintetico 65
4.4 L'ossicombustione 65
5 LA SICUREZZA 65
5.1 Linee guida di prevenzione incendi 66
5.2 Operazioni e procedure 68
5.3 Operazioni di riempimento serbatoio criogenico 68
5.4 Operazioni di erogazione del GNL 68
5.5 Formazione 70

3 GNL PER I TRASPORTI 72

1 TRASPORTO STRADALE 73
1.1 Il gas liquido per i veicoli industriali 73
1.2 Il GNL e i veicoli industriali 74
1.3 Prezzi e accise 79

2 TRASPORTO MARITTIMO 83
2.1 I pregi ambientali del GNL in termini di riduzioni delle emissioni 83
2.2 Usi finali del GNL (trasporto pesante, trasporto marittimo) 86
2.3 Stato delle infrastrutture e degli investimenti in corso 88
2.4 Alternative propulsive per le navi per rispettare le disposizioni IMO dal 1° gennaio 2019 90
3 ALTRI USI DEL GNL 98
3.1 Trasporto ferroviario 98
3.2 Trasporto spaziale 102

4 CRITICITÀ E POSSIBILI RIMEDI 107

1 LA SUPPLY CHAIN DEL GNL IN ITALIA 107
2 CERTEZZA DEL PREZZO DEL GNL SU TEMPI COMPATIBILI CON GLI INVESTIMENTI EFFETTUATI DA PRIVATI 108
3 IL MONDO MARE 109
4 IL BIO-GAS 110
5 SOSTEGNO PER IL RINNOVO DEL PARCO CIRCOLANTE MERCI 111

RINGRAZIAMENTI 113

GLOSSARIO 119

PREFAZIONI
E INTRODUZIONE

PREFAZIONE

Edoardo Rixi *Viceministro, Ministero Infrastrutture e Trasporti*

Gli spunti forniti nel presente Quaderno, frutto del lavoro del Freight Leaders Council, offrono una puntuale fotografia dello scenario attuale sul Gnl in Italia e un'occasione interessante di riflessione su quali percorsi il nostro Paese voglia intraprendere dal punto di vista delle politiche energetiche, in chiave e a supporto della logistica e dell'intermodalità.

A livello mondiale, la domanda e il consumo di Gnl è in crescita, anche come soluzione per migliorare l'impatto ambientale dei mezzi pesanti su gomma e via mare. È opportuno ricordare che a partire dal 1° gennaio 2020 il settore dello shipping dovrà affrontare l'introduzione di una ancor più severa limitazione del tenore di zolfo nei combustibili navali il cui limite sarà ridotto su scala mondiale a non più dello 0,5%.
Questo ulteriore passo verso la riduzione delle emissioni sta già oggi portando gli armatori ad assumere decisioni importanti in termini di investimenti nel nuovo naviglio e nelle tecnologie a servizio della propulsione navale. Attualmente a livello internazionale sono già operative oltre 170 navi a propulsione Gnl (oltre alle metaniere), e due tra le maggiori compagnie crocieristiche, MSC e Costa Crociere, hanno in ordinativo diverse navi a Gnl, le prime hanno iniziato da poco a navigare nel Mediterraneo.
Alla luce di queste trasformazioni, nell'arco dei prossimi anni, nei nostri porti crescerà la richiesta di approvvigionamento di navi, di dimensioni sempre maggiori, alimentate a Gnl: una sfida che viene proposta al nostro sistema portuale e logistico. Per assenza di punti di approvvigionamento di Gnl nei nostri porti, il nostro Paese è decisamente rimasto indietro rispetto al Nord Europa nell'offerta infrastrutturale dei depositi per lo stoccaggio e rifornimento.
Per non perdere ulteriormente terreno, anche in relazione a paesi che si affacciano sul Mediterraneo come la Spagna (pensiamo ad esempio al porto di Barcellona), occorre pianificare investimenti mirati, in grado di soddisfare l'intero territorio nazionale, concordati tra i ministeri competenti ed evitando il

proliferare di depositi, condividendo queste scelte con il mondo armatoriale e gli operatori del settore.
Tra qualche anno se non avremo sistemi di rifornimento di Gnl potremmo rischiare di non essere in grado di attrarre i traffici delle navi e dei Paesi che stanno investendo sempre più in tecnologia Gnl. In particolare, occorre divenire rapidamente competitivi in relazione a questa soluzione tecnologica per servire, tra gli altri, il settore crocieristico e quello dei traghetti, segmenti dello shipping nei quali il Gnl appare un'opzione interessante anche da un punto di vista gestionale e economico-finanziario.
Per il sistema portuale nazionale e logistico c'è la necessità quindi da un lato di incrementare i traffici e dall'altro di abbattere i livelli di inquinamento e di impatto ambientale sui centri abitati, in cui i porti italiani si inseriscono. Il ricorso allo sviluppo di tecnologie alternative e di sistemi di approvvigionamento sicuri e ambientalmente sostenibili è quindi una richiesta del mercato e del rapporto porto-città, con il quale gli operatori si confrontano nel quotidiano.
In tale ottica gli investimenti sulle infrastrutture dovranno essere strategici e mirati su infrastrutture necessarie per il fabbisogno nazionale, con un piano che tenga in considerazione il ciclo di vita della flotta armatoriale attualmente in esercizio nonché l'evoluzione del sistema navale e logistico integrato, ferrovia e gomma.
Proprio il trasporto merci su gomma e quindi il mondo dell'autotrasporto si inseriscono a pieno titolo nella filiera potenzialmente interessata dal Gnl.
Come Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, attraverso il tavolo dell'autotrasporto merci, abbiamo stanziato 25 milioni di euro a sostegno del settore per investimenti sul rinnovo parco mezzi, con l'obiettivo di rendere le nostre aziende del settore competitive sul mercato e conformi alle normative europee, anche in termini di impatto ambientale.

PREFAZIONE

Massimo Marciani *Presidente del Freight Leaders Council*

Questo Quaderno sull'utilizzo del GNL nelle varie modalità di trasporto è stato pensato in seno al Freight Leaders Council in virtù del ruolo che la nostra associazione svolge da 28 anni, ovvero quello di focalizzare, studiare e spiegare i nuovi trend; anticipare dunque il futuro e dare gli strumenti a imprenditori, decisori istituzionali, politici, amministratori, per fare la scelta giusta in un settore sempre più complesso come quello della logistica, centro strategico per l'industria e il made in Italy.

L'idea è stata portata avanti, anche grazie alla preziosa collaborazione con realtà che svolgono un ruolo primario nel settore dei carburanti. Mi riferisco a ConferenzaGNL che ha il merito di aver intuito e divulgato la grande opportunità dell'uso del GNL nei trasporti, ma anche quello di aver formato un Comitato Scientifico qualificato, orientato allo studio dell'evoluzione di questo carburante in Italia e in Europa. Altri compagni di strada insostituibili sono stati tutti i membri del gruppo di lavoro che hanno lavorato a questo Quaderno e che voglio ringraziare ancora una volta.
Questo Quaderno si è reso, dunque, necessario per chiarire che ruolo può avere il GNL nei trasporti. Attualmente, il consumo di energia nel settore dei trasporti in tutto il mondo dipende per il 92,8% da combustibili fossili. Questa dipendenza, tra gli altri problemi, produce alti livelli di emissioni nocive, il che rende necessario aumentare l'uso di fonti alternative meno inquinanti e più economiche come il gas naturale. La tecnologia del gas naturale per il trasporto è una soluzione di mercato matura ed è largamente utilizzata nella sua versione compressa (CNG) nei veicoli leggeri urbani. Tuttavia, il metano non è così performante per l'uso extraurbano, principalmente per il limitato volume di stoccaggio e le difficoltà per l'apertura delle stazioni di rifornimento.
Per superare questa problematica possiamo fare affidamento su veicoli alimentati a GNL che, con le stesse

dimensioni del serbatoio del carburante di un veicolo a metano, può viaggiare oltre il doppio dei chilometri rispetto al metano. Il GNL nei veicoli commerciali pesanti riduce le emissioni di gas serra per chilometro fino al 15% ed elimina quasi completamente le emissioni di SOx e particolato, nonché il rumore nei centri urbani, rispetto ai veicoli ad alimentazione convenzionale. Un ulteriore vantaggio è rappresentato dai risparmi sui costi operativi che consentono di fatto un recupero dell'investimento entro i 3 anni. Di questo si è accorta l'Europa. Infatti, l'UE ha promosso e sta promuovendo la costruzione di stazioni multi-energy nel programma TEN-T a cui sta affiancando progetti come i cosiddetti "LNG blue corridors" al fine di creare un network stradale con stazioni di GNL ogni 400 km. Pertanto, il GNL per il trasporto di merci su strada non è più una promessa ma è di fatto un'alternativa reale ed immediatamente utilizzabile per sostituire i carburanti tradizionali nel breve e medio periodo, con un occhio all'alternativa bio, ancora più performante e sostenibile. Che cosa manca allora? Manca un'indicazione seria e univoca da parte della politica. Un'indicazione di volontà che dia certezza sui rifornimenti e sul prezzo di questo carburante e che incentivi il rinnovo dei mezzi pesanti, oggi obsoleti, privi di tecnologie sicure e inquinanti. Come Freight Leaders Council abbiamo quindi la speranza che questo Quaderno sia una ulteriore spinta verso una politica di sostegno all'uso del GNL.

Infine, due parole per dire quello che questo Quaderno non vuole essere. Come vedrete il testo è stato deliberatamente epurato da tutte le informazioni di tipo commerciale che potessero, in modo non evidente, indirizzare la scelta del lettore su questa o su quella soluzione tecnologica. Lo scopo del quaderno è quello di promuovere l'uso del GNL nel suo insieme, indipendentemente dai produttori che legittimamente si fanno e si faranno la concorrenza nel settore. Il Quaderno, quindi, non vuole in alcun modo seguire logiche commerciali che non sono e non sono mai state alla base delle scelte della nostra associazione.

INTRODUZIONE

Il Freight Leaders Council ha presentato a metà del 2016 il Quaderno 25 su "La sostenibilità nel trasporto merci e nella logistica".
Il Quaderno è stato pensato dalla nostra Associazione come un manuale che ha elencato le misure per ridurre l'impronta ecologica del trasporto. Tra l'altro, abbiamo analizzato le diverse scelte di combustibili. Una delle possibilità individuate era lo sviluppo e la diffusione del Gas Naturale Liquido (GNL) per il trasporto merci su strada. Questo per due motivi principali:

1. *Si tratta di un carburante in grado di ridurre fino al 15% le emissioni di CO_2, fino al 55% gli NOx e fino al 95% il PM10 rispetto alle emissioni di un motore a gasolio Euro VI;*
2. *I motori a GNL sono tecnologicamente pronti per la trazione a bio-metano, in grado di ridurre con esso le emissioni di CO_2 fino al 90%.*

Al momento di mandare in stampa il lavoro del 2016 esisteva ancora un solo impianto di rifornimento per camion attivo in Italia nei pressi di Piacenza: il Freight Leaders Council raccomandava allora di accelerare lo sviluppo di una rete distributiva sufficiente per un utilizzo intensivo di mezzi a GNL su tutto il territorio nazionale.

Il successo del GNL è stato grande e caratterizzato da passi da gigante: quello che nel giugno del 2016 sembrava utopico, si è rapidamente realizzato. Oggi, mentre mandiamo in stampa il Quaderno 28, a meno di tre anni di distanza, contiamo oltre 40 stazioni di servizio, fonte di rifornimento per quasi 2000 camion alimentati a gas naturale liquido. Inoltre, vediamo nitidamente le enormi prospettive di sviluppo del GNL per la propulsione e la gestione delle navi, mentre altri segnali, seppure timidi, arrivano dal settore ferroviario e cantieristico.
Questo sviluppo e le raccomandazioni del Freight Leaders Council non devono però alimentare un potenziale equivoco. Il GNL è sicuramente un'ottima soluzione per il trasporto commerciale a lunga distanza, rappresentando l'unica alternativa al diesel tecnologicamente matura e commercialmente disponibile. Tale soluzione tecnologica assume una rilevanza ancor più strategica per il trasporto merci e la logistica su strada se si considerano gli enormi margini di crescita dell'uso di combustibili rinnovabili come il bio metano, naturalmente anche in forma liquefatta (bio-GNL), che fa veramente la differenza in termini di emissioni di CO_2.

In una prospettiva di medio-lungo termine, il trasporto pesante potrà comunque avvalersi di un mix più ampio di soluzioni: la maturazione delle propulsioni modulari fuel-cell, l'ottimizzazione dei sistemi di motorizzazione ibrida (ad esempio, elettrico-GNL), la realizzazione di linee E-Highway sulle autostrade per automezzi commerciali dotati di pantografo (ad esempio, il progetto sulla BREBEMI), la diffusione dell'alimentazione HVO (Hydrogenated Vegetable Oil) per i veicoli commerciali, ossia il combustibile di origine vegetale che riduce le emissioni di CO_2 utilizzabile sui motori diesel esistenti. Nel frattempo, stanno emergendo enormi progressi nell'aerodinamicità dei mezzi. Anche i pneumatici stanno rapidamente migliorando. E così via come ben spiegato nel Quaderno 25.
Questo Quaderno 28 è dunque interamente dedicato al GNL, perché lo sviluppo così rapido di questa alimentazione va in una direzione strategica a favore della decarbonizzazione e dell'abbattimento delle emissioni degli inquinanti da parte dell'autotrasporto, presentando elementi interessanti per un possibile sviluppo di questa tecnologia anche per il trasporto pubblico dei passeggeri di lunga percorrenza.
Troverete nel testo tutto il necessario per conoscere l'uso del GNL per i trasporti, la normativa, lo stato dell'arte delle utilizzazioni ad oggi, fino a progetti futuristici come i razzi alimentati a GNL. Infine, è bene non dimenticare che la decarbonizzazione del Paese, per poter raggiungere i target fissati dall'Unione Europea, ha bisogno di azioni in direzioni diverse. Come dicono gli inglesi one solution does not fit all.

Antonio Malvestio

(FLC) Coordinatore del comitato editoriale

1

COS'È IL GNL

1 DAL GAS NATURALE AL GNL 15
1.1 Cosa è il gas naturale 15
1.2 Storia del gas naturale 16
1.3 Usi tradizionali del gas naturale 17
1.4 Quantità 18
1.5 Mercati 18
2 LA DIFFUSIONE DEL GNL 22
2.1 Storia, liquefattori, metaniere, rigassificatori 24
2.2 Mercato del GNL 26
3 GLI USI DIRETTI DEL GNL 27
3.1 Lo sviluppo internazionale 27
3.2 La logistica del GNL di piccola taglia 27
4 DISTRIBUZIONE DEL GNL 30
4.1 Prospettive Europee 30
4.2 La strategia europea sul GNL 31
4.3 La strategia nazionale italiana 32
4.4 Sviluppo infrastrutturale in Italia 39
4.5 Trasporto Marittimo 35
4.6 Trasporto terrestre pesante 39
4.7 Intermodalità marittimo-terrestre: il caso Arborea 42
4.8 Il trasporto stradale leggero 42
4.9 Il trasporto pubblico 42
4.10 Utenze industriali isolate 43
4.11 Alimentazione reti locali 43
4.12 La metanizzazione della Sardegna 44

COS'È IL GNL

1. DAL GAS NATURALE AL GNL

1.1 Cosa è il gas naturale

Il gas naturale è una miscela composta in prevalenza da metano e in misura minore da numerosi altri gas tra i quali etano, propano, butani, pentani, esani, anidride carbonica, azoto, elio, idrogeno solforato. La sua composizione chimica varia a seconda dei giacimenti e dalle aree geografiche da cui viene estratto.
In natura si trova in giacimenti allo stato fossile, derivati dalla trasformazione in milioni di anni di sostanza organica, o insieme al petrolio o al carbone. Il gas naturale viene anche prodotto dai processi di decomposizione più rapidi, nelle paludi, nelle discariche di rifiuti e durante la digestione degli animali: si tratta quindi di un combustibile di facile reperibilità, soprattutto in Italia.
Il metano, componente principale del gas naturale è inodore e incolore. È infiammabile se miscelato con aria in modeste concentrazioni (tra il 5% e il 15%). L'aggiunta di sostanze odorizzanti non tossiche si è resa necessaria per individuare eventuali fughe o perdite; da qui l'odore distintivo che lo caratterizza.

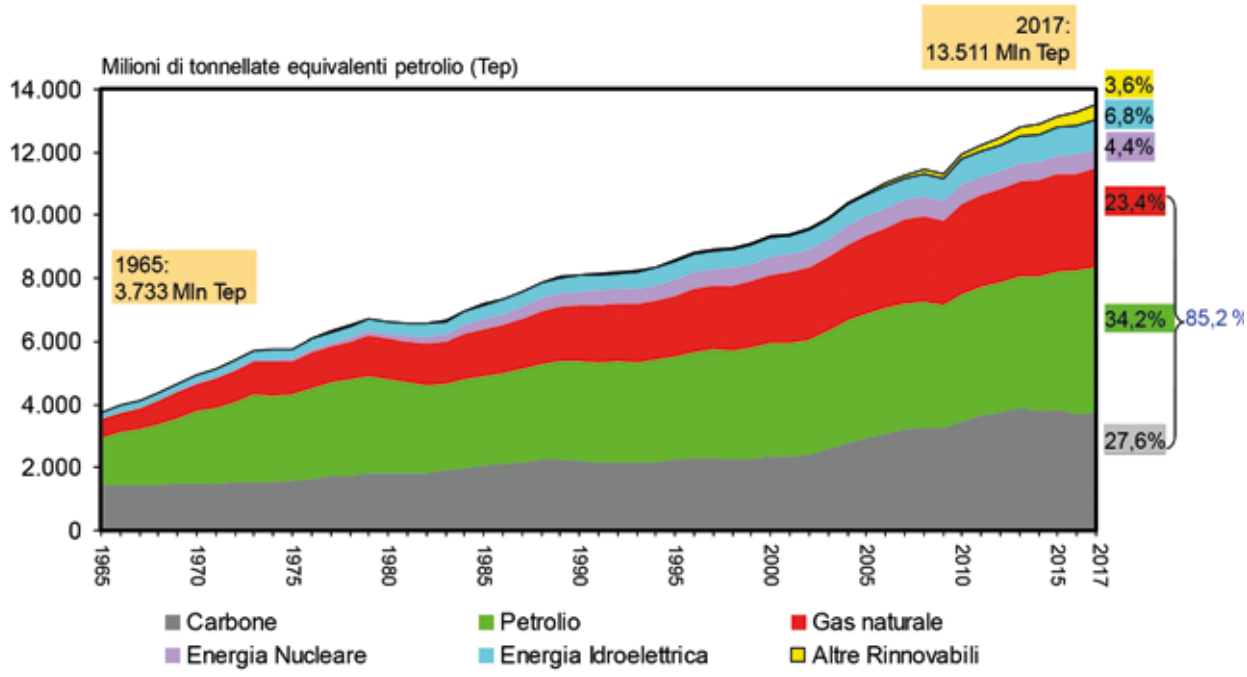
Nei giacimenti si trova in una miscela che presenta quantità variabili di petrolio e acqua, che vengono poi separati dal gas anche per evitare danni nella fase di trasporto, come ad esempio la formazione di idrati che ne ostacolerebbero il flusso nei gasdotti.
Anche le quantità di zolfo, molto ridotte, e di anidride carbonica (CO_2) presenti vengono ulteriormente ridotte, utilizzando tecniche di purificazione variabili in funzione delle caratteristiche specifiche del gas naturale estratto.
Queste tecniche di depurazione rendono il gas naturale commerciabile, perché deve essere garantita all'acquirente una resa calorica media stabile.
Al contrario di come avviene per il petrolio, trasportato prevalentemente via nave, il trasporto del gas naturale prevede la sua immissione in gasdotti di dimensione adeguata a raggiungere i clienti, anche a distanza di migliaia di chilometri. Per le lunghissime distanze anche il trasporto del gas naturale avviene via nave, previo il passaggio dallo stato gassoso a quello liquido (gas naturale liquefatto: GNL).
Il costo del trasporto del gas naturale incide per circa l'80 % sul costo finale del gas, mentre il restante 20 % comprende gli altri costi, anche quelli di estrazione.
La realizzazione delle infrastrutture per

il trasporto del gas naturale, tra le quali gasdotti, stazioni di pompaggio, impianti di liquefazione e rigassificatori, presenta costi considerevoli.
Nel linguaggio comune si tende ad usare la parola metano come sinonimo di gas naturale, anche se esso ne costituisce solo una parte, seppur preponderante. Analogamente si tende ad usare il termine metanodotto come sinonimo di gasdotto.

1.2 Storia del gas naturale

Le prime notizie sull'impiego del gas naturale risalgono al III secolo D.C. in Cina, mentre nell'industria moderna i primi utilizzi avvengono nel 1820, con la perforazione di un pozzo presso la città di New York. Nel 1925 viene realizzato il primo gasdotto saldato in acciaio (dalla Louisiana trasportava il gas in Texas), avviando la sua commercializzazione su larga scala. Se negli Stati Uniti il commercio del gas naturale si sviluppa durante la Seconda guerra mondiale, con stabilimenti in Texas, Louisiana e Oklahoma e giacimenti nel Golfo del Messico, in Europa questa fonte primaria di energia inizia a diffondersi negli anni Cinquanta e vede il proprio utilizzo aumentare significativamente dopo lo shock petrolifero del 1973.
Alla base del crescente utilizzo del gas ci sono numerosi fattori, sia dal lato dell'offerta, sai dal lato della domanda. L'ampia disponibilità venutasi a creare in Europa, in Algeria ed in Estremo Oriente subito

1 *Consumi globali di energia per fonti*



(Fonte WEC Italia su dati BP Statistical Review of World Energy)

dopo il primo shock petrolifero, ha significativamente influenzato le decisioni energetiche di vari paesi.
In Europa infatti, il contributo del gas olandese, la sempre maggiore disponibilità del gas russo grazie a importanti gasdotti, e l'apporto dei giacimenti Algerini, del Mare del Nord e della Norvegia, ha consentito una diversificazione del mix energetico impensabile sino agli anni Settanta.
Al vantaggio derivante dalla diversificazione delle fonti di energia si è aggiunta con il passare del tempo la crescente attenzione verso i problemi ambientali, che ha fatto sì che il gas naturale, combustibile fossile più "pulito" rispetto al petrolio e al carbone, fosse oggetto di una più ampia accettazione sociale.
Questa convinzione, unita alla grande versatilità ed efficienza negli utilizzi mostrata dal gas naturale nel corso degli anni, ha favorito lo sviluppo della domanda, prima su scala locale e poi su scala globale.
Il consumo di gas naturale è oggi principalmente concentrato in Europa e Nord America, grazie a reti di distribuzione urbane costruite agli inizi del secolo scorso, quando il carbone veniva trasformato in gas. Più di recente si è diffuso in Cina, dove si trasporta soprattutto come GNL, piuttosto che con i gasdotti.

1.3 Usi tradizionali del gas naturale

Gli usi più diffusi e tradizionali del gas naturale, dopo l'iniziale illuminazione stradale nell'800, riguarda la distribuzione nelle città, per usi civili domestici come l'alimentazione e la produzione di acqua calda, la fornitura di energia alle industrie e infine la produzione di elettricità.
Considerati i suoi benefici economici e soprattutto ambientali, il gas naturale è sempre più il combustibile fossile preferito per la produzione di elettricità a livello mondiale, al contrario di quanto avveniva negli anni Settanta e Ottanta, quando la produzione elettrica era basata principalmente sull'utilizzo del carbone, del nucleare e del petrolio, come nel nostro Paese.
Il gas naturale può essere utilizzato come combustibile nelle centrali elettriche dove il vapore ad alta pressione aziona una turbina che a sua volta mette in moto un alternatore che genera elettricità.
Tali centrali hanno un rendimento pari a circa il 40%, ovvero il 40% dell'energia contenuta nel combustibile viene trasformato in elettricità; il restante 60% viene perso nelle conversioni di energia da chimica a termica, a meccanica, a elettrica.
Il gas naturale può essere utilizzato anche nelle centrali elettriche a turbogas.
Queste sono centrali termoelettriche in cui si sfrutta direttamente l'energia prodotta dalla combustione del metano e funzionano senza la necessità né di una caldaia per trasformare l'acqua in vapore, né di un condensatore per ritrasformare il vapore in acqua.
Una miscela di aria e gas ad alta temperatura viene immessa in una turbina dove l'espansione dei gas combusti aziona le pale del rotore generando elettricità. Questi impianti presentano significativi vantaggi principalmente in termini di ridotti costi per la realizzazione dell'impianto e rapidità di avviamento.
Infine, i sistemi a ciclo combinato e quelli di cogenerazione sono le tecnologie più efficienti per produrre l'elettricità da gas naturale. Entrambi riutilizzano il calore

che nei sistemi descritti precedentemente viene disperso, facendo così aumentare il rendimento fino al 56% e ci si avvicina al 60%. Le centrali a ciclo combinato inoltre hanno minori costi di costruzione e manutenzione, e hanno un'affidabilità di funzionamento maggiore rispetto a quelle alimentate con gli altri combustibili fossili.
Tra gli utilizzi del gas naturale, un ruolo di primo piano spetta alla cogenerazione, ovvero la produzione combinata di energia elettrica e calore. La cogenerazione è l'utilizzo combinato di un'energia primaria, come il gas naturale, per produrre sia calore che elettricità.
Anche il settore industriale fa ricorso al gas naturale per soddisfare il proprio fabbisogno energetico. Quindi, non solo per scaldare o rinfrescare gli ambienti, ma anche per rendere più efficienti, economici ed ecologici i processi di produzione.
L'uso più comune del gas naturale è infine quello residenziale (cucine a gas, riscaldamento, acqua calda), in quanto non soltanto è, come già detto, il più pulito tra tutti i combustibili fossili, ma anche quello più conveniente grazie a costi di gestione delle apparecchiature significativamente più bassi.

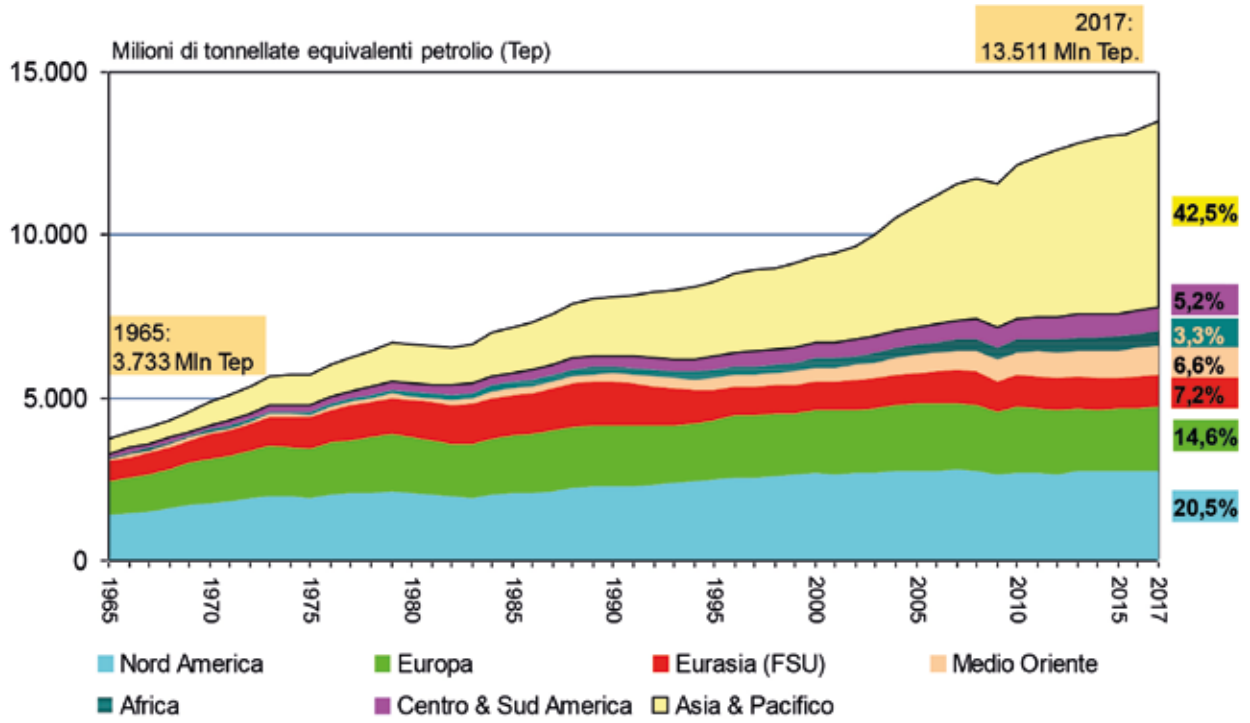
1.4 Quantità

Il gas naturale è una fonte energetica abbondante: le riserve fanno prevedere che il fabbisogno mondiale di energia a lungo termine sarà ampiamente soddisfatto dalle disponibilità produttive. Le riserve provate ammontano a circa 220.000 miliardi di metri cubi e le risorse recuperabili a 800.000 miliardi di metri cubi.
Quantità potenzialmente in grado di coprire per oltre 200 anni un livello di consumo pari a quello attuale. Eccetto l'Europa, in tutte le maggiori regioni del mondo la produzione di gas è prevista in aumento: Stati Uniti e Australia contribuiranno ai due terzi della produzione incrementale da qui al 2020, ma successivamente l'aumento dell'offerta sarà il frutto della crescita di altri Paesi e di un più ampio numero di produttori. Nel lungo termine il Medio Oriente conterà per il 24% dell'aumento della produzione mondiale e la Cina (13% della crescita) diventerà un player di primo piano nel mercato globale del gas.
Sarà tuttavia l'emergere di nuovi Paesi produttori che contribuirà a caratterizzare lo scenario mondiale di mercato, con l'East Africa che diventerà una nuova importante area di estrazione.
Mozambico e Tanzania, in particolare, utilizzando le loro risorse offshore, si aggiungeranno ai produttori storici (quali Qatar, Nigeria, Algeria, Angola ed Egitto) con quest'ultimo paese che aumenterà la produzione grazie allo sviluppo del giacimento di Zohr, tra le più recenti grandi scoperte. Il gas estratto in Africa sarà utilizzato sia per coprire la crescente domanda interna che per essere esportato, per la maggior parte liquefatto. Questa modalità di trasporto guiderà negli anni a venire l'incremento del commercio globale di gas.

1.5 Mercati

Il mercato internazionale del gas naturale continua a far segnare tassi di crescita significativi con una domanda in aumento di 119 miliardi di metri cubi (mld mc) nel 2017, una crescita superiore del 67% rispetto alla media del periodo 2000-2016

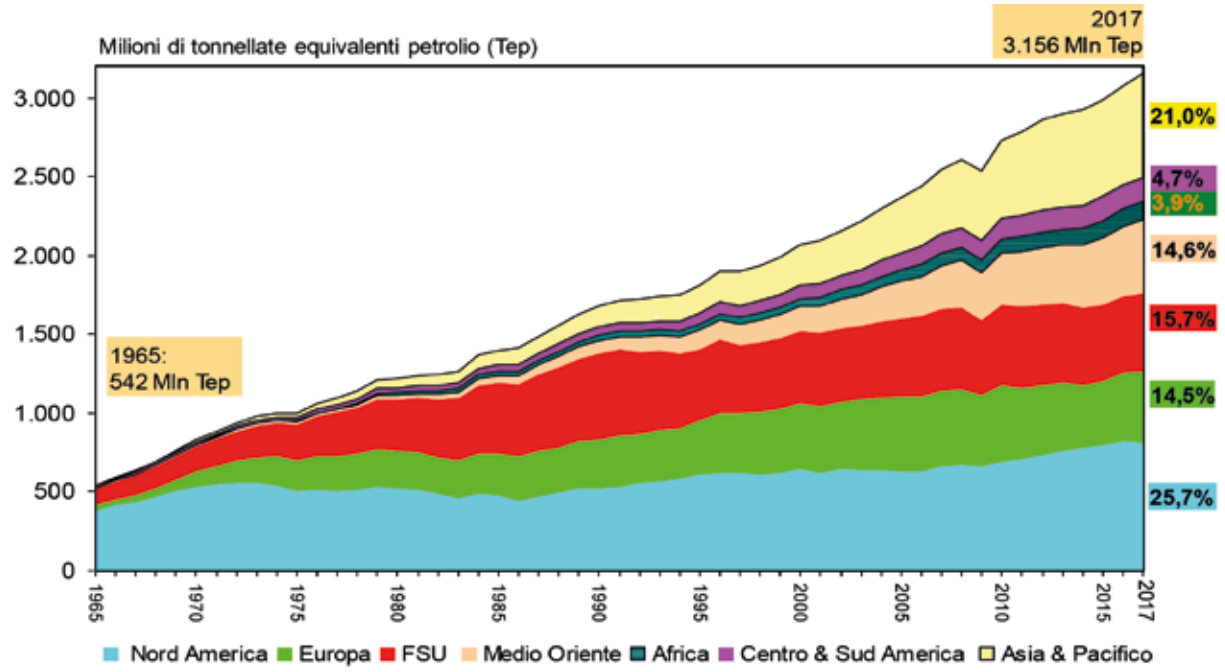
2 *Consumi energia per aree geografiche*



(Fonte WEC Italia su dati BP Statistical Review of World Energy)

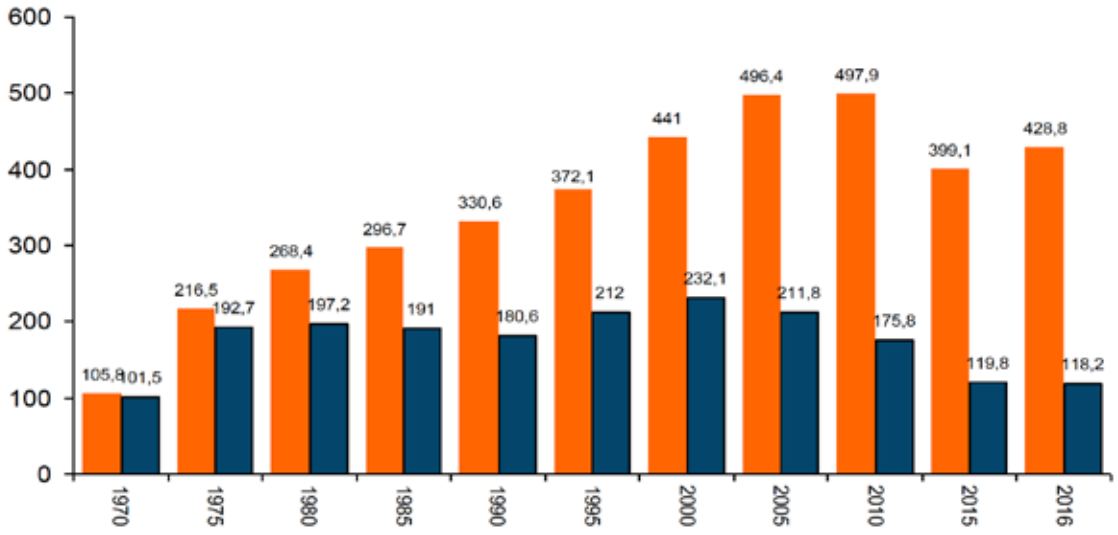
(circa 71 mld mc).
Grazie ad approvvigionamenti relativamente abbondanti e al basso costo, nel 2017 l'incremento mondiale dei consumi di gas naturale (3%) è risultato nel complesso superiore a quello della domanda energetica (2,1%) e quasi doppio rispetto a quello della domanda di petrolio (1,6%).
Come accennato, il trasporto del metano - termine usato come sinonimo di gas naturale, di cui è il componente maggiore - su grandi distanze è iniziato nel 1958 con l'importazione di gas naturale canadese negli Stati Uniti. Il metano può essere trasportato allo stato gassoso per mezzo di gasdotti, oppure con navi metaniere sulle quali viene caricato allo stato liquido.
A causa dei vincoli imposti dalla tecnologia dei gasdotti offshore, i trasporti di gas via mare avvenivano, negli anni 60 e 70 del secolo scorso, soprattutto sotto forma di GNL. Le prime esportazioni di gas dall'Africa del Nord verso la Francia, l'Italia e la Spagna avvennero in questo modo, dato che all'epoca non esisteva la tecnologia necessaria per costruire gasdotti nelle acque profonde del Mediterraneo.
Tuttavia, quando ciò è divenuto possibile, nel 1981, con la posa del gasdotto Transmed, che collega l'Algeria all'Italia attraverso la Tunisia, nel commercio marittimo il trasporto di gas naturale via gasdotto su medie distanze è diventato competitivo con quello del GNL, che resta insostituibile sulle distanze più lunghe.

3 *Consumi mondiali di gas naturale*



(Fonte WEC Italia su dati BP Statistical Review of World Energy)

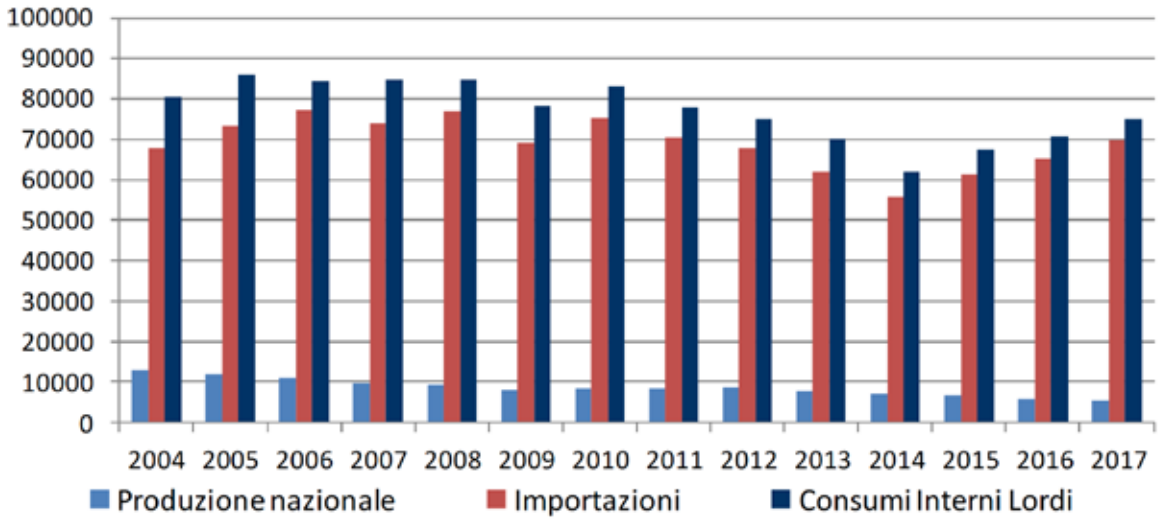
4 *Evoluzione storica della domanda e produzione di gas naturale nella Ue*



(Fonte WEC Italia su dati MISE, Osservatorio Statistico Energetico)

Dopo l'inaugurazione del primo sistema transmediterraneo, le espansioni del commercio dall'Algeria all'Italia, alla Spagna e al Portogallo sono state tutte via gasdotto.
Il processo di estrazione del gas naturale dai giacimenti, la sua liquefazione per il trasporto su navi e la rigassificazione, costituiscono la cosiddetta catena del GNL.
I gasdotti internazionali e gli impianti di ricezione de GNL sono i punti di ingresso in una rete nazionale. Ad essa confluiscono, nella maggior parte dei paesi, anche i volumi di gas prodotti localmente ed i prelievi effettuati, quando serve, dai sistemi di stoccaggio.
La rete di trasporto è un sistema complesso che, oltre ai metanodotti, comprende centrali di compressione, impianti di regolazione, misura, correzione della qualità del gas e centri di controllo, supervisione e governo di tutto il sistema.
In Italia la Rete Nazionale (RN) è costituita da circa 8800 km di gasdotti principali ed una Rete Regionale (RG) di circa 23600 km di lunghezza. La RN ha le condotte di diametro maggiore (fino a più di un metro) ed opera ad una pressione che raggiunge i 74 bar. Sono 11 le principali stazioni di compressione.
La geografia dell'Italia ha portato ad un notevole sviluppo e specializzazione industriale nella progettazione, costruzione e posa dei gasdotti. La realizzazione del primo grande gasdotto che dalla Siberia porta il gas russo fino agli stoccaggi della Valle Padania e la posa sottomarina del Gasdotto Transmed stabilirono dei record mondiali per l'epoca.
La funzione del sistema nazionale di gasdotti è di trasferire rilevanti quantità di gas dai punti di ingresso alle macroaree

5 *Il Gas naturale in Italia*



(Fonte WEC Italia su dati MISE, Osservatorio Statistico Energetico)

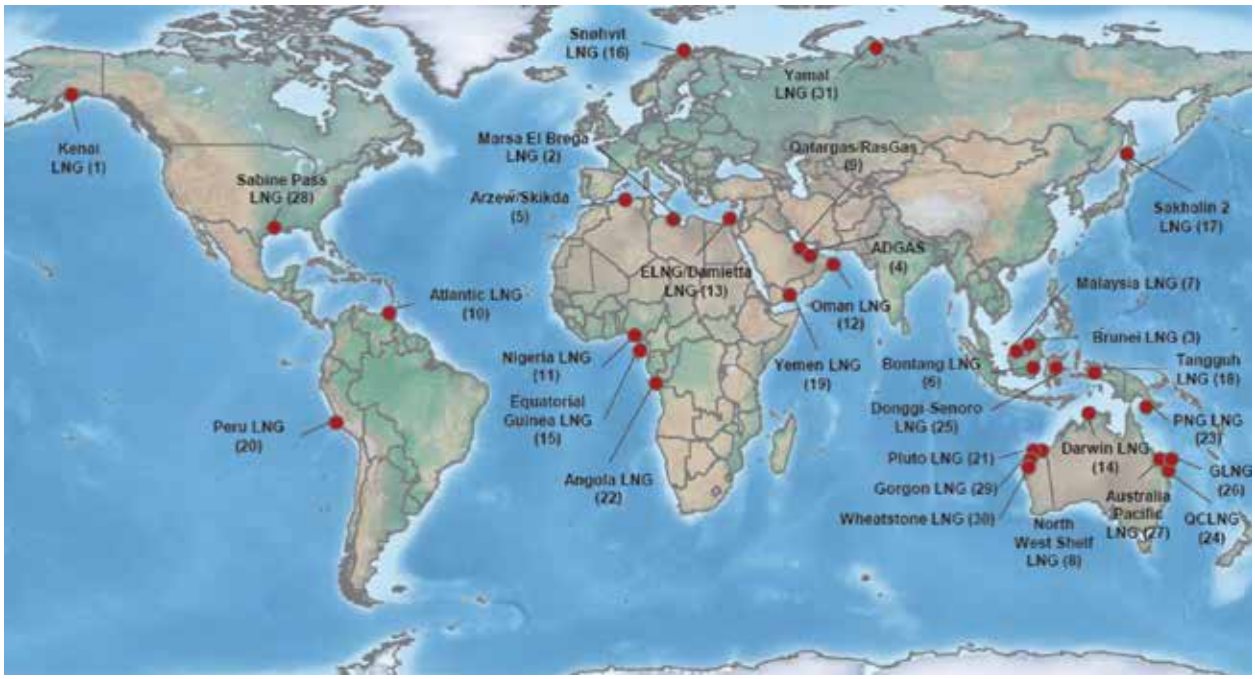
di consumo o, stagionalmente, agli stoccaggi. Dai punti di consegna partono poi i gasdotti delle reti regionali, di minore diametro e operati a pressioni sempre più basse, fino ad arrivare al sistema di distribuzione capillare al consumatore domestico.

2. LA DIFFUSIONE DEL GNL

A livello mondiale quasi il 30% del gas naturale viene trasportato in forma liquida, sfruttando la proprietà insita nella liquefazione del gas naturale quando viene portato con sistemi di compressione alla temperatura di -161 gradi centigradi, che permette di ridurre di oltre 600 volte (a pressione atmosferica) il volume, con considerevoli vantaggi in termini di ingombro e trasportabilità.
Una metaniera trasporta mediamente 130.000 metri cubi di metano liquefatto, che corrispondono a 78 milioni di metri cubi allo stato gassoso, anche se la tendenza è per metaniere sempre più grandi.
I costi di trasporto del gas naturale, che richiede diversi trasbordi, vanno sempre comparati con il costo di un analogo trasporto con gasdotto. Nel caso di trasporti oceanici il GNL non ha alternative.
Il primo trasbordo consiste nel trasporto dal giacimento alla costa con un metanodotto fino ad un impianto di liquefazione dal quale viene caricato su una metaniera, dotata di serbatoi isolati termicamente e di sofisticati sistemi di sicurezza e protezione ambientale per evitare fughe involontarie del gas.
Arrivato a destinazione il GNL viene scaricato nel terminale di importazione, o rigassificatore (che può essere a terra o in mare), dove viene riscaldato e riportato allo stato gassoso e immesso, dopo aver raggiunto un adeguato livello di pressione, nella rete dei metanodotti.
Il gas naturale destinato alla liquefazione viene purificato dai gas acidi e dagli idrocarburi pesanti citati ad inizio capitolo. La loro presenza va ridotta il più possibile, così come quella, tra gli altri, anche di acqua, mercurio e zolfo anche per ragioni tecniche, come i rischi di corrosione delle infrastrutture durante il raffreddamento.
Il processo di purificazione di tutti gli elementi diversi dal metano è facilitato dal fatto che quest'ultimo è l'ultimo a liquefarsi e quindi tutte le altre sostanze escono prima dal processo di liquefazione. La CO_2 estratta può essere riutilizzata per altri usi, come quelli alimentari.
Molteplici ragioni – tecnologiche, politiche, economiche, ambientali – hanno concorso nel tempo allo sviluppo del GNL che si pone ora in concorrenza anche con il trasporto via gasdotto sulle medie distanze.
Il suo vantaggio più evidente è la possibilità di ridurre l'importanza della variabile geografica nel commercio internazionale del gas, ovviando alle rigidità cui obbliga il ricorso a gasdotti che collegano univocamente fonte di produzione con il punto di consumo.
Il trasporto via mare su lunga distanza – analogamente a quello del petrolio – ha contribuito all'emancipazione del gas da confini prettamente regionali, consentendo una graduale globalizzazione del mercato con una forte accelerazione nell'ultimo decennio.
Di ciò hanno beneficiato, in primo luogo, consumatori e produttori che hanno una

posizione geografica sfavorevole e non dispongono di significative risorse proprie. Come il Giappone: paese insulare, lontano dai paesi produttori, che non a caso ne è oggi tra i principali consumatori e la Corea del Sud, una penisola ma senza possibilità di approvvigionamento via terra.
Su fronte opposto, il Qatar principale produttore mondiale, è un paese relativamente povero di petrolio ma ricco di gas, distante dai maggiori bacini di consumo. Le esportazioni del Qatar si sono quindi orientate verso l'Europa e verso l'Asia del Pacifico.
Tuttavia, a beneficiare dello sviluppo del GNL sono stati anche quei paesi che hanno puntato ad accrescere la loro sicurezza energetica ampliando e diversificando le proprie fonti d'importazione. Per quest'aspetto l'esempio più interessante è la Spagna, che introducendo negli anni '90 un limite alle importazioni via gasdotto ha favorito lo sviluppo dei rigassificatori, settore che la vede oggi leader europeo.
Più in generale molti Paesi europei, nonostante la prossimità geografica a importanti aree di esportazione – come Russia e Nord Africa (Algeria e Libia) - hanno fatto graduale ricorso al GNL man mano che l'ingresso di nuovi produttori ha favorito un mercato più aperto e concorrenziale.
Il trasporto tramite gasdotto ha un costo sostanzialmente proporzionale alla distanza che lo rende impraticabile per distanze superiori a 2.000-3.000 km. Importante anche la capacità di consumo dei Paesi che sono attraversati dai gasdotti ed i cui acquisti contribuiscono alla loro sostenibilità economica, come

6 *Consumi mondiali di gas naturale*



7 *Consumi mondiali di gas naturale*

nel caso del gasdotto Azerbaigian – Italia (Trans Adriatic Pipeline, TAP nella tratta tra Albania e Puglia) che attraversa anche Georgia, Turchia e Grecia con possibilità di rifornire anche la Bulgaria. La lunghezza complessiva di questo gasdotto è di 3.500 km.
Viceversa, su tratte senza consumi intermedi, il GNL risulta indicativamente più economico oltre i 5.500-6.000 km.

2.1 Storia, liquefattori, metaniere, rigassificatori

Le origini della tecnologia di liquefazione su base industriale del gas naturale risalgono agli anni Venti del secolo scorso, quando si svilupparono le prime tecniche di liquefazione dell'aria.

La prima applicazione di GNL si ebbe all'inizio degli anni Trenta allorché, per scopi militari, veniva recuperato elio da correnti di gas naturale. Il processo si basava sulla liquefazione degli idrocarburi lasciando l'elio in fase gassosa; dopo l'estrazione dell'elio il GNL veniva vaporizzato e venduto come gas combustibile.
Intorno agli anni Quaranta furono costruiti negli USA i primi impianti "peaksaving" il cui scopo era di produrre e stoccare GNL nei periodi di scarsa domanda di gas combustibile (tipicamente in estate) per poi rigassificarlo e reimmetterlo in rete nei periodi di massimo consumo.
All'inizio degli anni Sessanta cominciarono i primi significativi investimenti per impianti di GNL "baseload" cioè impianti di grossa capacità destinati alla liquefazione di gas naturale da esportare nei mercati di consumo.

L'impianto Camel di Arzew in Algeria, messo in marcia nel 1964, rappresenta il primo impianto di liquefazione del gas naturale baseload mai realizzato al mondo. La prima nave carica di GNL lasciò l'Algeria nell'ottobre 1964 per raggiungere il terminale di rigassificazione di Canvey Island in Gran Bretagna.
La liquefazione del Gas Naturale è realizzata in impianti costieri o offshore, ubicati nei paesi produttori. In generale un complesso di liquefazione è composto da una o più linee (treni) di uguale capacità, funzionanti in parallelo, ciascuna delle quali comprende le seguenti sezioni: trattamento (rimozione di anidride carbonica e acido solfidrico, disidratazione e rimozione mercurio), preraffreddamento, estrazione e frazionamento di eventuali componenti pesanti, liquefazione, stoccaggio del GNL.
Dal primo impianto per l'esportazione di GNL in Algeria, il numero di impianti di liquefazione a livello globale è cresciuto fino a raggiungere nel 2017 la capacità di liquefazione globale di circa 365 milioni di tonnellate per anno.
Le prime navi metaniere GNL commerciali, la Methane Princess e la Methane Progress, lasciarono l'Algeria dirette in Inghilterra e Francia nel 1964. Queste prime navi, equipaggiate con serbatoi indipendenti in alluminio Conch, avevano una capacità di 27 mila metri cubi e utilizzavano il GNL come carburante.
Delle circa 500 metaniere oceaniche di GNL attualmente in servizio, oltre 350 sono provviste di turbine a vapore capaci di bruciare olio o gas rigassificato. Le restanti sono dual fuel.
Alla fine del 2017, il portafoglio ordini comprendeva 120 navi, di cui 79 sono state consegnate durante il 2018. Nel corso del tempo le metaniere sono cresciute in termini di dimensioni. Le più grandi sono quelle della serie Q-max e raggiungono 345 metri di lunghezza, 53,8 metri di larghezza e 34,7 metri di altezza e hanno una capacità di 266 mila metri cubi.
L'impianto può essere offshore o onshore. Gli impianti off-shore possono essere costituiti da terminali galleggianti ancorati al fondo del mare (FSRU, Floating Storage Regasification Unit) e dotati di gasdotti flessibili fino alla costa, oppure da vere e proprie isole artificiali (GBS, Gravity Based Structure).
All'Italia vanno due primati mondiali: al largo di Livorno è stato installato il primo impianto FSRU e al largo di Porto Corsini il primo GBS, che però non ha avuto, almeno al momento, degli imitatori. Al contrario il rigassificatore OLT (offshore LNG Toscana) ha dato il via ad un nuovissimo filone logistico – industriale.
La soluzione del rigassificatore galleggiante, oltre a favorire il consenso sociale, considerata la sempre maggiore opposizione delle popolazioni locali ai grandi impianti energetici, è più economica della costruzione degli impianti a terra perché utilizza vecchie metaniere e può essere costruito in cantiere e poi trasportato sul sito di attività.
All'impianto italiano si sono rapidamente aggiunti altri rigassificatori galleggianti. Quando cambiassero le condizioni, un FSRU può essere spostato in altri Paesi e rivenduto. È il caso recentissimo dell'Egitto che grazie agli approvvigionamenti diretti di gas naturale del nuovo giacimento Zohr, potrà decidere di rinunciare ai due FSRU di cui si è dovuta dotare negli

anni più recenti per far fronte alla crescente domanda di gas del Paese.
Gli impianti onshore sono realizzati normalmente nelle vicinanze se non proprio presso strutture portuali, come nel caso di Barcellona, per poter usufruire del supporto tecnico e logistico per l'arrivo delle metaniere.
Nel 2017, la capacità di rigassificazione globale ha raggiunto 850 milioni di tonnellate per anno, distribuita in 40 paesi (con l'aggiunta di Malta, ultimo paese entrato nel club degli importatori); nello stesso anno sono stati inaugurati 5 nuovi rigassificatori, per un totale di 11,5 milioni di tonnellate per anno di capacità di rigassificazione.

2.2 Mercato del GNL

Nel 2017, il mercato globale del GNL ha raggiunto 293 milioni di tonnellate, segnando un aumento record di circa l'11% rispetto all'anno precedente e triplicando rispetto ai livelli del 2000, fino a rappresentare oggi circa un terzo del commercio internazionale di gas.
Nello stesso anno le importazioni di GNL sono cresciute di 29 milioni di tonnellate, il 30% in più rispetto alle previsioni, dopo che la Cina, come in molti altri settori energetici, ha superato la Corea del Sud divenendo il secondo importatore di GNL al mondo dopo il Giappone.
A livello regionale, Asia (+17 milioni di tonnellate) ed Europa (+10 milioni di tonnellate) si confermano i principali mercati del GNL con una dinamica delle importazioni crescente, che per l'Europa è stata doppia rispetto alle previsioni 2017.
Dal lato dell'offerta tra il 2000 e il 2017, il numero dei paesi produttori è passato da 12 a 19, mentre nello stesso periodo il numero dei paesi importatori si è quasi quadruplicato.
Australia, Stati Uniti ed Africa hanno guidato l'aumento delle esportazioni mondiali di GNL degli ultimi anni e il trend positivo delle decisioni finali di investimento prese in queste aree porterà al completamento di nuova capacità produttiva di GNL tra il 2017 e il 2020 per un totale di 120 milioni di tonnellate per anno.
Inoltre, in base agli scenari elaborati dalle principali organizzazioni internazionali, nei prossimi anni si prevede che l'offerta di GNL continui a crescere ad un tasso superiore a quello dell'offerta di gas naturale.
Mentre infatti per il gas naturale è previsto un tasso medio di crescita del 2% all'anno nel prossimo quindicennio (circa il doppio del tasso di crescita della domanda totale di energia), la domanda di GNL è destinata ad aumentare in media del 4% all'anno.
Significativo sottolineare l'evoluzione del mercato gas fatta segnare dagli Stati Uniti passati in poco tempo da importatore ad esportatore netto di gas. Era il 1958 quando per la prima volta il gas importato negli USA superava l'ammontare di quello esportato: nell'ottobre di quell'anno il Trans Canada pipeline era stato completato permettendo così l'arrivo del gas estratto nella parte occidentale del Canada.
Da allora la crescita delle importazioni, la

quasi totalità per l'appunto di provenienza canadese, può dirsi continua, fino a raggiungere il picco di oltre 125 miliardi di metri cubi nel 2007.
A partire dal 2008, però, il combinarsi di alcuni fattori ha permesso via via agli Stati Uniti di ridurre i volumi di gas provenienti dall'estero e poi, progressivamente, di aumentarne la quantità venduta oltre i propri confini nazionali fino a diventare, nel 2017, esportatori netti di gas.
Posizione che ha mantenuto nel 2018 e che dovrebbe mantenere anche nel 2019, stando alle stime del Dipartimento per l'Energia Americano (EIA DOE). Diverse le variabili che hanno reso possibile questa transizione:

1) una crescita esponenziale della produzione di gas interno, soprattutto di "shale gas", ovvero gas naturale prodotto da un particolare tipo di giacimento, di cui dal 2005 si sono scoperte grandi disponibilità;
2) una diminuzione delle importazioni dal Canada;
3) un aumento delle esportazioni sia via tubo, verso il Messico, che via nave, verso il resto del Mondo.

3. GLI USI DIRETTI DEL GNL

3.1 Lo sviluppo internazionale

Lo sviluppo della filiera del GNL di piccola taglia ("small scale LNG" in inglese) è dovuto ad una serie di fattori concomitanti.
Tra i principali lo sviluppo di nuovi grandi giacimenti a partire dal 2005, in particolare negli Stati Uniti, paese che da importatore è diventato in pochi anni esportatore, che hanno più che raddoppiato la disponibilità mondiale di gas naturale.
Il gas naturale, meno inquinante del petrolio, potrebbe già oggi sostituirlo in quasi tutti gli usi trasportistici, che rappresentano il 70% dei consumi mondiali, senza rischio di esaurimento dei giacimenti. Nello scorso secolo l'attività di ricerca riguardava il petrolio e quando si trovava il gas naturale era per caso. Adesso che lo si cerca, lo si sta trovando in abbondanza.
La considerazione che questa fonte, pur essendo fossile, inquina molto meno del petrolio, riducendo praticamente a zero le emissioni di zolfo e polveri sottili, mentre il suo uso riduce anche fino al 15% le emissioni climalteranti, la pongono come fonte principale nella transizione energetica verso forme di energia non fossili.
La crisi economica dal 2008 in poi, che ha ridotto significativamente i consumi di gas naturale per le industrie e la produzione di elettricità, ha spinto i Paesi dotati di impianti di liquefazione e rigassificazione a cercare altri usi per il metano sia compresso sia liquido.
Le navi metaniere fin dall'inizio, negli anni 60, hanno utilizzato lo stesso GNL per la loro alimentazione, mentre in molti Paesi – e particolarmente in Italia – si è sviluppato un significativo uso del gas naturale nelle automobili e nei mezzi commerciali di breve percorrenza.
Nel settore marittimo è stato naturale avviare le prime esperienze con i traghetti

che effettuando viaggi da punto a punto rendevano più facile l'approvvigionamento, in assenza di infrastrutture diffuse di rifornimento. La Viking Grace, capace di 2800 passeggeri, è stato il primo cruiseferry alimentabile con GNL entrato in servizio nel gennaio del 2013 nel Mar Baltico.
Negli stessi anni furono fatte le prime esperienze, sembra in Olanda, da parte di clienti dei mezzi commerciali a gas naturale, di adozione di piccoli serbatoi di GNL per aumentare l'autonomia dei mezzi. Queste esperienze avrebbero poi suggerito alle case costruttrici l'industrializzazione dei nuovi mezzi.
Vedi nel Capitolo 3, paragrafo 1, la situazione attuale della produzione di camion con propulsione a GNL.

3.2 La logistica del GNL di piccola taglia

Il principale e più conosciuto uso del GNL è quello legato all'attività di trasporto tramite navi metaniere, lungo le rotte marittime internazionali.
La catena logistica prevede il trasporto del GNL dagli impianti di liquefazione presso le aree estrattive, verso gli stoccaggi dei terminali di rigassificazione, in corrispondenza dei punti di accesso alle reti di metanodotti dove è utile e/o conveniente l'uso del gas naturale anche in assenza di propri giacimenti.
Ciò è consentito dal processo di liquefazione che riduce il volume del gas naturale in condizioni standard di circa 600 volte, trasformandolo in un liquido che deve essere mantenuto alla temperatura di circa 160 °C in contenitori criogenici.
Le opportunità offerte da questa filiera tecnologica sono utili anche nella fase a valle, tramite mezzi dotati anch'essi di serbatoi criogenici, ma di minori dimensioni, per il trasporto presso medi impianti di stoccaggio (depositi costieri o a terra) e successivamente verso i depositi finali al servizio degli usi diretti come combustibile liquido, o rigassificato sul posto di consumo.
Le attività e le infrastrutture necessarie per raggiungere i clienti finali possono essere viste anche come una rete virtuale, che consente il collegamento tra punti di stoccaggio del GNL e i terminali di carico per i mezzi di trasporto con diversi mezzi utilizzabili per il trasporto, quali autocisterne, navi di piccole e medie dimensioni, vagoni dotati di serbatoi criogenici o ISO container.
I punti di stoccaggio finali sono dotati di un impianto di gassificazione (scambio termico senza aggiunta di energia) e compressione che consente di disporre del gas naturale nelle modalità consuete per la fornitura di singole unità produttive, reti isolate di distribuzione locale o stazioni di rifornimento per autoveicoli alimentati a gas naturale compresso (Liquid Compressed Natural Gas, L-CNG).
Gli stoccaggi al servizio degli usi finali riforniscono direttamente di GNL mezzi di trasporto dotati di serbatoi criogenici che consentono l'alimentazione di motori a gas naturale, la cui tecnologia era già ben nota perché utilizzati fin dall'inizio nelle grandi metaniere e dagli anni Cinquanta

nelle automobili.
Ciò ha consentito di utilizzare il gas naturale come combustibile per mezzi di trasporto delle merci su grandi distanze: veicoli terrestri pesanti e navi alimentate con GNL.
Nel caso del rifornimento di navi e imbarcazioni alimentate a GNL presso depositi costieri, tale attività si configura come bunkeraggio (bunkering) o rifornimento per navigazione interna o internazionale, a seconda della tipologia di imbarcazione rifornita. Nel caso del rifornimento di mezzi per il trasporto terrestre pesante le stazioni devono dotarsi di appositi erogatori.
Gli sviluppi della filiera tecnologica del GNL permettono di allargare la gamma dei mezzi di trasporto che utilizzano il gas naturale come combustibile e quindi di usufruire dei benefici offerti dal punto di vista economico, energetico e ambientale.
La diffusione del GNL come carburante per i mezzi industriali che svolgono movimentazioni long haul (lungo raggio) richiede quindi lo sviluppo di specifiche dotazioni infrastrutturali, specificamente depositi costieri specializzati (hub portuali), impianti di liquefazione small-scale adatti anche alla produzione del Bio-GNL (vedi anche il capitolo 2.4.1) e reti nazionali di stazioni di erogazione di GNL lungo le direttrici europee TEN-T, come previsto dalla Direttiva 2014-94-Eu (DAFI).
In tal senso, il ruolo del decisore pubblico potrà essere determinante per rendere più fruibile il prodotto GNL per autotrazione, riducendo al minimo le incertezze sullo sviluppo omogeneo delle infrastrutture e prevedendo meccanismi integrati di incentivazione in grado di favorire la diffusione del GNL sia dal lato della domanda che dell'offerta.
In ambito marittimo, il primato nello sviluppo del GNL marittimo spetta alle aree geografiche dell'Europa del Nord. Dopo alcuni anni di preparazione, nel Mar Baltico, nel Canale della Manica, e nel Mare del Nord, dallo scorso 1° gennaio 2015 sono vietati combustibili navalii con tenore di zolfo superiore allo 0,1%. Questo limite si applica anche alle acque costiere (12 miglia) del Nord America.
La regolazione sulla qualità dei combustibili marittimi è in capo all'IMO (International Maritime Organization), agenzia dell'ONU partecipata da 180 Paesi le cui decisioni sono adottate a livello mondiale. Nel resto del mondo il limite del tenore di zolfo in mare (nei porti vigono già maggiori restrizioni) è oggi del 3,5%. Quindi nel Mediterraneo, che sopporta il 20% del traffico marittimo mondiale, questo limite è 35 volte maggiore. È però in arrivo un nuovo limite che farà scendere allo 0,5% il tenore di zolfo in tutti i mari del mondo dal 1° gennaio 2020.
Per ridurre le emissioni e rientrare nel limite previsto per il prossimo anno, gli armatori hanno tre alternative: utilizzare il gasolio marittimo con tenore di zolfo 0,5%, di cui però sono attesi forti aumenti di prezzo in considerazione del maggior lavoro di raffinazione; adottare sistemi di filtro ai camini "scrubber", che però hanno l'inconveniente di pesare molto e quindi rallentare la velocità della nave, oltre a difficoltà di smaltimento dei rifiuti che

producono, altamente inquinanti (vietatissimo scaricarli in mare); impegnarsi per il GNL in tutte le tipologie di trasporto in modo che i costruttori delle infrastrutture di rifornimento possano adeguare la rete mondiale dei depositi costieri di GNL.

4. DISTRIBUZIONE DEL GNL

4.1 Prospettive europee

La rete infrastrutturale per l'uso diffuso del GNL di piccola taglia è già presente in alcuni paesi europei, in particolare Spagna, Gran Bretagna, Olanda, Belgio, Francia e Portogallo, dotati di rigassificatori i cui depositi sono stati adattati al prelievo del GNL per il rifornimento delle autocisterne e più recentemente anche delle navi cisterna per il suo trasporto.
Nel caso della Norvegia, leader in Europa nel settore marittimo, il punto di rifornimento è associato ad un grande impianto di liquefazione nel Nord del paese, alimentato dai campi di estrazione del gas naturale.
La Spagna è il paese con maggior numero di terminali e la principale dotazione di servizi in questo ambito, con sei terminali dotati di impianti per il carico di autocisterne e uno attrezzato per il carico di navi cisterna.
La Francia registra la presenza di impianti per carico di navi cisterna in due terminali su quattro, entrambi sulla costa Nord, e in due per il carico di autocisterne. Tra questi è importante l'impianto di Marsiglia per la vicinanza con l'Italia, e che entro il 2019 sarà in grado di rifornire anche le navi cisterna.
Sono inoltre presenti servizi sia per il carico di navi cisterna che autocisterne presso il terminale di Zeebrugge in Belgio, e il solo servizio per le autocisterne presso il terminale di Sines in Portogallo e di Gate in Olanda.
La modalità più diffusa di rifornimento delle imbarcazioni alimentate a GNL è quella che utilizza punti di approdo attrezzati per il bunkeraggio del GNL fornito tramite autocisterne (truck to ship). Negli altri casi il GNL utilizzato per il bunkeraggio delle imbarcazioni viene prelevato direttamente dagli stoccaggi costieri a servizio di approdi attrezzati.
Alla fine del 2017 erano operative una decina di navi cisterna che effettuano il servizio di bunkeraggio di GNL soprattutto lungo le coste Nord dell'Europa; tali mezzi possono anche svolgere le funzioni di trasporto del GNL presso stoccaggi costieri.
Lo sviluppo della realtà norvegese è frutto di politiche specifiche del governo attuate tramite investimenti diretti nella flotta pubblica di traghetti e l'introduzione di incentivi specifici per gli operatori navali privati.
Oltre all'impianto di liquefazione per l'esportazione, sono presenti lungo la costa cinque impianti di liquefazione di piccola scala che, con gli annessi stoccaggi, costituiscono i punti di approvvigionamento della catena distributiva del GNL anche per i trasporti terrestri e per le utenze finali di gas naturale off grid.
Questa catena distributiva oltrepassa i confini della Norvegia e tramite navi cisterna il GNL viene trasportato in Svezia presso uno stoccaggio costiero attrezzato sia per il bunkeraggio di imbarcazioni sia per il carico di autocisterne.
Stazioni di rifornimento per mezzi di tra-

sporto stradale pesante a GNL sono oggi presenti in quasi tutti i Paesi europei: sono oggi circa 150 impianti; erano 50 nel 2015, 73 nel 2016, 95 nel 2017.
L'Italia ad inizio 2019 con 43 impianti che riforniscono sia GNL che L-CNG (liquid compressed natural gas) e 11 che riforniscono solo L-CNG dovrebbe aver superato la Spagna e la Gran Bretagna, nonostante questi paesi abbiano abbondanza di depositi primari connessi con i grandi rigassificatori, ancora assenti in Italia.
Oltre all'Italia, i paesi Europei dove è possibile fare rifornimento di GNL sono l'Olanda, la Svezia, la Norvegia, il Belgio, la Francia, la Finlandia, la Svizzera, il Portogallo, l'Estonia mentre la rete dovrebbe allargarsi presto anche alla Bulgaria e alla Polonia.
I dati sulla dotazione infrastrutturale di punti di rifornimento concordano in modo significativo con quelli della diffusione di veicoli pesanti alimentati a GNL. La flotta europea avrebbe oggi una consistenza di circa 6.000 mezzi, di cui circa 1500 circolanti in Italia.

4.2 La strategia europea sul GNL

Il 22 ottobre 2014 l'Unione Europea ha adottato la Direttiva 2014/94/UE per la diffusione di combustibili alternativi e la realizzazione delle relative infrastrutture in modo uniforme nell'ambito dell'Unione lungo i principali corridoi e direttrici infrastrutturali, sia per il trasporto marittimo che terrestre.
In sigla, la direttiva è stata denominata DAFI (Directive Alternative Fuel Infrastructure). Il provvedimento sostiene l'incremento nell'uso dell'elettricità, dell'idrogeno e del gas naturale (compresso e liquido) nei trasporti al fine di ridurre i consumi di prodotti petroliferi e di conseguenza le emissioni inquinanti, sia per il miglioramento della qualità dell'aria sia per la riduzione delle emissioni climalteranti.
Il principale adempimento previsto dalla direttiva per il settore del GNL, da recepire entro il 18 novembre del 2016, era l'adozione da parte di ciascun paese membro di un Quadro strategico nazionale con l'obiettivo per il settore marittimo dello sviluppo di una rete europea di punti di rifornimento per le navi che includesse terminali, stoccaggi, approdi attrezzati per rifornimento tramite autocisterne, e navi cisterna per il trasporto e il bunkeraggio, e per il settore del trasporto terrestre pesante l'obiettivo di garantire un sistema di distribuzione adeguato tra i depositi intermedi e le stazioni di rifornimento per i camion.
La direttiva 2014/94/UE individua esplicitamente il GNL come combustibile alternativo per consentire alle navi di soddisfare i requisiti di riduzione del contenuto di zolfo nei combustibili per uso marittimo, come previsto dalla direttiva 2012/33/UE, e ai camion di rispettare i limiti in materia di emissioni previsti dalle norme Euro VI, di cui al regolamento (CE) n. 595/2009 .
I quadri strategici nazionali devono comprendere: una valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del GNL come combustibile alternativo; gli obiettivi nazionali per la realizzazione delle infrastrutture; le misure necessarie per raggiungere gli obiettivi nazionali. In particolare, la direttiva ha previsto che in ogni paese membro sia realizzato un numero adeguato di punti

di rifornimento di GNL nei porti marittimi per consentire la navigazione di navi alimentate a GNL nella rete centrale TEN-T (le reti di trasporto trans-europee, dall'inglese Trans European Networks - Transport) e altrettanto per i punti di rifornimento stradali accessibili al pubblico sempre lungo la rete stradale centrale TEN-T per i veicoli pesanti.
Per l'alimentazione dei punti di rifornimento deve essere garantito un adeguato sistema di distribuzione del GNL, che in una prima fase possa sfruttare i depositi primari annessi ai grandi impianti di rigassificazione presenti in quasi tutti i Paesi europei.

4.3 La strategia nazionale italiana

Il GNL come combustibile nel trasporto marittimo e terrestre, insieme agli usi nelle aree non servite dalla rete di distribuzione del gas naturale per i settori industriale e civile, è entrato nell'orizzonte delle politiche energetiche nazionali dal 10 aprile 2013, quando si svolse la prima Conferenza GNL, con la partecipazione di esperti nazionali e internazionali e il coinvolgimento di dirigenti del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE).
In quel periodo, l'associazione confindustriale Assogasliquidi-Federchimica estese nel suo statuto la rappresentanza delle imprese del nuovo settore degli usi finali del metano liquido.
In quei giorni il MISE iniziò a valutare l'opportunità di adottare una strategia in merito, considerati da un lato l'importanza industriale e geostrategica del gas naturale per il Paese e dall'alto il minore impatto ambientale del gas naturale in alternativa ai tradizionali derivati petroliferi utilizzati nei trasporti.
Il GNL di piccola taglia è diventato dall'anno successivo una delle priorità delle politiche energetiche dell'UE, con il dibattito in Europa sulla direttiva europea DAFI.
Per questo, quando si trattò di recepire tra il 2015 e il 2016 nella legislazione nazionale la Direttiva DAFI, il lavoro sulla parte GNL fu relativamente facilitato. La Direttiva aveva infatti previsto la redazione di un Quadro Strategico Nazionale che fu allegato al decreto legislativo di recepimento 16 dicembre 2016 n. 257.
Il Governo italiano ha avviato dal 2013, quando ancora la direttiva 2014/94/UE era in discussione, attraverso la costituzione di un Gruppo di coordinamento nazionale presso il Ministero per lo Sviluppo Economico, la predisposizione di uno studio sugli aspetti normativi, tecnici, economici, di sicurezza e accettabilità sociale per l'utilizzo del GNL nei trasporti marittimi e su gomma limitatamente al trasporto pesante (camion, autobus, treni).
La prima fase di lavoro si è conclusa a fine giugno 2015 con la pubblicazione sul sito del MISE del Documento di consultazione per una "Strategia Nazionale sul GNL", poi confluito nel Quadro strategico nazionale che l'Italia doveva approvare entro il 16 novembre 2016 in recepimento della DAFI e pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 14 gennaio 2017 come allegato III al Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.
Il Decreto Legislativo affronta tutti i combustibili alternativi, ma dedica ampio spazio al gas naturale, in particolare con l'Allegato III, dedicato al Quadro Strategico Nazionale, di cui la Sezione c) è dedicata alla "fornitura di gas naturale per il trasporto e

altri usi" con due sottosezioni: la prima dedicata allo sviluppo del GNL per la navigazione, per il trasporto stradale e altri usi, la seconda dedicata allo sviluppo del GNC per il trasporto stradale.
Nel caso del gas naturale il testo disciplina anche "altri usi" del GNL diversi dai trasporti, ampliando così il campo di applicazione oltre a quello specifico della direttiva che è quello delle infrastrutture per i combustibili alternativi nei trasporti.
Meritano invece particolare attenzione le disposizioni per le infrastrutture per il GNL connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa, che vengono considerate infrastrutture strategiche ai sensi della legge 239/2004. Il richiamo alla realizzazione di parti isolate della rete è un riferimento alla situazione della Sardegna.
I gestori di tali infrastrutture sono soggetti agli obblighi di servizio pubblico disciplinati dall'ARERA, mentre in tema di procedimento autorizzativo la competenza viene attribuita al MISE. Anche le attività di trasporto del GNL con metaniere di piccola taglia verso i depositi costieri, se funzionali all'alimentazione della rete di trasporto nazionale del gas sia soggetta ad autorizzazione del MISE.
Per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale viene stabilito che la competenza del MISE nel procedimento autorizzativo è limitata agli impianti con capacità uguale o superiore a 200 ton.
I terminali di importazione del GNL possono realizzare modifiche agli impianti, finalizzate al carico, stoccaggio e scarico di GNL non destinato alla rete di trasporto nazionale su autobotti o navi cisterna e tali modifiche devono essere autorizzate dal MISE.
Per gli impianti di capacità inferiore a 200 e uguale o superiore a 50 tonnellate, il procedimento autorizzativo è di competenza delle Regioni. Le infrastrutture e di stoccaggio e di trasporto del GNL di piccole dimensioni includono gli impianti di liquefazione e gli stoccaggi con capacità inferiore alle 50 tonnellate, e per questi viene prevista una procedura amministrativa semplificata, di competenza comunale.
Per gli stoccaggi di capacità inferiore alle 50 tonnellate e gli impianti connessi a servizio di distributori di GNL per autotrazione, si applicano le procedure autorizzative relative agli impianti di distribuzione di gas naturale compresso.
Sulle "Reti isolate di GNL" si stabilisce che l'ARERA, in analogia a quanto previsto per le reti isolate alimentate da gas diversi dal gas naturale, provveda a determinare i parametri e i criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, misura e vendita, anche per le reti isolate alimentate da depositi di GNL.
Per promuovere i combustibili alternativi si prevedono varie misure, incluse quelle implementabili dalle Regioni. Tra queste si segnala la possibilità di esentare dal bollo i mezzi pesanti alimentati a GNL, nonché norme per favorire la diffusione dei distributori.
Si prevede anche la possibilità per gli enti locali di introdurre misure per consentire la circolazione dei mezzi alimentati a GNL in occasione dei blocchi temporanei del traffico. L'assetto dei regimi autorizzativi delle infrastrutture per la distribuzione del GNL delineato nel Decreto legislativo di recepimento della direttiva 2014/94/UE

è imperniato sulle soglie previste dalle norme in materia di rischio da incidente rilevante.
Un ruolo prevalente per il procedimento autorizzativo è attribuito al MISE per le infrastrutture di interesse nazionale o con stoccaggi uguali o superiori alle 200 tonnellate e a quello semplificato di competenza comunale per le infrastrutture di piccole dimensioni (stoccaggi inferiori alle 50 t).
Le Regioni hanno la competenza per il procedimento autorizzativo delle infrastrutture GNL con stoccaggi compresi tra 200 e 50 tonnellate non destinate all'alimentazione delle reti di gas naturale, e per il rilascio dell'intesa nei procedimenti di competenza del MISE.

Obiettivi Italiani

Il Quadro strategico ha formulato come principale scadenza delle ipotesi di sviluppo il 2030, quando "è auspicabile la realizzazione sul territorio nazionale di un'infrastruttura per la ricezione e utilizzazione del GNL, con installazione di apparecchiature sufficienti a coprire un volume globale di mercato di 3,2 Milioni di tonnellate di GNL, corrispondenti a 4 milioni di TEP (tonnellate equivalenti di petrolio).
Per raggiungere questo obiettivo il Quadro strategico ipotizza la realizzazione di 5 depositi costieri di GNL da 30.000/50.000 m3; 3 navi di cabotaggio da 25.000/30.000 m3; 4 bettoline per il rifornimento del GNL alle navi; circa 800 stazioni di servizio GNL, dotate anche di erogatori di L-CNG (gas compresso per autovetture ottenuto con la vaporizzazione del gas naturale liquido).

Da ricordare che la DAFI prevedeva la realizzazione, entro il 31 dicembre 2025, di un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale TEN-T. Per definire il numero di punti di rifornimento su strada, la direttiva suggerisce di tener conto dell'autonomia minima dei veicoli pesanti alimentati a GNL, indicando, a titolo esemplificativo, una distanza media di 400 km.
La rete TEN-T interessa l'intero territorio nazionale con una più alta concentrazione nel nord del Paese; in particolare conta circa 3.300 km di strada complessivi, divisi in 3 principali corridoi: Asse Palermo–Napoli–Roma-Bologna-Modena-Milano-Verona-Brennero; Asse Genova-Milano-Chiasso e Genova Voltri-Alessandria-Gravellona Toce; Asse Frejus-Torino-Milano-Bergamo-Verona-Padova-Venezia-Trieste.
Dal punto di vista dell'analisi economica, il documento governativo prevedeva che sarebbero state privilegiate le posizioni che intercettano flussi di traffico già consolidati per il trasporto pesante di merci, osservando che la redditività degli impianti appariva molto ridotta per l'assenza sul territorio nazionale di una base di approvvigionamento (deposito primario) per autocisterne criogeniche e che questo "avrebbe rappresentato un freno importante allo sviluppo della rete di distribuzione stradale".
L'efficacia dell'impiego del GNL ai fini della riduzione dell'immissione nell'atmosfera di gas serra dipende dal tipo di motore e dalla gamma di possibili misure adottabili per ridurre il rilascio indesiderato di gas naturale, essendo esso stesso un gas serra.
Poiché è verosimile che ogni terminale

di rigassificazione, di ricezione o di stoccaggio secondario disporrà di un punto di carico per i veicoli cisterna a GNL, fatta eccezione per gli impianti offshore, come i due collocati al largo di Livorno e di Rovigo, l'ipotesi del Quadro strategico in merito agli impianti di stoccaggio primari e secondari che potranno rifornire le autobotti è di 5 al 2020, di 7 su 19 al 2025 e 10 su 35 al 2030.
Sulla base di un questionario compilato dalle aziende interessate alla progettazione-costruzione di impianti nella filiera energetica, il Quadro Strategico ha anche formulato delle ipotesi di costo (limitate alle sole opere tecnologiche e agli oneri professionali) per la realizzazione di stoccaggi di piccole dimensioni (depositi satellite) per impianti a servizio di utenze civili (piccole reti canalizzate) e impianti commerciali/industriali.
Per tali impianti il costo al netto dell'IVA valutato nel 2016 per serbatoi di capacità fra 30 e 50 ton varia da 270.000€ a 350.000€. A tale prezzo vanno aggiunti ulteriori componenti come i vaporizzatori, gli erogatori, i collegamenti in condotte criogeniche, oltre che i costi per opere edili, per interventi di messa in sicurezza e/o per sistema antincendio.
Nel trasporto stradale pesante di lungo raggio, l'utilizzo del GNL come combustibile alternativo al Diesel si basa sulla sua sostenibilità economica e ambientale. La sostenibilità economica è dovuta al suo minore costo a parità di contenuto energetico, che deve almeno compensare i maggiori costi legati alla specifica tecnologia.
Il prezzo di acquisto o di trasformazione di un veicolo a GNL rispetto ad un equivalente veicolo Diesel convenzionale varia da 15.000 € a 60.000 €.
Oltre al maggiore costo delle componenti specifiche del motore e del sistema di alimentazione, nell'ordine di 5.000÷30.000 €, il secondo costo più importante per un veicolo a GNL è il sistema di stoccaggio del combustibile. L'uso di GNL aumenta l'autonomia rispetto al GNC mantenendo i vantaggi in termini di emissioni ridotte rispetto al diesel. Lo stato liquido consente, a parità di volume, percorrenze circa 2,5 volte quelle del GNC, e poco meno della metà rispetto al gasolio.
Con la successiva introduzione del doppio serbatoio, anche sulla distanza i camion a GNL hanno raggiunto prestazioni analoghe a quelle delle motorizzazioni tradizionali. Poiché la sostenibilità economica dipende principalmente dalla percorrenza annua chilometrica e dalla differenza di prezzo tra gasolio e GNL, una differenza di costo di 0,15 € tra il Diesel (€/litro) e il GNL (€/kg) rappresenta il punto di pareggio per il trasportatore.
I valori di risparmio tengono conto di tutti i contributi negativi (costo di acquisto del mezzo, costi finanziari associati, manutenzione, valore residuo); tra gli aspetti positivi la molto minore rumorosità dei mezzi e la riduzione delle vibrazioni.
Usato come combustibile marino, l'impiego di GNL in alternativa ai combustibili tradizionali consente di ridurre quasi a zero le emissioni di ossido di zolfo (SOx); la riduzione delle emissioni di ossido di azoto (NOx) per il rispetto dei limiti applicabili dal 2016 nelle aree NECA (Nitrogen-oxides Emission Control Areas); la riduzione del 20-25% delle emissioni di CO_2.

8 *Previsioni di installazioni per il 2020, 2025 e 2030*

APPLICAZIONI	PREVISIONI 2020	PREVISIONI 2025	PREVISIONI 2030	NOTE
Impianti di stoccaggio (primari) di GNL presso terminali di rigassificazione e/o terminali di ricezione	3	4	5	depositi da 30.000-50.000 mc
Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL	5	15	30	per una taglia di 1.500 mc liquidi fino a 10.000 mc liquidi
Impianti di rifornimento di metano integrati con GNL	2%	10%	800	
Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL Veicoli nuovi	-	-	2-15% 30.000/35.000 mezzi	percentuale sul parco circolante sia non fuel che dual fuel
Domanda di GNL per trasporto pesabte (tonnellate/anno)	400.000	1.250.000	2.500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) MIN	-	-	500.000	
Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) MAX	-	-	1.000.000	
Domanda di GNL nel mercato OFF-GRID (tonnellate/anno)	-	-	Industria: 1.000.000-2.000.000 Civile: 300.000-600.00	
Domanda di GNL vunker (tonnellate)	-	800.00	1.000.00	
Mezzi navali alimentati a GNL di nuova costruzione	2	20	35	
Conversione di mezzi navali alimentati a GNL	5	20	25	
Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL	5	7	10	
Numero di punti di riferimento per il GNL accessibili al pubblico almento lungo la rete centrale della TENT-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti a GNL	3	5	7	
Punti di rifornimento del GNL per le navi che operano nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna	10	13	20	

La domanda di GNL per i trasporti terrestri pesanti è stata calcolata in relazione al numero di veicoli previsto a seconda dell'andamento del prezzo del petrolio, in una forchetta tra 30 e 100 $/barile. Il mercato off grid considerato comprende sia i consumi industriali, sia quelli relativi ai mezzi di trasporto, sia gli usi civili. D'altronde, 5 impianti ben posizionati potrebbero soddisfare il requisito minimo UE dei 400 km. In sintesi, si propone di ipotizzare 3 impianti nel 2020, 5 impianti nel 2025 e 7 impianti nel 2030.
Per il dimensionamento del mercato marittimo il Quadro strategico ha preso a riferimento lo scenario intermedio dello studio COSTA, finanziato dalla Commissione Europea per l'analisi del potenziale di diffusione del GNL nel Mediterraneo. Questo studio prevede la presenza al 2030 di oltre 600 navi alimentate operanti nello "Short Sea Shipping" Europeo.
Con riferimento alle varie tipologie di navi

commerciali, il documento del Governo, in riferimento ai ferry, ha sottolineato la obsolescenza delle unità operanti in Mediterraneo, in particolare della flotta greca e di quella di alcuni Paesi del nord-Africa, oltre a quelle più in generale offerte dall'armamento nordeuropeo e nord-americano.
Alla luce di tali premesse ed assumendo prudenzialmente che la cantieristica nazionale possa acquisire il 10% dei volumi indicati dallo studio COSTA, ne deriverebbe un fabbisogno complessivo di 60 navi in 15 anni, pari a 4 navi in media per anno fra conversioni e nuove costruzioni.
Probabilmente, prevedeva il Governo, ogni impianto di stoccaggio costiero, primario o secondario, si doterà di un punto di rifornimento di GNL per navi. A questi si potranno aggiungere i porti che vorranno dotarsi di una bettolina GNL in grado di rifornire le navi, per poi approvvigionarsi in un impianto di stoccaggio vicino.
Al 2020, se si ipotizzano 3 depositi costieri e 5 impianti di stoccaggio secondari, di cui ipoteticamente la metà interni, si arriva a circa 5 punti di rifornimento costieri. Aggiungendo i porti serviti da bettoline e gli eventuali punti di rifornimento lungo le vie d'acqua interne si può arrivare a 10. Tenendo conto che i porti principali sono 14 e che alcuni altri porti potranno essere interessati all'opportunità per dimensioni o per tipo di traffico, si possono ipotizzare 12 porti al 2025 e 20 al 2030.
Il GNL rappresenta anche un nuovo vettore energetico disponibile per rispondere alle esigenze energetiche delle utenze non raggiunte dalla rete di distribuzione del gas naturale. Il settore dell'industria risulta essere quello di maggiore attrattiva per il GNL; l'industria ha rappresentato in Italia, nel 2014, circa il 23% dei consumi energetici a fronte del 37% coperto dai consumi domestici e del terziario ed il 32% del settore dei servizi e dei trasporti.
Il quadro strategico valuta le possibilità di penetrazione del GNL anche in funzione di diversi scenari di approvvigionamento ipotizzabili in futuro, proiettando le valutazioni a due scadenze temporali di medio e lungo termine.
È evidente, in queste valutazioni, il valore rappresentato dalla disponibilità di prodotto sul territorio nazionale ed è funzionale alla completezza della disamina l'individuazione di massima della taglia e della localizzazione di siti specificamente dedicati allo stoccaggio ed alla successiva distribuzione del GNL.
Considerata l'attuale capacità di approvvigionamento, la penetrazione nel mercato domestico e nel terziario appare, in questa fase, poco attraente per il GNL nel caso di utenze di piccola e media taglia. Il suo impiego in tale settore risulta condizionato dalle esigenze fisiche del prodotto che ne limitano molto l'uso in utenze che non hanno consumi continui nel tempo e, comunque, consistenti nei volumi.
La penetrazione del GNL nel mercato domestico potrebbe essere favorita nelle aree urbanizzate non collegate alla rete del metano. Il GNL potrebbe anche essere utilizzato per alimentare stazioni di servizio che non possono essere allacciate alla rete del metano. L'ampliamento del numero di stazioni di servizio che erogano metano (L-CNG) in aree densamente urbanizzate (es. Roma, Milano, Napoli, Torino) grazie alla disponibilità di GNL, potrebbe favorire la diffusione di autovetture con questa alimentazione, unitamente alla conferma degli incentivi già previsti a livello nazionale e regionale.

Si stima che almeno il 10% delle nuove stazioni di servizio CNG che verranno realizzate nei prossimi anni in aree urbane ed extraurbane potrebbe essere alimentato da autocisterne criogeniche anziché da metanodotto, in modo da consentire l'erogazione di GNL allo stato liquido e/o gassoso.
Il mercato altri usi industriali (off-grid), che in Italia vale oggi circa 8 Mtep, è a sua volta suddiviso tra combustibili solidi che rappresentano circa il 50% del consumo totale, combustibili liquidi che appresentano circa il 40% del consumo e combustibili gassosi, escluso il gas naturale, che coprono il restante 10%.
I vantaggi ambientali dell'impiego dei combustibili gassosi rispetto a quelli solidi e liquidi, uniti alle spinte delle politiche comunitarie verso la decarbonizzazione dell'Europa possono rappresentare importanti driver per lo sviluppo dell'impiego di GNL nelle utenze industriali.
Lo sviluppo delle attività nel settore dell'energia rappresenta un potenziale volano di ripresa economica che può muovere ingenti investimenti e consentire di costruire futuri risparmi oltre ad essere, in generale, portatore di innovazione e indotto.
Nell'orizzonte temporale al 2030, le prospettive di penetrazione del 20% del GNL nel mercato appena descritto rappresentano un obbiettivo realistico, il cui raggiungimento deve essere supportato da soluzioni concrete per la nascita di infrastrutture logistiche capaci di rispondere in modo efficace ed economicamente sostenibile alle richieste energetiche del settore.
Dalla distribuzione dei consumi appare evidente la necessità di predisporre, anche per gli impieghi off-grid del GNL, una struttura distributiva che assicuri una disponibilità omogenea del prodotto sul nostro territorio con infrastrutture di stoccaggio capaci di soddisfare una richiesta che può essere quantificata, per le diverse applicazioni off-grid, in circa 3,5 milioni di metri cubi di GNL.
Le previsioni di penetrazione del GNL nel mercato maturo delle utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia pongono come obiettivo di consumi a lungo termine, ovvero al 2030, circa 1 milione di tonnellate annue di GNL consumati dalle utenze industriali, da 0,5 ad 1 milione di tonnellate consumati dalle utenze della distribuzione di L-CNG ad uso autotrazione, e circa 0,3 milioni di tonnellate consumate dalle utenze civili off-grid.
Il consumo totale ipotizzabile per le utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale si posiziona tra 1,8 e 2,3 milioni di tonnellate di GNL. La distribuzione dei consumi attuali fa prevedere, per i consumi industriali, una maggiore richiesta da parte delle regioni del nord ovest e del sud, in particolare le due isole maggiori.
Tuttavia, tali prospettive potrebbero essere modificate qualora, sulla scia delle politiche comunitarie volte alla riduzione dell'inquinamento atmosferico, fossero messe in atto politiche di miglioramento dei parametri della qualità dell'aria che vedessero nelle naturali caratteristiche del GNL uno strumento importante di spinta alla riduzione dei maggiori inquinanti atmosferici. Per i consumi di L-CNG essi potrebbero essere distribuiti in modo abbastanza omogeneo sul territorio nazionale qualora le infrastrutture di distribuzione raggiungessero un'adeguata capillarità sulla rete autostradale e nei maggiori centri abitati.

4.4 Sviluppo infrastrutturale in Italia

Definita la cornice strategica, in breve tempo l'Italia è avanzata moltissimo nella fase di distribuzione del GNL per i trasporti terrestri pesanti ma non è ancora riuscita a dotarsi della rete infrastrutturale primaria necessaria per lo sviluppo complessivo in tutti gli usi finali, in particolare nel settore marittimo. Nel nostro Paese sono ancora assenti i punti di approvvigionamento già presenti in altri paesi dell'Unione Europea e il GNL utilizzato anche per gli usi diretti dovrà essere importato dall'estero ancora per qualche anno. La prima fase della catena logistica, particolarmente interessante come si vedrà per il caso italiano, è quella che consente l'utilizzo dagli stoccaggi di GNL presenti presso i grandi terminali di rigassificazione, originariamente asserviti alle sole necessità del terminale stesso.
Nel caso dei terminali off-shore al largo dalla costa, privi di collegamento con la rete stradale o ferroviaria, questi sono inevitabilmente un punto di carico per navi cisterne destinate a rifornire uno stoccaggio intermedio costiero.
Nel caso invece di terminali costieri collegati con la rete stradale o ferroviaria può essere predisposto un punto di carico ("boa") per le autocisterne o i vagoni cisterna, da utilizzare per le fasi successive di distribuzione agli utenti finali (civili, industriali, stazioni di rifornimento).

4.5 Trasporto marittimo

La catena logistica per le attività bunkeraggio e rifornimento delle imbarcazioni si può articolare in diversi modi, sia in funzione delle condizioni in cui avviene la fase di approvvigionamento presso gli stoccaggi sia delle modalità di rifornimento delle imbarcazioni stesse. In questi casi il GNL costituisce un combustibile alternativo al gasolio marino o all'olio combustibile, utilizzati nel bunkeraggio marittimo.
Se vi sono le condizioni logistiche e operative il caso più semplice è quello dell'utilizzo diretto dell'approdo di un terminale di rigassificazione costiero dotato dell'attrezzatura per il rifornimento di imbarcazioni: una condotta criogenica dal deposito al molo e un tubo di materiale speciale che resiste al congelamento e che collega la condotta alla nave. Bracci flessibili per il caricamento del GNL possono servire a seconda dell'altezza della nave rispetto al livello del molo .
Un'ulteriore modalità, che non richiede particolari investimenti aggiuntivi, è l'approvvigionamento di GNL fornito da un'autocisterna presso un apposito approdo, collegando il serbatoio dell'autocisterna a quello della nave con un tubo flessibile resistente al congelamento.
In Italia ci sono già state esperienze di questo tipo. Lo scorso dicembre a Venezia è stata rifornita la Hypatia de Alejandria, primo traghetto dual fuel della compagnia spagnola Baleària che naviga alimentato a GNL tra Barcellona e Palma di Maiorca, costruita dai Cantieri Visentini di Ravenna. Il rifornimento è stato di circa 200 m3 ed ha richiesto l'impiego di 5 autocisterne.
Altre due esperienze sono state nel porto di Civitavecchia il 16 maggio 2014, con un'autocisterna proveniente da Zeebrugge per il rifornimento del rimorchiatore norvegese Bokn (operazione promossa da ConferenzaGNL) che proveniva dalla Turchia; ed una altra nel cantiere Fincantieri

di Castellammare di Stabia, il 10 marzo 2015 ad opera di Ham Italia per il traghetto Gauthier in partenza per il Canada.
L'approvvigionamento può avvenire anche tramite navi cisterna attrezzate per le operazioni di bunkeraggio delle imbarcazioni a GNL (ship to ship). In questo caso le navi alimentate a GNL devono avere la possibilità di ricevere il GNL a livello mare, altrimenti possono essere necessari lunghi bracci di carico.
L'esempio più rilevante è il rifornimento lo scorso 16 gennaio 2019 dell'AIDA Nova, la prima nave da crociera al mondo alimentata a GNL della compagnia tedesca AIDA Cruises (Carnival Corporation), con bunkeraggio ship to ship a Santa Cruz de Tenerife, nelle Isole Canarie (Spagna).
L'operazione è stata effettuata dalla Coral Methane, una nave da 7.500 m3 costruita nel 2009 e modificata nel 2018 per il bunkeraggio di GNL da parte della compagnia Gasnor, controllata da Shell, che fornisce il GNL.
Si è trattato del primo rifornimento di Shell in acque territoriali di un paese "mediterraneo" nell'ambito del contratto decennale di approvvigionamento di GNL alle navi del gruppo Carnival (otto compagnie tra le quali Costa Crociere) in ogni parte del mondo. Un analogo contratto lega la Total alla compagnia MSC.
L'impiego della Coral Methane a sud di Gibilterra, dove Shell ha un punto di approvvigionamento di GNL, rassicura anche per la fattibilità dei rifornimenti nel Mediterraneo, dove entro quest'anno navigherà la Costa Smeralda, portabandiera della nuova flotta a GNL. Sempre per fine anno dovrebbero essere in navigazione nel Mediterraneo le nuove navi da crociera di MSC.
Il terminal di Shell a Gibilterra, gestito da Gasnor, dispone di 5 serbatoi da 1.000 metri cubi di GNL che provvede anche all'alimentazione di una nuova centrale elettrica.
AIDA Nova, messa in servizio nel dicembre 2018, è lunga 337 metri, supera le 183.000 tonnellate lorde e dispone di 20 ponti, 2.626 cabine e può ospitare 5.200 passeggeri con un equipaggio di circa 1.500 persone. Nell'attuale stagione inaugurale, AIDA Nova effettua crociere di sette giorni intorno alle isole Canarie e da aprile sarà nel Mediterraneo con base a Civitavecchia.
Infine, vi è il caso in cui il GNL viene trasportato tramite nave cisterna presso un deposito costiero intermedio con approdo attrezzato per le operazioni di bunkeraggio. Questa soluzione implica una dotazione infrastrutturale dedicata, significativa sia in termini di investimenti che di costi gestionali.
I depositi costieri per gli usi di piccola taglia in costruzione in Italia sono due: uno nel porto di Santa Giusta – Oristano (da 9.000 metri cubi) e un altro nel porto di Ravenna (da 10.000 mc, che potrà essere raddoppiato in funzione della domanda); il primo sarà operativo entro il 2020, il secondo entro il 2021.
In Sardegna sono stati proposti altri quattro impianti simili: due sempre a Santa Giusta – Oristano (uno dei quali di Edison già autorizzato), uno a Cagliari da 20.000 m3 e uno a Porto Torres da 10.000 m3.
Altri porti italiani dovranno dotarsi di depositi di GNL; manifestazioni di interesse sono state comunicate al mercato dalle rispettive Autorità portuali per Napoli e Augusta. Edison ha manifestato interesse per un deposito a Brindisi.

L'impianto sardo in costruzione, promosso da Gas and Heat e CPL Concordia, è stato recentemente acquisito dall'armatore norvegese Stolt Nielsen, che ha collegato al progetto la realizzazione di 6 navi per il trasporto del GNL con capacità di 7.500 metri cubi ciascuna.
Di queste navi solo una opererà nel Mediterraneo e provvederà a rifornire il deposito sardo; le altre saranno impiegate nei principali porti mondiali per l'attività di rifornimento delle navi.
L'impianto di Ravenna è un progetto di Edison e dell'azienda locale PIR, e dovrà servire le autobotti di GNL che potranno raggiungere stazioni di servizio e altri utilizzatori fino al Sud d'Italia (penalizzato dalla distanza dai punti di rifornimento in Francia e Spagna).
Edison ha anche acquisito una nave da trasporto del GNL da 30.000 mc che sarà disponibile, in coincidenza con l'avvio del deposito, per la sua alimentazione e per i rifornimenti ship to ship.
La prima nave alimentabile con il GNL arrivata in Italia nello scorso novembre è il traghetto "Elio" costruito in Turchia per l'armatore Caronte e Tourist, che opera nello stretto di Messina. Purtroppo, questa nave deve continuare ad utilizzare il gasolio perché non ci sono punti di approvvigionamento di GNL adeguatamente vicini.

4.6 Trasporto terrestre pesante

L'altro principale ambito di utilizzo del GNL come combustibile è quello del trasporto terrestre su lunga distanza. In questo ambito, la catena logistica per la distribuzione è basata sulle autocisterne che trasportano il combustibile presso le stazioni di rifornimento lungo gli assi e i nodi stradali del trasporto pesante su lunga distanza.
Il presupposto è quindi costituito dalla presenza di uno stoccaggio costiero di GNL accessibile dalla rete stradale e attrezzato per il carico delle autocisterne per il trasporto presso le stazioni di rifornimento dei camion. Gli impianti di carico delle autocisterne hanno una capacità operativa compresa tra i 75 e 100 m3/h (32,3 – 43,1 t/h) di GNL.
L'elemento caratterizzante è in questo caso la presenza di serbatoi di GNL di piccola dimensione presso le stazioni di rifornimento degli automezzi pesanti, tipicamente da 80 m3 (34,4 t).
Come per le imbarcazioni, il GNL viene fornito ai mezzi che sono dotati di serbatoi criogenici. Le soluzioni maggiormente diffuse prevedono circa 20-22 tonnellate di capienza delle autocisterne e di circa 0.5 t per i serbatoi dei camion, con un'autonomia di circa 800 km di percorrenza.
Le applicazioni più recenti sui mezzi commerciali pesanti prevedono un doppio serbatoio criogenico, che assicura un'autonomia fino a 1.600 km. Anche le performance dei veicoli sono cresciute in modo significativo negli ultimi anni, al punto da permettere al camion alimentato GNL di avere analoghe prestazioni della versione diesel avente pari caratteristiche tecniche: fino a 13 litri di cilindrata e potenze fino a 460 CV. La risposta del mercato, in Italia, è stata molto importante, con un incremento esponenziale del circolante, che oggi ammonta a circa 2000 veicoli (+100% rispetto ad un anno fa – dato previsto ad Aprile '19 in base agli incentivi concessi), che completano il parco complessivo dei veicoli commerciali GNL in Europa.
A fine marzo 2019 le stazioni di servizio

che erogano GNL sono in Italia 43; solo 2 nel 2015; 7 nel 2016; 14 nel 2017; 38 nel 2018.

4.7 Intermodalità marittimo-terrestre, il caso Arborea

Un caso particolare della catena logistica del GNL di piccola taglia è rappresentato dallo stabilimento dell'industria casearia cooperativa 3 A di Arborea (Oristano), che si è dotato nel 2015 di un impianto di GNL per le proprie esigenze di calore ed elettricità.
L'impianto viene alimentato settimanalmente da una autocisterna che si rifornisce presso gli impianti di rigassificazione spagnoli per poi imbarcarsi su un traghetto sulla rotta da Valencia fino a Cagliari. Dal capoluogo sardo raggiunge lo stabilimento su strada per poi ritornare ad imbarcarsi per il rientro in Spagna.
Nell'estate del 2018, a fronte di una sospensione temporanea del servizio di traghetto da Valencia, il servizio fu assicurato utilizzando una diversa rotta da Livorno ad Olbia, nel Nord della Sardegna, confermando la flessibilità di questo sistema di approvvigionamento.

4.8 Trasporto stradale leggero

Le stazioni di servizio dotate di deposito criogenico hanno la possibilità e la convenienza, per rientrare prima dall'investimento e offrire una maggiore gamma di servizi ai clienti, di fornire anche il L-CNG per le automobili.

Il gas naturale derivato dal GNL contiene molte meno impurità rispetto al gas naturale veicolato con i gasdotti e garantisce percorrenze più lunghe. Ad esempio, il gas naturale prodotto in Italia è composto da metano per il 99% circa, quello Russo del 98%, quello Olandese del 91%, quello algerino per l'83%; quello prelevato dai gasdotti è quindi una miscela di gas molto diversi tra loro.
Per l'uso nelle automobili è necessario comprimere il gas naturale e quindi oltre all'erogatore è necessario dotarsi di un compressore. Le prime stazioni di servizio europee dotate di serbatoio criogenico, in Spagna e Olanda, e successivamente in Italia, sono nate proprio per erogare il metano alle automobili nelle aree non servite dai gasdotti.
La prima in Italia fu inaugurata nel 2010 a Villafalletto (Cuneo), ad opera delle aziende Vanzetti Engineering e CPL Concordia, la prima specializzata in tecnologie criogeniche, in particolare nella produzione di pompe, e la seconda specializzata nella distribuzione del gas naturale.

4.9 Trasporto pubblico

Le proprietà ambientali del CNG e LNG, soprattutto in termini di riduzione delle polveri e degli ossidi, ha generato una diffusione considerevole di queste tecnologie per le flotte degli autobus in servizio di linea. L'ambito applicativo più idoneo è quello interurbano ed extraurbano, in ragione delle alte autonomie che queste tecnologie assicurano: fino a 600 Km, versioni extraurbane ad alimentazione CNG stanno entrando in esercizio sulle reti marchigiane e venete, mentre l'azien-

da TPER di trasporto pubblico cittadino e regionale di Bologna ha acquistato 15 autobus extraurbani ad alimentazione GNL, a cui si aggiungeranno altri 31 autobus, sempre a GNL, destinati a percorsi più urbanizzati. Da diversi anni, infine, SETA, azienda del trasporto pubblico di Modena, si è dotata di un serbatoio criogenico presso il suo principale deposito con il quale rifornisce i propri mezzi CNG, al momento ricorrendo al processo di rigassificazione.

4.10 Utenze industriali isolate

La catena logistica del GNL finalizzata a rendere disponibile l'approvvigionamento di gas naturale presso utenze off-grid si differenzia rispetto al settore dei trasporti in quanto gli usi finali non richiedono la fornitura diretta del GNL, ma necessitano di una fase finale di gassificazione.
Le principali categorie interessate sono le utenze industriali e le reti locali di distribuzione del gas alle utenze civili. Per questi consumi finali la catena logistica si configura pienamente come una vera e propria rete virtuale di distribuzione del gas naturale.
In questi casi il GNL costituisce un prodotto energetico alternativo al gasolio, al GPL, e all'olio combustibile utilizzati per le esigenze delle utenze civili o industriali di dimensioni significative, fuori dalla rete distribuzione del gas naturale.
A fine 2017 erano presenti in Italia circa 20 impianti industriali lontani da gasdotti, prevalentemente stabilimenti di acque minerali e prodotti alimentari, localizzati nel Nord del Paese oltre a quello sardo di cui si è detto.

4.11 Alimentazione reti locali

Alla stessa data di fine 2017 erano anche in funzione due reti locali di gas naturale alimentate con serbatoi di GNL, per i quali è sufficiente una autorizzazione comunale. La prima nella cittadina di Molveno (Trento), costituita da un serbatoio di 80 metri cubi di GNL (equivalenti a 56.000 mc di gas naturale alla pressione in rete di 2,4 bar) e una rete di distribuzione di 4 chilometri e 400 metri, con una capacità di erogazione di 2.500 mc/ora. Il cantiere è durato un anno e l'investimento complessivo è stato di 1,7 milioni di euro, finanziato completamente dalla società energetica Dolomiti GNL, controllata da Dolomiti Energia. L'impianto può far fronte alle esigenze dei circa 1.000 abitanti stabili che diventano oltre 4.500 nelle stagioni turistiche.
La seconda rete locale si trova a Marilleva (Trento) per l'alimentazione delle locali infrastrutture turistiche.
Recente è la notizia della firma di un apposito accordo dal Comune di Comano Terme (TN), per la realizzazione di una rete alimentata da GNL nelle frazioni di Ponte Arche e Cares. Peraltro, va rilevato che in Italia sono circa 1300 i comuni non metanizzati (escludendo la Sardegna che merita una trattazione a parte) che potrebbero essere il bacino – qualora sussistano le particolari condizioni tecniche necessarie (presenza di utenze continuative durante l'anno e con volumi di prelievo di adeguata dimensione) – per ulteriori sviluppi di reti alimentate a GNL. Il processo è però rallentato in questa fase da incertezze regolatorie sul regime tariffario applicabile e sulle "gare d'ambito" che stanno modificando l'assetto delle società di distribuzione del gas naturale alle reti cittadine.

4.12 La metanizzazione della Sardegna

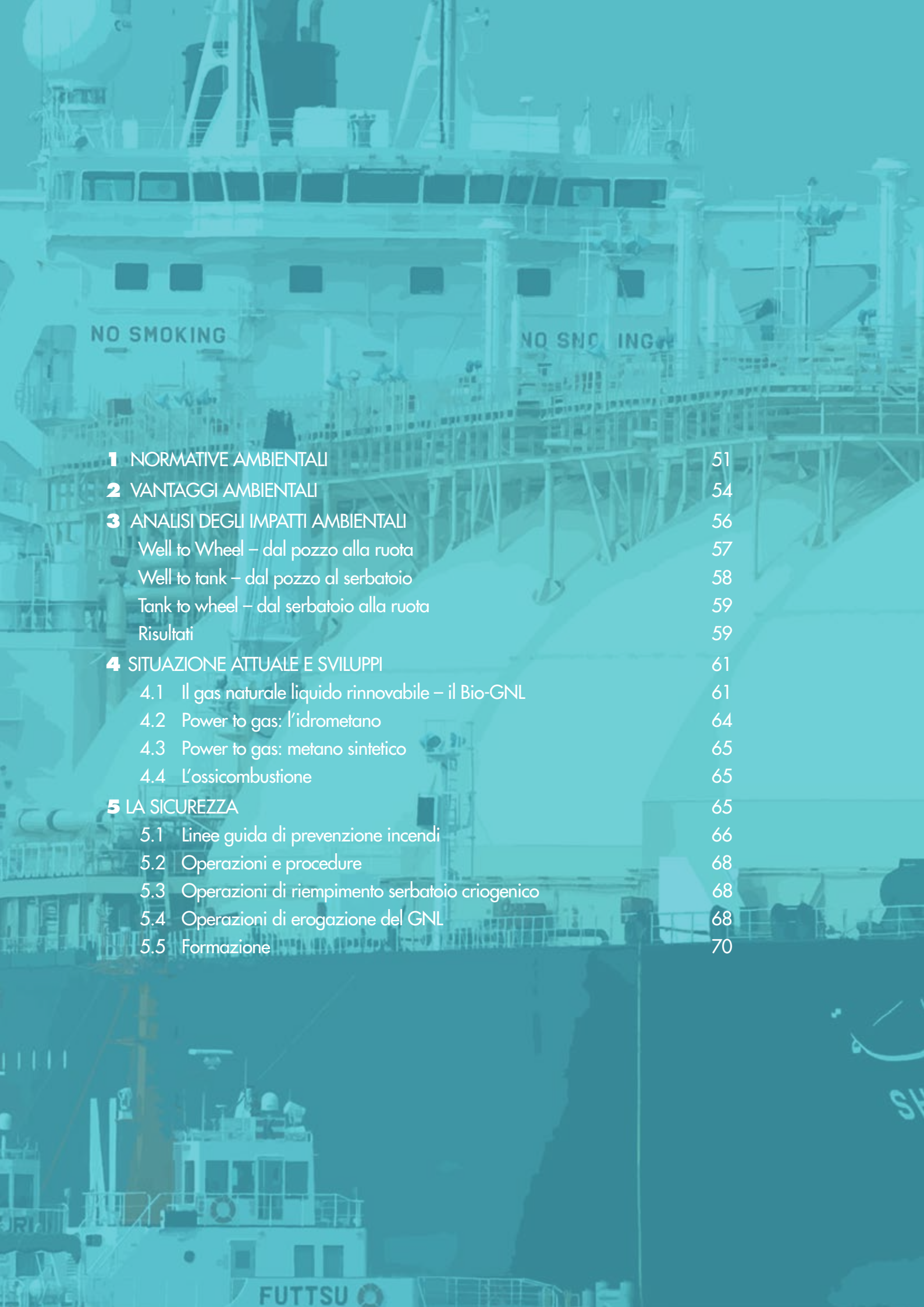
La Sardegna è la più grande area europea non metanizzata, nonostante nel tempo l'argomento sia stato posto più volte ma sempre senza una soluzione. Questa situazione contrasta con la storica diffusione dell'uso del gas naturale nell'Italia continentale, che ha contribuito all'industrializzazione del Centro-Nord del Paese e alla realizzazione di una capillare rete di gasdotti che alimentano le utenze civili, le industrie e le centrali termoelettriche.
La Sardegna, anche quando era sede di importanti insediamenti industriali, oggi dismessi, non ha mai avuto consumi tali da giustificare un gasdotto dal Continente o un impianto di rigassificazione, presenti invece a terra alla Spezia e in mare davanti a Livorno e a Rovigo. Questa la motivazione opposta negli anni ai sardi.
Nei primi anni del 2000 fu varato un progetto di gasdotto che dall'Algeria avrebbe dovuto portare il gas naturale in Sardegna con una tratta sottomarina che sarebbe proseguita a terra sull'isola per poi reimmergersi fino alla Toscana e da lì soddisfare la domanda del Nord Italia e del Centro Europa. Purtroppo, il crollo dei consumi di gas naturale e di energia in genere dopo la crisi finanziaria ed economica del 2008 ha portato alla cancellazione del progetto, non più sostenibile.
In anni più recenti sono stati valutati un gasdotto dalla Toscana, giudicato però anch'esso antieconomico e con problemi di sicurezza (troppo rischioso far dipendere tutta una Regione da un solo collegamento) ed un rigassificatore galleggiante di almeno 60.000 m3, che però sembrava porre analoghi problemi di sicurezza e di mercato. Nel frattempo, si sono iniziati a diffondere, soprattutto nel Nord Europa, i sistemi infrastrutturali basati su depositi costieri di taglia ridotta di GNL.
Nel complesso il bilancio energetico della Sardegna vede il petrolio al 65% contro il 40% del resto d'Italia, con consumi complessivi intorno ai 2 milioni e mezzo di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP), che rappresentano circa il 2% dei consumi nazionali. Nonostante l'uso di alcuni combustibili meno pregiati, le statistiche della Regione hanno quantificato in circa 400 milioni di euro il maggior costo dell'energia per i cittadini sardi.
La produzione di elettricità nella Regione è stata caratterizzata dall'uso del carbone e dell'olio combustibile (derivato meno pregiato del petrolio), anche quando nel resto del Paese questi combustibili sono stati in buona parte sostituiti dal gas naturale; ancora olio combustibile e gasolio negli usi industriali, mentre il GPL e il propano vengono usati soprattutto per la distribuzione alle famiglie tramite reti cittadine isolate rifornite con autocisterne.
La diffusione mondiale dei sistemi di produzione, distribuzione e uso diretto come combustibile del GNL, avviata negli scorsi anni rappresenta una opportunità per un processo di metanizzazione a misura d'Isola. A partire dal 2014 sono stati quindi lanciati vari progetti per la realizzazione di depositi costieri di GNL con il quale alimentare i mezzi di trasporto terrestri (GNL per i camion, L-CNG per le automobili), le navi, le industrie e le reti cittadine, con la possibilità di alimentare anche i mezzi pubblici locali, autobus e treni.
Il primo progetto di deposito costiero fu proposto dalla Higas, società costituita

dal costruttore navale Gas and Heat e dalla società di distribuzione del gas naturale CPL Concordia, nel porto di Santa Giusta (Oristano). Il progetto ha ottenuto tutte le autorizzazioni e i permessi e l'impianto è oggi in costruzione. L'entrata in servizio è prevista per metà del prossimo anno. L'impianto avrà una capacità di 9.000 m3 e potrà distribuire il GNL per tutti gli usi, inclusa l'immissione in forma gassosa nei gasdotti delle città limitrofe.
Per motivi di sicurezza e di mercato, sarà necessaria in Sardegna la realizzazione di almeno un altro deposito costiero, non potendosi basare i rifornimenti di GNL dell'intera regione su un solo punto di arrivo. Nell'area portuale di Santa Giusta sono stati proposti altri due depositi costieri. Uno da 10.000 m3 da parte di Edison; già autorizzato, spetta ora alla società decidere quando avviare i lavori. Un altro ancora da 9.000 m3 è stato elaborato dalla locale IVI Petrolifera in associazione con la Dolomiti GNL, che ha realizzato una rete cittadina a GNL a Molveno, in Trentino.
Altri due impianti sono stati proposti per la Sardegna dal Consorzio Industriale Provinciale di Sassari, competente per l'area industriale di Porto Torres, da 10.000 m3, e il secondo da parte di ISGAS ENERGIT Multiutilies, da 22.000 m3 nel Porto Canale di Cagliari, con l'obiettivo non solo di alimentare la rete cittadina del capoluogo sardo, la più estesa dell'isola oggi servita con propano, ma anche le navi che scalano il porto. Queste ultime due proposte, come quella di IVI Petrolifera, non hanno ancora concluso l'iter autorizzativo.
Sulle lentezze realizzative di questi impianti pesano delle incertezze regolatorie sul mercato degli utenti finali e sulla perequazione dei costi del servizio, che dovrebbero avere la stessa regolazione del resto del Paese. La perequazione tiene conto dei maggiori/minori costi della distribuzione in certe aree piuttosto che in altre.
Portare il metano in un'isola come la Sardegna può avere maggiori costi rispetto all'importazione di gas via gasdotto dall'Algeria o dalla Russia con impianti già ammortizzati. Il trasporto del gas naturale sotto forma di GNL rappresenta di fatto un gasdotto "virtuale" e secondo alcuni osservatori il sistema di approvvigionamento andrebbe regolamentato definendone i costi standard, così come si fa con le reti di gasdotti in alta e media pressione nell'Italia continentale.
In prospettiva si potranno alimentare con il GNL anche le centrali elettriche che dovessero sostituire le due ancora funzionanti a carbone (Impianto Sulcis dell'Enel e Fiume Santo dell'EP Produzione spa), che dovrebbero andare fuori servizio nel 2025. Gli impianti che producono elettricità, situati sulle coste, potrebbero dotarsi di un proprio sistema di approvvigionamento, oppure alimentarsi presso i depositi costieri che saranno realizzati.
Su quest'ultimo punto esperti e politici sono divisi sulla necessità di collegare tra loro con una dorsale i depositi che saranno realizzati nelle diverse aree dell'isola e altri gasdotti di collegamento con le reti cittadine. Probabilmente non sarà possibile decidere senza prima una verifica del rilancio industriale dell'economia regionale e di quanto GNL sarà venduto in un mercato concorrenziale.
La Sardegna, a causa della mancata metanizzazione negli anni 60 e 70, ha adesso la possibilità di cogliere una grande op-

portunità e mettersi al centro del sistema degli usi diretti del GNL nel Mediterraneo. Essere al centro, diventare un "hub", punto di importazione e riesportazione con volumi tali da far scendere i prezzi è una grande opportunità, tra l'altro in un settore che ancora deve esprimere tutta la sua capacità di innovazione tecnologica.
Come già accennato in altre parti del Quaderno, il GNL ha un grande vantaggio: è lo stesso per tutti gli usi. Quindi chi ha un consumo sicuro, come è nel caso della Sardegna la domanda di sostituzione di GPL e aria propanata per le reti cittadine e del gasolio e dell'inquinante olio combustibile per i consumi industriali, ha la certezza di rientro dell'investimento e non deve aspettare l'arrivo dei camion e delle navi a GNL prima di realizzare i depositi costieri, principali settori di consumo del metano liquido.
Va aggiunto che i nuovi impianti di stoccaggio e rifornimento del GNL, costituiti da una pluralità di serbatoi (tipicamente da 1.000 o 1.500 m3) possono essere implementati man mano che cresce la domanda, riducendo il rischio di impresa. Poiché il costo principale dei depositi costieri sono i serbatoi criogenici, la loro diffusione in Sardegna potrebbe farne scendere il prezzo. Questi serbatoi possono anche essere acquisiti in leasing.
Le reti cittadine sarde alimentate con GPL o aria propanata sono un centinaio e una decina le società di distribuzione, che soddisfano la domanda di oltre 60 mila famiglie. Ai fini della metanizzazione il territorio sardo è stato diviso in 38 bacini messi a gara e acquisiti da varie società di distribuzione del gas. Le gare si sono svolte una decina di anni fa, quando si pensava all'arrivo del gas naturale dall'Algeria con un gasdotto che avrebbe attraversato tutta l'isola da Sud a Nord. La successiva fase di incertezza ha rallentato e in molti casi interrotto i lavori, anche se le varie reti possono essere alimentate con serbatoi a loro volta riforniti da autobotti.
Adesso, con la prospettiva dell'arrivo del GNL attraverso i depositi costieri, in molti bacini sono stati avviati i lavori di posa dei gasdotti e nel mercato sono entrati anche nuovi operatori come Italgas, principale distributore nazionale di gas naturale. Italgas ha rilevato alcuni di questi bacini, tra i quali la rete di Sassari. Le reti hanno superato in estensione i 2.000 km per un consumo annuale che si avvicina ai 20 milioni di metri cubi di gas, tra GPL, propano e aria propanata.
Ma il GNL in Sardegna non è una novità. La Cooperativa casearia 3 A di Arborea (Oristano) lo usa da circa 5 anni nel proprio stabilimento, avendo adottato per prima in Sardegna la cogenerazione, che permette di produrre elettricità e calore con lo stesso impianto, attività possibile solo con il gas naturale e quindi sconosciuta in Sardegna.
Il GNL arriva alla 3 A da Valencia (Spagna) con una autobotte che arriva dalla città spagnola fino a Cagliari in traghetto e da lì raggiunge lo stabilimento su strada, per poi tornare indietro. Nelle scorse settimane, a causa di scioperi presso il rigassificatore di Marsiglia, il principale punto di approvvigionamento degli importatori italiani, alcuni hanno imitato la 3 A, procurandosi il GNL con autobotti e traghetti sulle rotte mediterranee.
In realtà il GNL è ormai ampiamente presente anche in Sardegna nei trasporti terrestri pesanti, grazie alla stazione di

servizio di Pontedera (Pisa), dove fanno rifornimento di GNL i camion che poi si imbarcano a Livorno per raggiungere l'isola e tornare indietro. Imprenditori locali si stanno intanto preparando per quando arriverà il GNL. È il caso del Gruppo alimentare Nonna Isa, che sta completando una stazione di servizio a Villacidro, realizzata dal Gruppo Comit, che erogherà non solo GNL ai camion e L-CNG alle automobili, ma fornirà il GNL anche al suo principale deposito, adiacente alla stazione di servizio, per le necessità di riscaldamento e raffrescamento.

CARATTERISTICHE DEL GNL E IL FUTURO



1 NORMATIVE AMBIENTALI 51
2 VANTAGGI AMBIENTALI 54
3 ANALISI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI 56
Well to Wheel – dal pozzo alla ruota 57
Well to tank – dal pozzo al serbatoio 58
Tank to wheel – dal serbatoio alla ruota 59
Risultati 59
4 SITUAZIONE ATTUALE E SVILUPPI 61
4.1 Il gas naturale liquido rinnovabile – il Bio-GNL 61
4.2 Power to gas: l'idrometano 64
4.3 Power to gas: metano sintetico 65
4.4 L'ossicombustione 65
5 LA SICUREZZA 65
5.1 Linee guida di prevenzione incendi 66
5.2 Operazioni e procedure 68
5.3 Operazioni di riempimento serbatoio criogenico 68
5.4 Operazioni di erogazione del GNL 68
5.5 Formazione 70

CARATTERISTICHE DEL GNL E IL FUTURO

1. NORMATIVE AMBIENTALI

La tematica ambientale ha assunto nel corso degli anni una centralità sempre maggiore, sia nella definizione di Direttive Comunitarie che nella progettazione di piani di sviluppo nazionali, interpretando la necessità di definire misure atte a garantire la sicurezza energetica mediante un uso più efficiente dell'energia e delle risorse. Gli aspetti principali della tematica ambientale si basano sulla valutazione degli impatti antropici, legati nello specifico all'aspetto dei cambiamenti climatici e della qualità dell'aria.
A livello mondiale il tema è stato affrontato per la prima volta nel 1992 a Rio de Janeiro nella Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, trattato a firma di 154 paesi la cui ratifica impegnava i governi a perseguire un "obiettivo non vincolante" per ridurre le concentrazioni atmosferiche dei gas serra con l'obiettivo di "prevenire interferenze antropogeniche pericolose con il sistema climatico terrestre". Da quel momento, gli Stati firmatari si sono incontrati annualmente nella Conferenza delle Parti (COP) per analizzare gli obiettivi traguardati e ridisegnare le strategie da perseguire per fronteggiare il fenomeno del cambiamento climatico: dal famoso protocollo di Kyoto, si è arrivati al recente accordo di Parigi (COP21), dove nel 2015 i 195 paesi firmatari hanno adottato il primo accordo mondiale sul clima giuridicamente vincolante, definendo un piano d'azione globale inteso a fronteggiare il tema dei cambiamenti climatici limitando il riscaldamento globale al di sotto dei 2 °C. Le strategie ed i piani di sviluppo individuati a Parigi sono stati poi confermati nell'ultimo incontro di Katowice, datato dicembre 2018.
Relativamente alla Comunità Europea, il quadro di sviluppo al 2030 per il clima e l'energia - "2030 climate & energy framework" - fissa tre obiettivi chiave da traguardare, modulati partendo da quanto già definito negli scenari di sviluppo al 2020:

- Riduzione minima del 40% di emissioni di gas a effetto serra (comparato ai livelli del 1990);
- Penetrazione di una quota minima del 27% di energie rinnovabili nel mix energetico;
- Efficientamento minimo del 27% per il settore energetico.

L'obiettivo di riduzione del 40% delle emissioni di gas serra è ripartito tra le due diverse macro-categorie in cui i settori energetici sono raggruppati: al non-ETS, comprensivo del settore dei trasporti, è assegnato un obiettivo di riduzione del

30% rispetto ai livelli del 2005, con la definizione di tassi di riduzione obbligatori calibrati per ogni singolo Stato Membro. Oltre agli obiettivi, vengono individuati anche i principali comparti di intervento: la "Fuel Quality Directive", ad esempio, definisce le caratteristiche dei carburanti immessi in consumo, traducendo la necessità di ridurre i quantitativi di gas serra emessi – ma anche degli inquinanti atmosferici – in un obiettivo del 6% entro il 2020. Un ulteriore aspetto che viene considerato, approfondito in maniera più consistente nella "Renewable Energy Directive", è quello dei biocarburanti, le cui emissioni dovranno risultare almeno del 50% inferiori rispetto a quelle dei carburanti tradizionali che andranno a sostituire.
La valenza del GNL nel settore del trasporto pesante viene rafforzata dall'emendamento numero 76, approvato dal Parlamento Europeo il 14 Novembre 2018, dove viene espressamente richiesto lo sviluppo di una metodologia per la quantificazione degli ulteriori apporti benefici derivanti dall'utilizzo di combustibili gassosi avanzati e rinnovabili, tra i quali il bio-GNL.
Parallelamente alla Commissione, anche il Consiglio ha definito la propria posizione, incentrando le politiche di intervento sul raggiungimento di un obiettivo generale di riduzione delle emissioni di CO_2 per i nuovi veicoli pesanti immatricolati: a partire dal 2025 è previsto un obiettivo vincolante di riduzione del 15% rispetto ai livelli di emissione del 2019, coerentemente a quanto già proposto dalla Commissione. In aggiunta, nella proposta del Consiglio viene introdotto un ulteriore obiettivo non vincolante, che eleva la percentuale di riduzione al 30% a partire dal 2030, stabilendo un intervallo intermedio al 2022 per la valutazione ed eventuale ricalibrazione della misura.
Le diverse posizioni espresse rispettivamente da Commissione e Consiglio, concordi nell'approccio ma difformi nella formulazione degli obiettivi, dovranno essere armonizzate in un unico documento, da discutere e definire nelle successive fasi di trilogo.
Le strategie ed i piani di sviluppo strutturati a livello nazionale recepiscono le direttive e gli atti di indirizzo definiti a livello europeo, declinandoli in base alle specificità del sistema energetico del Paese. L'Italia ha recentemente inviato alla Commissione europea una proposta per il Piano nazionale integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC), sviluppato sulla base di cinque tematiche di indirizzo:

- decarbonizzazione;
- efficienza energetica;
- sicurezza energetica;
- mercato interno dell'energia;
- ricerca, innovazione e competitività.

Per quanto riguarda gli obiettivi di decarbonizzazione e sicurezza energetica il documento mantiene l'impostazione della SEN (Strategia Energetica Nazionale), riconoscendo al GNL un ruolo strategico e determinante, garantendo la possibilità di "...sostituire i carburanti per il trasporto pesante; di sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti, nonché alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase-out delle centrali ora alimentate a carbone...".
Per quanto riguarda il settore dei traspor-

ti, l'Italia ha recepito quanto stabilito a livello comunitario con la direttiva 2014/94/EU del 22 Ottobre 2014, relativa allo sviluppo di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (DAFI). La Commissione Europea ha previsto per gli Stati Membri l'obbligo di dotarsi di piani di sviluppo che favoriscano l'impiego di fonti energetiche alternative. Il concetto di "alternativo", che assimila e sottende la sostituzione dei combustibili tradizionali con altri di maggiore valenza ambientale in un'ottica di decarbonizzazione del settore, viene articolato secondo il fondamentale principio di neutralità tecnologica, prevedendo quindi dei piani di sviluppo per diversi vettori energetici. In tale contesto si colloca anche il gas naturale liquefatto (GNL) al quale la Direttiva ha riconosciuto un ruolo determinante nel settore del trasporto pesante, sia terrestre che marittimo: nel documento infatti viene stabilito che, attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali, gli Stati Membri assicurino che entro il 31 dicembre 2025 venga realizzato 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. Anche sul versante dei trasporti stradali viene richiesto che entro il 31 dicembre 2025 gli Stati Membri 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 garantire la circolazione in tutta l'Unione dei veicoli pesanti alimentati a GNL.
La Direttiva è quindi finalizzata a ridurre la dipendenza del settore dei trasporti dal petrolio, costruendo un sistema europeo competitivo, efficiente e sostenibile dal punto di vista delle risorse, incoraggiando gli investimenti con normative chiare e stabili nel medio periodo.
Questo processo di efficientamento non è circoscritto unicamente ai carburanti: di fondamentale importanza risultano i contributi legati alla tipologia di veicoli circolanti, per i quali la "Clean Vehicle Directive" si propone di incentivare la diffusione di veicoli ambientalmente più performanti, ed allo sviluppo di un'infrastruttura di distribuzione per i carburanti alternativi - "Directive Alternative Fuels Infrastructure" – tra i quali il gas naturale liquefatto viene individuato come una delle applicazioni più strategiche al settore del trasporto pesante, sia stradale che marittimo.
Un ulteriore tema molto importante è quello della sicurezza energetica, ripreso anche nell'ambito del pacchetto dell'Energy Union, sul quale il Consiglio dei Ministri ha adottato le proprie conclusioni l'8 giugno 2015 riconoscendo che "...l'UE ha bisogno di diversificare la propria fornitura di gas e di renderla più resistente alle interruzioni di approvvigionamento...", individuando nel GNL lo strumento idoneo a conseguire il superamento delle dipendenze esistenti da singoli fornitori.
Per quanto riguarda il settore del trasporto stradale pesante, la Comunità Europea sta definendo per la prima volta degli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO_2: sul tema, la Commissione ha riconosciuto al GNL un ruolo principale nelle politiche finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, sottolineando come una sua maggiore penetrazione nel settore possa contribuire al raggiungimento degli obiettivi in materia di emissioni di CO_2 garantendo contem-

poraneamente bassi livelli di emissioni atmosferiche inquinanti, quali NOx e particolato.
A livello di misure locali si registra l'Accordo del Bacino Padano, firmato dai Presidenti di Regione Lombardia, Piemonte, Veneto ed Emilia-Romagna per l'attuazione di misure congiunte per il miglioramento della qualità dell'aria. Il documento è, tra gli altri, finalizzato ad incentivare, mediante la concessione di appositi contributi, la penetrazione di veicoli caratterizzati da basse emissioni di PM, NOx e CO_2, promuovendo la realizzazione di infrastrutture per propulsioni alternative e disciplinando il traffico veicolare in modo da favorire la circolazione e la sosta nelle aree urbane di veicoli con propulsioni alternative.
La Regione Lombardia, con Delibera n.970/18, ha stanziato 2 milioni di Euro a sostegno della realizzazione di stazioni di erogazione GNL per il trasporto commerciale su strada, a copertura del 50% dell'investimento e contributo massimo fino a 200 mila euro. Grazie a questo incentivo entro il 2019 le stazioni C-GNL in Lombardia aumenteranno dalle attuali 2 a 4 (prossime aperture a Brescia e Melzo), per arrivare a realizzarne altre 10 entro i prossimi 3 anni circa.
Nel febbraio 2019 la Regione Liguria ha approvato un Protocollo d'intesa da sottoscriversi tra Regione Liguria, Città Metropolitana di Genova, Comune di Genova, Autorità di Sistema Portuale del Mar Ligure Occidentale e del Mar Ligure Orientale, Direzione Marittima della Liguria, UNIGE-CIELI, Direzione Regionale dei Vigili del Fuoco, CCIAA di Genova e delle Riviere, per l'utilizzo del GNL in collaborazione congiunta e reciproca.
Il protocollo sottolinea come la scelta del GNL vada oltre la sua valenza ambientale e il suo sviluppo come combustibile per la trazione rappresenti un'opportunità di sviluppo per l'intero territorio ligure.
La Regione, da parte sua, si impegna a prevedere idonee misure all'interno della programmazione 2019-2021, tra cui forme di incentivazione/esenzione fiscale; promuovere la diffusione di impianti di rifornimento; rimuovere eventuali vincoli normativi nelle tematiche di propria competenza; promuovere presso i Ministeri dell'Ambiente, delle Infrastrutture e dei Trasporti e dello Sviluppo Economico di iniziative a sostegno della diffusione del GNL per alimentazione navi e veicoli pesanti e mezzi per il trasporto pubblico.

2. VANTAGGI AMBIENTALI

Lo sviluppo del GNL in un mercato energetico maturo, quale quello dei trasporti, rappresenta un'occasione per accelerare il cammino verso la decarbonizzazione del settore e per incrementare la diversificazione delle fonti energetiche. Valutando inoltre gli effetti su una scala di tipo locale, la penetrazione del GNL nel settore del trasporto pesante ed in quello delle utenze industriali e civili di grande taglia garantirebbe dei benefici diretti sulla qualità dell'aria, riducendo significativamente le emissioni di inquinanti atmosferici quali polveri sottili, NOx e SOx e, relativamente al settore del trasporto stradale, l'impatto sonoro prodotto dal motore dei veicoli.
La valenza ambientale del GNL è principalmente determinata dalla semplicità molecolare del prodotto, che consente una combustione pulita con ridottissimi

residui solidi, e dalle sue caratteristiche composizionali, che lo rendono un combustibile pulito privo di zolfo. Vedi anche il Paragrafo 3.3 del Capitolo 3 dove si tratta l'impatto del GNL nell'ambito dei combustibili navali climalteranti.
Relativamente al settore del trasporto stradale pesante, i numerosi studi condotti sull'argomento evidenziano come l'impiego del GNL in sostituzione dei combustibili tradizionali consenta l'azzeramento delle emissioni di SOx, la drastica riduzione degli NOx – valutabile intorno a valori del 50% - una buona riduzione delle emissioni di CO_2 ed un elevatissimo contenimento del particolato, con abbattimento delle emissioni valutabili nell'ordine del 90%. L'efficacia dell'impiego del GNL ai fini della riduzione dell'immissione nell'atmosfera di gas serra dipende dalle soluzioni tecnologiche adottate per quanto riguarda la motorizzazione e dalla gamma di misure individuate per ridurre eventuali rilasci indesiderati di metano, unitamente ai sistemi gestione dei vapori di Boil off.
La strategicità ambientale dell'applicazione del GNL nel settore dei trasporti è testimoniata dal fatto che la disponibilità di prodotto è stata di fatto integrata come requisito nello sviluppo della rete TEN-T (Trans-European Networks – Transport), per garantire che le reti di trasporto trans-europee possano traguardare gli obiettivi di interconnessione ed interoperabilità delle reti nazionali in un'ottica di tutela ambientale. Non a caso, la rete nazionale di distribuzione ha avuto uno sviluppo iniziale concentrato nell'area nord del Paese, potendo bilanciare gli investimenti con la domanda dei flussi lungo le direttrici ed i punti nodali della rete europea, condizionata inoltre dalla logistica di approvvigionamento nazionale momentaneamente dipendente dalle importazioni estere.
Per quanto riguarda il trasporto marittimo si registra come la comunità internazionale, attraverso le singole amministrazioni e i canali di cooperazione, abbia ormai centralizzato la tematica degli impatti delle attività umane nelle proprie politiche di programma, dimostrando interesse e incoraggiando il settore verso l'utilizzo di gas naturale come fonte primaria di energia per la propulsione e la produzione di energia elettrica a bordo delle navi.
Proprio in quest'ottica le normative concordate nel quadro dell'International Maritime Organisation (IMO) stabiliscono che a partire dal 1° gennaio 2015 i limiti di zolfo nei carburanti marittimi nelle regioni ad emissioni controllate (aree SECA) devono essere dieci volte inferiori a quelle del recente passato. Nell'area del Mediterraneo le legislazioni ambientali sulle emissioni da attività marittime non avranno limiti altrettanto stringenti almeno sino al 1° gennaio 2020, a decorrere da cui in tutti i mari, compresi ovviamente quelli italiani, il tenore di zolfo nei combustibili marittimi dovrà avere un valore massimo dello 0,1%.
Oltre al rispetto dei limiti legati al tenore di zolfo nei combustibili marini, l'utilizzo di gas naturale come combustibile è uno degli strumenti di cui l'industria marittima dispone per soddisfare i limiti sempre più restrittivi in termini di emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e climalteranti, come gli ossidi di azoto (NOx), di zolfo (SOx) e di anidride carbonica (CO_2).
In tale quadro, le iniziative industriali volte all'utilizzo del GNL nel bunkeraggio

per i traghetti, mezzi navali della guardia costiera e trasporti navali interni, sono in fase di sviluppo avanzato ed hanno dato vita a una nuova logistica - ormai consolidata - per la distribuzione del metano liquido lungo le coste del Nord Europa.
Analogamente a quello del trasporto, anche il settore delle utenze industriali e civili di grande taglia non asservite dalla rete di metano rappresenta un mercato di potenziale penetrazione del gas naturale liquefatto. Considerata la facilità di trasporto, unitamente alla sua elevata densità energetica, l'utilizzo del GNL potrà facilmente soddisfare il fabbisogno energetico del settore, consentendo di ridurre notevolmente gli impatti ambientali in termini di emissioni CO_2, polveri sottili ed ossidi di azoto e di zolfo, rivelandosi supporto importante al raggiungimento dei difficili obbiettivi imposti a livello comunitario. Il beneficio derivante dall'impiego del GNL sarà particolarmente rilevante per la qualità dell'aria delle numerose aree del territorio italiano la cui conformazione orografica e le condizioni meteo/climatiche rendono indispensabile l'impiego di combustibili puliti.
I vantaggi ambientali nei diversi settori di penetrazione saranno ovviamente tanto più rilevanti per il sistema Paese quanto maggiore sarà la diffusione del GNL come carburante e combustibile. La diffusione organica ed omogenea del prodotto su tutto il territorio italiano, se da un lato è favorita dall'esistenza di un impianto normativo esaustivo per tutte le fattispecie impiantistiche e da un apparato di regolamentazione tecnica ormai standardizzato, dall'altro è ostacolata dall'assenza di un'infrastruttura di approvvigionamento nazionale, che eleva la componente geografica a driver fondamentale per le politiche di investimento: dipendendo totalmente da importazioni estere, di fatto, il ritorno economico di un investimento è direttamente proporzionale alla latitudine dello stesso.

3. ANALISI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI

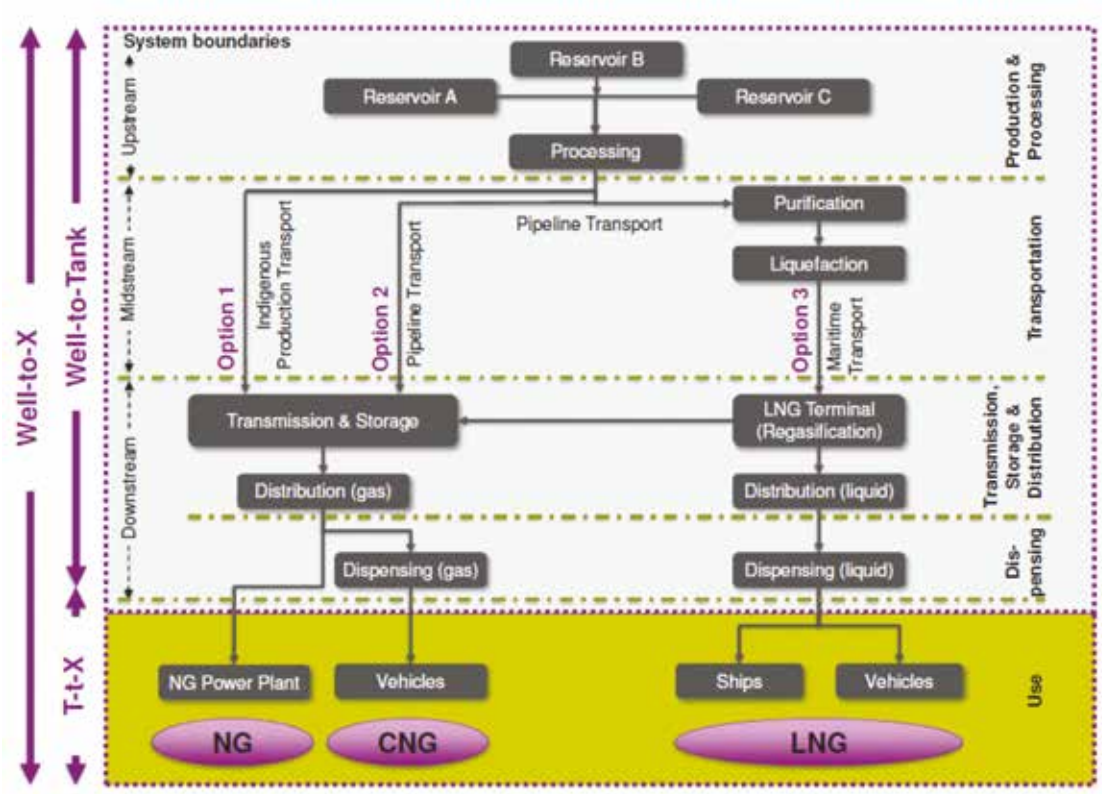
Oggi più che mai le politiche riguardanti il settore energetico, e quindi anche quelle inerenti il settore dei trasporti, sono focalizzate su obiettivi di efficientamento e di riduzione delle emissioni di gas climalteranti, in risposta al sempre più discusso problema dei cambiamenti climatici.
Sebbene la portata degli effetti sia di per sé esplicativa della scala che la problematica interessa, oggi i veicoli vengono classificati in base alle loro emissioni allo scarico, attraverso un'analisi di tipo locale. Al contrario, le emissioni di gas serra comportano degli effetti apprezzabili su scala globale, motivo per il quale le caratteristiche ecologiche di un veicolo andrebbero coniugate attraverso un'analisi di più ampio respiro, come quella del tipo dal "pozzo alla ruota" (Well to Wheel, di seguito WtW) che, partendo dalla fonte primaria di energia, considera i processi per le sue eventuali trasformazioni, il costo in termini energetici per il trasporto ed infine la quantità di energia utilizzata per la propulsione del veicolo (funzione della combinazione del carburante e della tecnologia propulsiva). In quest'ottica, un approccio ancora più completo è rappresentato dal Lyfe Cycle Assessment (di seguito LCA), che

integra gli output dell'analisi WtW – legati principalmente al vettore energetico – valutando gli impatti dell'intero ciclo di vita del veicolo e dei suoi componenti, includendo le fasi di preproduzione (estrazione e lavorazione delle materie prime), produzione, distribuzione, uso (anche riuso e manutenzione), riciclo e dismissione finale.
Oltre a garantire la completezza del dato sugli impatti ambientali, l'approccio esteso su scala globale - WtW o LCA - risulta pienamente allineato e conforme al principio di neutralità tecnologica, svincolando l'analisi dalla sola componente tecnologica e quantificando gli effettivi contributi del vettore energetico o del bene, in questo caso il veicolo, nel suo intero ciclo di vita.
Stante quanto sopra, appare quindi evidente come il concetto di veicoli a zero emissioni vada ridimensionato alla scala locale e legato unicamente alla tematica dell'inquinamento atmosferico, considerando che in un contesto di scala globale e di valutazione degli effetti qualsiasi tipologia di settore apporterà sicuramente dei contributi.

Well To Wheel: dal pozzo alla ruota

Per quanto riguarda il settore del trasporto pesante, in letteratura non si trovano molti riferimenti a studi del tipo LCA; diverse sono invece le analisi di tipo WtW. In questa trattazione è stato considerato come riferimento lo studio "Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas", elaborato dalla società Thinkstep su commissione di NGVA Europe.
Il documento è finalizzato a fornire un quadro circa l'intensità dei contributi del settore gas naturale – nelle sue forme compresso e liquefatto - in termini di emissioni di gas serra, per i diversi comparti trasporto pesante stradale, marittimo e produzione di energia.
Per la quantificazione degli effetti legati al tema del cambiamento climatico sono stati integrati i diversi contributi derivanti dalle emissioni di CO_2, CH_4 e $N2_O$. Associando a ciascun gas serra il proprio fattore di caratterizzazione, ed aggregando i singoli contributi, si definisce il potenziale di riscaldamento globale (Global Warming Potential, GWP), noto anche come intensità di gas serra o Carbon Footprint, espresso in equivalenti di CO_2 (CO_2-eq).
Nello studio, l'analisi dal pozzo alla ruota viene suddivisa in due segmenti: nel primo vengono determinati i contributi dal pozzo al serbatoio (Well to Tank, WtT), analizzando nello specifico le diverse fasi di estrazione, trasformazione ed approvvigionamento; il secondo è focalizzato invece sul percorso dal serbatoio alla ruota (Tank to wheel, TtW), funzione principalmente della tipologia di tecnologia utilizzata.
Nella rappresentazione grafica dei diagrammi di flusso (fig.1) viene riassunta la struttura dello studio: oltre ad una suddivisione di tipo verticale, che scompone l'analisi nei due segmenti visti in precedenza, il settore del gas naturale viene suddiviso in tre sottogruppi – gas naturale, gas naturale compresso e gas naturale liquefatto – ognuno analizzato in funzione dei tre diversi utilizzi (trasporto pesante stradale, marittimo e produzione di energia).
Ai fini della presente trattazione è stato preso in considerazione il percorso relati-

1 *Rappresentazione grafica dei diagrammi di flusso*



vo al gas naturale liquefatto, utilizzato nel settore del trasporto stradale pesante.

Well To Wheel: dal pozzo al serbatoio

Relativamente ai contributi associati al segmento del Well to Tank, sono state analizzate le diverse fasi in cui la catena di valore del gas naturale è stata suddivisa:

- Produzione e Processo, valutando quindi i contributi associati alle attività di realizzazione del pozzo, di estrazione ed ai processi di rimozione delle frazioni condensabili;
- Trasporto in condotta;
- Purificazione, propedeutica alla successiva liquefazione e volta alla rimozione dei composti acidi ed alla disidratazione del gas;
- Liquefazione, tramite il raffreddamento del gas al di sotto della propria temperatura critica (≈ - 160 °C);
- Trasporto di GNL;
- Stoccaggio primario di GNL, che rappresenta l'intersezione tra i processi di Upstream e le attività di Downstream;
- Distribuzione, nella quale vengono computati i contributi dovuti alla movimentazione del prodotto finalizzata alla consegna di GNL all'impianto di erogazione per il rifornimento di veicoli commerciali pesanti;

- Erogazione, per determinare eventuali contributi dovuti alla gestione della stazione di servizio.

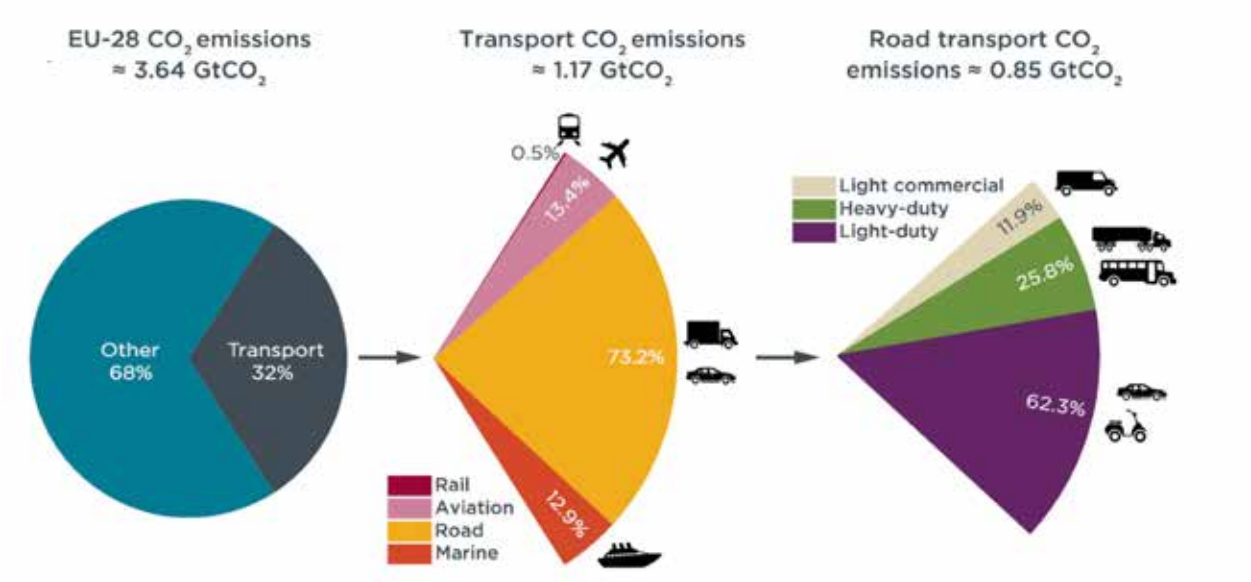
I risultati ottenuti dall'analisi di questi processi sono ovviamente dipendenti dalle condizioni al contorno cui si fa riferimento: le principali differenze sono legate al contesto geografico e a quello tecnologico, che hanno influenze dirette sia sulla composizione del gas naturale, che sull'efficienza dei processi utilizzati nella fase estrattiva e nelle operazioni di raffinazione e liquefazione, nonché sulle attività legate alle logistiche di trasporto. Nella figura seguente vengono rappresentati i risultati dell'analisi WtT, espressi in CO_2-eq/MJ (riferiti al potere calorifico inferiore del prodotto), per ognuna delle quattro macroregioni europee ed un valore di sintesi rappresentativo dell'Unione Europea.
A livello europeo, l'impronta di carbonio del GNL si attesta intorno ai 19,9 CO_2-eq/MJ, valore per il quale le fasi di produzione, raffinazione e liquefazione concorrono per circa il 77% del totale, seguite dalle dinamiche di trasporto che si attestano intorno al 15%: le percentuali di ripartizione sottolineano quanto il contesto geografico legato all'approvvigionamento del prodotto, al quale sono vincolate anche le soluzioni tecnologiche per la purificazione e liquefazione, pesi sul totale.

Tank to Wheel: dal serbatoio alla ruota

Avendo valutato i contributi emissivi della catena di valore subito a monte, per costruire un quadro completo e raffrontabile con altre tecnologie è necessario implementare gli output dell'analisi WtT con i contributi apportati dall'utilizzatore finale, ovvero quantificare le emissioni dal serbatoio alla ruota (Tank to Wheel, TtW). Questo secondo segmento di analisi è appunto incentrato sulla valutazione delle emissioni allo scarico dei gas serra già oggetto dell'analisi precedente, ovvero ÈÈ, CH4 ed N2O. Per un' analisi esaustiva sono state considerate le singole emissioni dal veicolo, considerando sia i gas provenienti dal processo di combustione completa che eventuali emissioni di gas incombusti, determinando un fattore complessivo associando al valore di concentrazione di ciascun gas il rispettivo fattore emissivo.
Per quanto riguarda il caso in esame, nello studio di riferimento i valori emissivi sono rapportati ad un'unità funzionale comune, che nel caso di trazione pesante stradale è rappresentata da 1 km percorso nel lungo raggio da un trattore stradale di 40t, comprensivo di rimorchio, con un carico pari al 75% del carico massimo.

Risultati

Integrando gli output dell'analisi WtT con quelli del TtW è possibile determinare l'impronta ambientale del prodotto lungo l'intera catena di valore, valutando i processi che intercorrono tra la prima fase, quella di estrazione, e l'ultima, associata all'utilizzo del GNL come carburante per il trasporto pesante stradale.
Considerando il mix tecnologico attuale del settore del trasporto stradale pesante, storicamente dominato dalle motorizzazioni diesel, nello studio è stato operato un raffronto tra queste due tipologie di carburanti. Confrontando quindi gli output dell'analisi WtW operata su entrambe le alimentazioni, i risultati mostrano come, in termini di [gCO_2-eq/km], l'utilizzo di veicoli



alimentati a GNL consenta un abbattimento delle emissioni di gas serra fino al 15%. Va sottolineato che questo dato, già molto rilevante soprattutto se commisurato all'apporto che il settore europeo dei trasporti ha sul volume totale di CO_2 emesso, è stato ricavato considerando un gas naturale di origine 100% fossile.
Il gas naturale, così come il GNL che da esso si ricava, può avere un'origine diversa da quella fossile.
Oggi il tema del biogas è sempre più attuale: nel corso degli ultimi anni difatti, sotto la spinta di politiche di efficientamento dei carburanti e di reinterpretazione dei processi industriali in un'ottica di economia circolare, questo prodotto ha trovato un'effettiva collocazione sul mercato. Dal biogas, tramite processi di depurazione e liquefazione, è possibile ricavare bio-GNL, del tutto identico dal punto di vista composizionale al GNL "tradizionale": assumendo una percentuale di penetrazione di bio-GNL nella catena di valore del prodotto, i vantaggi derivanti dal passaggio ad una trazione a GNL nel settore dei trasporti – in termini di riduzione delle emissioni di gas climalteranti - sarebbero molto più consistenti di quelli risultanti dall'analisi WtT appena presentati. Ipotizzando l'utilizzo di una miscela composta dal 20% di bio-GNL e dall'80% di GNL tradizionale la percentuale di riduzione, valutata in termini di [gCO_2-eq/km], aumenterebbe dal 15% al 28%. Va inoltre considerato che dal punto di vista tecnologico non vi sono restrizioni riguardo la percentuale di miscelazione, e che questa potrebbe arrivare ad un tasso di sostituzione di bio-GNL pari al 100%: a seconda del processo produttivo dal quale il biogas viene ottenuto, ed in ipotesi appunto di solo bio-GNL, si possono arrivare a delle percentuali di riduzione di emissione di gas climalteranti fino al 94% rispetto ai carburanti tradizionali.

4. SITUAZIONE ATTUALE E SVILUPPI

4.1 Il gas naturale liquido rinnovabile - Il Bio GNL

È opinione condivisa a livello generale che il gas naturale possa svolgere un importante ruolo nell'ambito della cosiddetta "transizione energetica", che dovrebbe portare a sistemi energetici basati su fonti a impatto ambientale nullo. Ciò sia dal punto di vista dell'inquinamento atmosferico, emissioni di polveri sottili, ossidi di zolfo e di azoto, sia dal punto di vista del cambiamento climatico, con l'emissione di sostanze climalteranti, come l'anidride carbonica (CO_2).
Si tratta quindi di superare l'uso dei combustibili fossili e della combustione delle materie legnose. In questo processo si ritiene che il gas naturale, pur essendo anch'esso una fonte fossile, possa più a lungo essere utilizzato, rispetto al carbone e al petrolio perché molto meno inquinante di questi.
Oltre all'aspetto ambientale è molto apprezzata una altra caratteristica del metano, quella di essere facilmente incendiabile e quindi più flessibile e facilmente utilizzabile in sostituzione delle fonti rinnovabili come la solare ed eolica, per loro natura intermittenti.
Soprattutto per la produzione di elettricità, e si ritiene che il futuro sarà sempre più pervaso dal vettore elettrico, quando calano il vento o si riduce l'insolazione, le centrali termoelettriche a tecnologia turbo-gas possono entrare in funzione molto rapidamente e quindi evitare cali di tensione dei sistemi di trasmissione e distribuzione dell'elettricità.
Il gas naturale viene quindi considerato un fattore stesso della transizione, un facilitatore, anche se esso stesso destinato ad essere superato. Così come nel settore del trasporto automobilistico leggero, dove il gas naturale è pure ampiamente diffuso, il primo concorrente del gas naturale è lo stoccaggio della stessa elettricità, soprattutto con sistemi elettrochimici (batterie).
Le centrali termoelettriche si stanno infatti dotando di grandi sistemi di batterie in grado di supplire per il tempo necessario, nell'ordine di minuti o decine di minuti, il calo della produzione da fonti rinnovabili e permettere l'avvio della combustibile delle fonti fossili (che richiede appunto un certo periodo di tempo per l'andata a regime delle caldaie).
L'analisi della convenienza ecologica ed economica dello stoccaggio elettrochimico rispetto all'uso del gas naturale richiede lo studio dei complessi calcoli basati sul ciclo di vita integrale dei prodotti, che tengono conto del costo e dell'impatto sia della loro produzione, dell'utilizzo e dello smaltimento. Nell'attuale stadio della transizione energetica i ricercatori e le imprese sono particolarmente impegnati in questi studi, anche per dare ai decisori politici gli elementi necessari alle migliori decisioni.
Il ruolo della politica, sia a livello mondiale, continentale e locale è particolarmente importante, perché può condizionare le scelte imprenditoriali e i comportamenti dei consumatori attraverso sistemi di incentivi economici e/o tassazioni di scopo. Ne sono esempi i limiti alle emissioni inquinanti e climalteranti dei vari combustibili e l'incentivazione delle fonti rinno-

vabili, con precisi obiettivi che i singoli Paesi devono raggiungere in determinati archi temporali.
In questo contesto, soprattutto in Europa ma non solo, si lavora alacremente per migliorare ulteriormente la qualità ambientale del gas naturale, con l'obiettivo di sostituire completamente ed in tempi rapidi, almeno negli usi in cui è maggiore il vantaggio ambientale, l'uso dei derivati petroliferi. È il caso dei trasporti marittimi e pesanti, dove si ritiene che la penetrazione della motorizzazione elettrica richiederà ancora alcuni decenni, mentre l'uso del gas naturale liquefatto si va rapidamente diffondendo.
Da tempo si sono diffusi, soprattutto con l'obiettivo di migliorare la redditività delle imprese agricole, sistemi di autoproduzione elettrica (o cessione alla rete), grazie all'utilizzo delle "biomasse", tutti quei materiali di origine organica, animale o vegetale, che non hanno subito alcun processo di fossilizzazione; quindi il petrolio, il carbone e gli altri combustibili fossili, pur essendo di origine organica non possono essere definiti biomassa.
L'uso delle biomasse è stato quindi promosso perché il degrado naturale delle varie sostanze utilizzate produrrebbe maggiore inquinamento se abbandonate nei campi o sfruttandole in altro modo.
Oltre alle piante coltivate, anche i rifiuti vegetali e i liquami di origine animale possono essere sottoposti a "digestione" o "fermentazione anaerobica" (in assenza di ossigeno).
Il processo avviene all'interno di un digestore, dove le biomasse sono movimentate a determinate temperature, nel quale si sviluppano microorganismi che, con la fermentazione, formano il cosiddetto biogas. Dopo trattamento depurativo, il gas può essere usato come carburante, combustibile per il riscaldamento e per la produzione di energia elettrica. Allo stesso modo si può ricavare energia anche dalla FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani).
Dalla fermentazione dei vegetali ricchi di zuccheri, come canna da zucchero, barbabietole e mais, si può ricavare l'etanolo o alcool etilico, che può essere utilizzato come combustibile per i motori a scoppio al posto della benzina. Dalle oleaginose, quali girasole, colza, soia, si può ottenere una spremitura di olio che può essere usato tal quale dopo filtraggio in motori tradizionali, oppure, tramite un processo chimico, si può produrre biodiesel, con una viscosità simile a quella del gasolio per autotrazione ottenuto per la distillazione del petrolio.
La possibilità di ridurre l'inquinamento di benzina e Diesel ha portato all'obbligo di miscelare, in determinati quantitativi, etanolo e biodiesel, considerati fonti energetiche rinnovabili, ai combustibili tradizionali. La Direttiva europea n. 28 del 2009, per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili ha incluso il biogas-biometano tra i combustibili alternativi che devono essere miscelati e utilizzati nei trasporti.
Il biometano si ottiene con un processo di "upgrading" del biogas (dove il metano vero e proprio è intorno al 50%), che viene depurato e "asciugato" fino ad arrivare ad un contenuto di metano vero e proprio intorno al 95%. Per gli usi nei trasporti pesanti di lunga percorrenza il biometano viene a sua volta liquefatto fino ad arrivare ad un contenuto di metano del 99% circa.
Da notare che i residui del processo di fermentazione, il cosiddetto "digestato",

viene successivamente utilizzato come fertilizzante, aumentando il valore del processo di produzione del biometano.
Al biogas e al biometano, nella fase di liquefazione, viene anche sottratta la CO_2, che può essere utilizzata nelle produzioni alimentari.
L'aumento della produzione di biometano e bio-GNL porterà ad un aumento di valore anche dei rifiuti organici urbani, inclusi i fanghi di depurazione, e ciò contribuirà all'affinamento della raccolta differenziata e al miglioramento dei processi depurativi, contribuendo anche per questa via alla tutela dell'ambiente naturale.
L'Italia è il secondo produttore di biogas in Europa e il quarto al mondo. Alla fine del 2017 erano operativi circa 1.300 impianti, per una potenza elettrica installata di circa 1.200 MW ed una produzione di oltre 7 TWh di elettricità. Secondo vari analisti, già oggi si potrebbe arrivare in Italia ad una produzione di circa 8 miliardi di metri cubi di biometano, superiore al 10% dei consumi complessivi nazionali di metano (72,6 miliardi nel 2018). L'interesse per il biometano, o "gas naturale rinnovabile" si è accentuato di recente grazie allo sviluppo di politiche di economia circolare.
Da poco più di un anno sono iniziate in Italia produzioni di gas naturale rinnovabile soprattutto da FORSU, e accordi sono stati stretti tra società produttrici e società di trasporto, per l'uso di bio GNL nei camion. L'uso del gas naturale rinnovabile liquido è apprezzato soprattutto dai produttori di alimentari, che associano alla qualità dei propri prodotti anche quella della loro movimentazione.
Riflessioni sono in corso sull'opportunità di produrre metano rinnovabile per poi immetterlo nelle grandi reti di gasdotti dove si miscela con quello di origine fossile. Le normative attuali permettono di comprare il metano rinnovabile immesso in rete presso centri di produzione distanti per poi prelevarlo miscelato e poterlo qualificare come rinnovabile "puro". In alternativa possono essere attivati sistemi di produzione vicini ai punti di consumo o il trasporto in forma liquida, anche se più costoso.
Probabilmente sarà il mercato a indicare la soluzione migliore, a seconda della valorizzazione che sarà data al metano rinnovabile "vero" rispetto al "miscelato", anche se la normativa incentivante attuale permette di qualificarlo come rinnovabile anch'esso. Lo scorso 2 marzo 2018 è stato emanato un Decreto del Ministero dello sviluppo economico che ha introdotto nuovi incentivi per la produzione di biometano finalizzato al settore trasporti; l'incentivazione è concessa solo al biometano prodotto con biomasse "no food", cioè che non sottraggono suolo e coltivazioni all'alimentazione umana.
Considerato che i combustibili tradizionali per il trasporto leggero sono già miscelati con etanolo, biodiesel e altri prodotti bio, una altra corrente di pensiero suggerisce di spingere la produzione di bio-GNL e di riservarla ai trasporti pesanti di lungo tragitto e soprattutto marittimi.
Nel settore delle crociere, gli armatori segnalano un forte interesse dei propri clienti per viaggi il meno impattanti possibile sull'ambiente marino, con punto di arrivo la completa sostituzione del petrolio, che oltre all'inquinamento atmosferico (con i componenti che oltre a diffondersi in atmosfera, si depositano in mare) comporta il rischio degli sversamenti in caso

di incidenti e spesso nella pulizia delle stive. Il grande vantaggio del GNL (rinnovabile o meno) in ambito marittimo è che essendo più leggero dell'aria in caso di fuoriuscite sale in alto.
In ambito marittimo il GNL sta penetrando rapidamente, in vista della prossima entrata in vigore in tutto il mondo di più stringenti limiti al tenore di zolfo, che dall'attuale 3,5% passerà allo 0,5% dal prossimo primo gennaio. In alcune parti del mondo (si veda il capitolo sui trasporti marittimi) questo limite è dal 2015 dello 0,1%. Le raffinerie si stanno attrezzando per produrre gasolio con questo tenore di zolfo, ma, richiedendo maggiore raffinazione, si ritiene che possa avere prezzi certamente maggiori del gas naturale.
La produzione di biogas per la generazione di elettricità è incentivata anche se i relativi provvedimenti stanno per scadere. Potrebbero venire richieste per una prosecuzione di questa forma di incentivazione ma le attuali politiche sembrano privilegiare la produzione elettrica con fotovoltaico e mini-eolico anche presso le aziende agricole, grazie ai significativi progressi nella resa energetica di queste tecnologie.
Tra l'altro lo sfruttamento attuale della biomassa non è ottimale: nel caso di sola produzione elettrica l'efficienza di conversione può oscillare tra il 35 e il 40%. Alcuni impianti esistenti utilizzano anche il calore: mediamente ogni metro cubo di metano prodotto da materia biologica sostituisce tre quarti di metro cubo di metano di origine fossile, arrivando intorno al 90%.
In Europa c'è un grande potenziale di sviluppo per il biometano. Il Consorzio Europeo Gas for Climate ha calcolato in circa 120 miliardi di metri cubi di gas rinnovabile, pari a circa 200 milioni di bio GNL all'anno entro il 2050, con risparmi di 140 miliardi di euro entro la stessa data rispetto all'alternativa rappresentata da un sistema energetico basato al 100% sull'energia elettrica (alle tecnologie attuali).

4.2 Power to gas: l'idrometano

Già oggi la rete elettrica nazionale non è in grado di assorbire tutta l'elettricità prodotta in certi periodi e in alcune aree del Paese dagli impianti fotovoltaici ed eolici. La stagionalità di queste produzioni è molto forte, perché dipende dall'insolazione e dal vento, fenomeni meteorologici non completamente prevedibili, anche se negli ultimi anni la situazione è molto migliorata.
A differenza del gas, che può essere conservato con relativa facilità nei giacimenti esauriti, l'elettricità non si può conservare e deve essere sempre presente in quantità adeguate al mantenimento della tensione negli elettrodotti. Come accennato in altre parti del Quaderno, si sta provvedendo con le batterie elettrochimiche che al momento sono ancora troppo costose per l'uso che sarebbe necessario.
Il mantenimento in equilibrio del sistema è complicato anche dalla rapidità con la quale possono salire o scendere l'illuminazione solare e il vento. Al di là della capacità di conservazione, un sistema sempre più esposto sulle rinnovabili elettriche dovrà necessariamente essere ridondante, cioè dovrà avere una capacità produttiva che in certe ore della giornata

e in certe stagioni non sarà utilizzabile. Questa necessità aumenta molto il costo complessivo del sistema e lo rende inefficiente. Tenere gli impianti fermi provoca perdite economiche che devono essere rimborsate ai produttori tra i costi del servizio. Un'alternativa è produrre sempre l'elettricità ma anziché immetterla nella rete usarla per il processo elettrolitico dell'acqua che separando i due elementi costitutivi permette di avere idrogeno e ossigeno. L'idrogeno può essere miscelato con il metano ed entrare nel sistema dei gasdotti in percentuali non superiori al 30% circa, abbattendo però del 50% le emissioni di CO_2 e ossidi di azoto. Quantità superiori richiederebbero un completo rifacimento di tutti i gasdotti. Già così però si otterrebbe un'analoga riduzione delle emissioni climalteranti. Esperienze sono in corso ed è attesa una completa industrializzazione del processo. La miscela di metano fossile e idrogeno si chiama idrometano e nel momento attuale si sta valutando la sua convenienza economica.

4.3 Power to gas: metano sintetico

Un'altra soluzione, interessante perché permetterebbe in prospettiva la completa sostituzione del gas naturale fossile, è la produzione del metano sintetico, che si ottiene con la metanazione (l'idrogeno viene combinato con l'anidride carbonica). Con questo processo la CO_2 viene sottratta all'ambiente, favorendo il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.
Il metano sintetico può favorire in maniera significativa la transizione energetica perché sostituisce un combustibile fossile con uno a tutti gli effetti rinnovabile. In questo modo si può prolungare la vita delle infrastrutture attuali e dei mezzi di locomozione che già oggi usano il metano e che potrebbero diventare dei costi non recuperabili. Naturalmente il gas sintetico può avere anche tutti gli altri utilizzi del metano fossile nell'industria e nei consumi civili ma si ritiene che il suo maggiore rendimento possa venire dall'uso nei trasporti marittimi e pesanti.

4.4 L'Ossicombustione

Come anche descritto nel nel capitolo 3, paragrafo 3.3 per gli usi del GNL nei motori a razzo, gli sviluppi tecnologici più recenti hanno portato alla realizzazione di un nuovo potente combustibile destinato a sostituire nei razzi gli attuali combustibili solidi, molto inquinanti, con una miscela di metano liquido e ossigeno liquido. Le sperimentazioni in corso prefigurano possibili utilizzi di questo combustibile anche in contesti industriali e per la produzione di elettricità.

5. LA SICUREZZA

Nel corso degli anni il tema della sicurezza è stato declinato in diverse forme, arrivando ad assumere una centralità sempre maggiore nell'ambito dei settori produttivo ed industriale: configurandosi inizialmente come "semplice" obiettivo di carattere prestazionale, oggi la sicurezza è assimilabile più ad uno strumento trasversale, attraverso cui declinare le

diverse fasi di progettazione ed architettare sistemi e politiche di gestione.
Tema centrale della sicurezza è il rischio, inteso come il potenziale danno nei confronti dell'uomo o dell'ambiente: partendo dal concetto di fondo che quello di rischio zero non è perseguibile, l'obiettivo cui si tende è la riduzione di esso ad un livello minimo ritenuto accettabile.
Se inizialmente la riduzione del rischio veniva approcciata in senso prettamente univoco, concentrandosi principalmente sui fattori di danno propri delle attività e del contesto produttivo, formulando dei requisiti di carattere prestazionale cui attrezzature e dotazioni impiantistiche dovevano rispondere, questo concetto ha gradualmente subito un'evoluzione nel tempo, arrivando a coniugare i requisiti impiantistici al concetto che l'uomo è esso stesso parte attiva del rischio. Si è quindi ampliato il campo di applicazione approfondendo ed integrando i concetti di formazione, informazione ed addestramento del personale.
Da un impianto di tipo prettamente prescrittivo ci si è poi spostati su un approccio di tipo ingegneristico, unitamente all'adozione del concetto di sistema di gestione, con il quale obiettivi e politiche per la salute e sicurezza sono direttamente integrati nella progettazione e nella gestione dei sistemi di lavoro e dei processi produttivi. In questa fase il concetto di sicurezza assume una connotazione di tipo dinamico, essendo parte di un processo ciclico di miglioramento continuo che opera sulla base delle fasi di pianificazione, attuazione, monitoraggio e riesame del sistema.
Contestualizzando il tema al dettaglio del caso in esame, il mercato italiano del GNL è la prova di come le tematiche inerenti la sicurezza, se ben coordinate, non siano ostative alla crescita di un settore, ma al contrario ne favoriscano lo sviluppo: è proprio grazie alla definizione di un impianto normativo chiaro ed omogeneo, infatti, che l'infrastruttura di distribuzione nazionale ha vissuto uno sviluppo esponenziale nel corso degli ultimi anni.

5.1 Linee guida di prevenzione incendi

In Italia la realizzazione del primo punto vendita carburanti risale al 2014: l'assenza di analoghi precedenti, unitamente alla mancanza di un expertise consolidato, ha determinato un iter decisamente articolato per ciò che riguarda il processo di valutazione ed approvazione del progetto.
La standardizzazione dei requisiti impiantistici, con l'emanazione nel 2015 di apposite linee guida di prevenzione incendi, ha consentito di armonizzare su tutto il territorio nazionale i criteri di valutazione finalizzati all'esame progettuale, garantendo dal lato economico una maggiore appetibilità degli investimenti, forti di un'analisi capex/opex circostanziata da dotazioni impiantistiche regolamentate.
Nel giro di tre anni infatti, la rete di distribuzione è stata caratterizzata da un forte processo espansivo, che ha portato la consistenza dell'infrastruttura a contare (al momento di andare in stampa) oltre 40 impianti di distribuzione GNL per autotrazione pesante, 11 impianti di GNL per l'erogazione di metano compresso per autotrazione leggera, 19 impianti di GNL asserviti ad utenze off-grid unitamente

a 2 impianti dedicati ai fabbisogni di reti isolate.
Le guide tecniche, frutto di un lavoro di coordinamento con il Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco, riconducono queste differenti tipologie di installazione a due fattispecie impiantistiche:

- *"Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di distribuzione di tipo L-GNL, L-GNC e L-GNC/GNL per autotrazione";*
- *"Guida tecnica ed atti di indirizzo per la redazione dei progetti di prevenzione incendi relativi ad impianti di alimentazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL) con serbatoio criogenico fisso a servizio di impianti di utilizzazione diversi dall'autotrazione".*

Trattandosi di soluzioni impiantistiche semplici da un punto di vista costruttivo, e volendo operare una standardizzazione sia dei criteri di progettazione che di quelli di valutazione, entrambe le linee guida sono sviluppate su un impianto di tipo prescrittivo, ritenendo la soluzione dell'approccio ingegneristico troppo onerosa in relazione alla vocazione delle linee guida stesse. Sebbene indirizzati a due tipologie impiantistiche diverse, la struttura dei due elaborati è la medesima, circoscrivendo il campo di applicazione ad impianti con serbatoi fissi di capacità complessiva non superiore alle 50 tonnellate (oltre le quali intervengono norme di rango superiore).
Dopo aver stabilito gli obiettivi ed il campo di applicazione, vengono definiti gli elementi costitutivi dell'impianto individuando, fra questi, quelli ritenuti pericolosi e nello specifico:

a) serbatoio/i criogenico/i;
b) punti di riempimento;
c) pompe adibite alla movimentazione del GNL;
d) pompe adibite al riempimento dei serbatoi fissi;
e) locale contenente recipienti di accumulo;
f) locale compressore per recupero gas di evaporazione (boil-off);
g) uno o più apparecchi di distribuzione GNL e/o GNC.

Dopo aver esaminato le dotazioni previste per ogni elemento, unitamente alla prescrizione delle caratteristiche costitutive dei sistemi di sicurezza e di emergenza, viene affrontata la tematica delle distanze di sicurezza, calcolate rispetto ad ogni elemento pericoloso dell'impianto. Le distanze di sicurezza sono articolate su diversi livelli:

- Distanze di sicurezza interne, a loro volta suddivise in distanze di sicurezza reciproche tra gli elementi pericolosi dell'impianto e distanze di sicurezza calcolate tra gli elementi pericolosi e le attività pertinenti l'impianto;
- Distanze di sicurezza esterne, calcolate tra gli elementi pericolosi dell'impianto ed obiettivi esterni l'area di pertinenza dell'impianto stesso;
- Distanze di protezione.

Entrando nel merito degli impianti di distribuzione carburante per autotrazione, tra le diverse dotazioni impiantistiche la linea guida prescrive, in linea con le vigenti disposizioni di cui al Decreto Legislativo 9 aprile 2008 n° 81 e ss.mm.ii., l'obbligo di predisporre sull'impianto apposita segnaletica di sicurezza, in posizione ben

visibile e consistente principalmente in:
- idonea cartellonistica riproducente uno schema di flusso dell'impianto gas con indicazioni delle valvole in modo da renderle facilmente individuabili sull'impianto;
- una planimetria dell'impianto;
- chiare indicazioni sulle apparecchiature e sui serbatoi, del prodotto contenuto e dello stato fisico del gas.

In aggiunta devono essere disponibili istruzioni inerenti il comportamento da tenere in caso di emergenza, la posizione dei dispositivi di sicurezza, le manovre da eseguire per mettere in sicurezza l'impianto - come ad esempio l'azionamento dei pulsanti di emergenza - ed il funzionamento dei presidi antincendio, la cui ubicazione deve essere anch'essa adeguatamente segnalata. Deve essere inoltre esplicitato il divieto di rifornire contemporaneamente il medesimo veicolo con più carburanti.
Entrando nell'ambito operativo, nella linea guida viene trattato il tema del rifornimento in modalità self-service, differenziando tra presidiato e non presidiato: unitamente alle corrette procedure da adottare vengono descritte le caratteristiche del sistema di comunicazione ed assistenza all'utente, nonché della cartellonistica di sicurezza e dell'impianto di videosorveglianza.
L'equivalenza, in termini di sicurezza, nell'effettuare un rifornimento in maniera tradizionale o autonoma risiede nella tipologia dell'utenza, di profilo professionale ed altamente qualificato, e nelle logiche cui gli automatismi dell'impianto rispondono. Nel caso in cui la procedura per il rifornimento non fosse eseguita correttamente, infatti, così come in caso di accoppiamento non perfetto tra connettore dell'erogatore e veicolo, l'impianto non fornirebbe il consenso necessario per iniziare la procedura riempimento.
Un ulteriore aspetto da tenere in considerazione è legato alla sicurezza intrinseca propria del veicolo stesso: le caratteristiche costruttive del mezzo, legate alle peculiarità del prodotto, rendono di fatto impossibile la sottrazione di carburante durante le soste. Questo concetto è ampiamente trattato nell'ADR - l'accordo europeo relativo ai trasporti internazionali di merci pericolose su strada - e legato ai concetti di security oltre che di safety: il furto di carburante, infatti, potrebbe essere finalizzato ad un ritorno di natura economica o, al peggio, alla prosecuzione di atti criminosi potenzialmente lesivi di persone, di cose o dell'ambiente.

5.2 Operazioni e procedure

Considerando quanto espresso precedentemente sul concetto che l'uomo è parte integrante ed attiva del rischio, la linea guida approfondisce nel dettaglio le corrette procedure da seguire per uno svolgimento delle operazioni in piena sicurezza.

5.3 Operazioni di riempimento serbatoio criogenico

A Le operazioni di riempimento del/i serbatoio/i fissi non possono essere iniziate se non dopo che:

1) il motore dell'autocisterna sia stato spento ed i circuiti elettrici del mezzo interrotti. Le autobotti dotate di sistema di arresto di emergenza possono scaricare con motore in moto se tale sistema è in grado di chiudere le valvole di radice del serbatoio e spegnere il motore, il sistema di arresto in dotazione all'autocisterna deve essere collegato al sistema di emergenza dell'impianto;
2) le ruote dell'autoveicolo siano state bloccate con appositi dispositivi esterni e l'autocisterna sia stata collegata elettricamente a terra;
3) sia stata controllata ed accertata la piena efficienza dei raccordi, delle guarnizioni e delle manichette flessibili o snodabili;
4) sia posizionato e pronto all'uso l'estintore carrellato in dotazione all'impianto.

B L'autocisterna, al momento del suo ingresso nel piazzale dell'impianto e prima di posizionarsi nell'apposita area di sosta per l'operazione di riempimento, deve essere provvista di un dispositivo rompifiamma sul tubo di scarico;

C La sosta dell'autocisterna all'interno dell'impianto è consentita soltanto per il tempo strettamente necessario alle operazioni di riempimento;

D Durante le operazioni di riempimento, il personale addetto deve rispettare e far rispettare il divieto di fumare e comunque impedire che vengano accese o fatte circolare fiamme libere entro il raggio di almeno 20 metri dal punto di riempimento;

E Negli impianti misti è vietato procedere alle operazioni di riempimento di GNL contemporaneamente al riempimento dei serbatoi fissi di altri carburanti, fatto salvo il caso in cui il punto di riempimento del GNL sia posto ad una distanza non inferiore a 45 metri dal punto di riempimento o pozzetto di carico dell'altro carburante;

F Dal piano campagna circostante il serbatoio deve essere possibile leggere il valore di pressione interna al serbatoio ed i valori di livello del liquido del serbatoio;

G Gli allarmi del serbatoio devono essere chiaramente percepibili dagli operatori nelle loro normali posizioni di lavoro;

H Al temine delle operazioni di riempimento dovranno essere adottati idonei accorgimenti atti ad evitare il ristagno di fase liquida nella manichetta.

5.4 Operazioni di erogazione del GNL

A Salvo in caso di rifornimento self-service, le operazioni di erogazione di GNL devono essere effettuate dal personale addetto, che deve osservare le seguenti prescrizioni:
1) accertarsi che i motori degli autoveicoli da rifornire siano spenti;
2) prestare attenzione affinché la messa in moto del veicolo rifornito avvenga soltanto dopo aver disinserito la pistola di erogazione dal punto di carico posto sul veicolo.

B Negli impianti presidiati da personale addetto, durante l'esercizio, il personale deve osservare e fare osservare le se-

guenti prescrizioni:
1) rispettare e far rispettare il divieto di fumare e comunque impedire che vengano accese o fatte circolare fiamme libere entro il raggio di almeno 10 metri dagli apparecchi di distribuzione;
2) rispettare e far rispettare il divieto assoluto di rifornire recipienti mobili (bombole, bottiglie, ecc…).

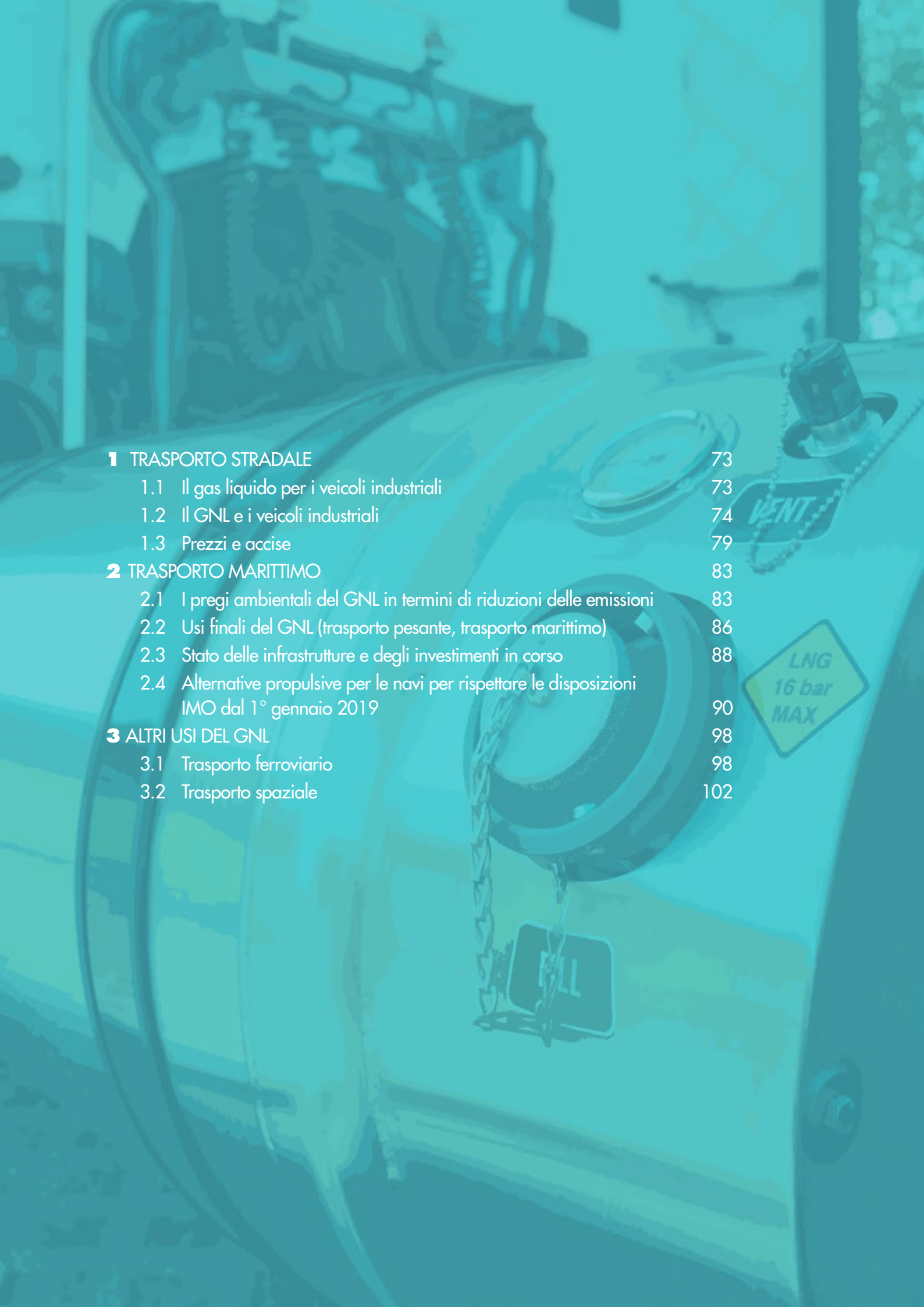
5.5 Formazione

Il D.lgs. del 9 aprile 2008, n. 81 e ss.mm. ii., che rappresenta il testo unico in materia di sicurezza, ribadisce il ruolo fondamentale che i temi di formazione, informazione ed addestramento del personale rivestono. Nello specifico, l'articolo 37 stabilisce che il datore di lavoro ha l'obbligo di assicurarsi che ciascun lavoratore riceva una formazione sufficiente ed adeguata in materia di salute e sicurezza, anche rispetto alle conoscenze linguistiche, con particolare riferimento a:

- concetti di rischio, danno, prevenzione, protezione, organizzazione della prevenzione aziendale, diritti e doveri dei vari soggetti aziendali, organi di vigilanza, controllo, assistenza;
- rischi riferiti alle mansioni e ai possibili danni e alle conseguenti misure e procedure di prevenzione e protezione caratteristici del settore o comparto di appartenenza dell'azienda.

È fatto obbligo, inoltre, che ciascun lavoratore riceva adeguata formazione in merito ai rischi specifici delle attività lavorative, con particolare riferimento alle attrezzature utilizzate ed ai dispositivi di protezione.
Gli obblighi di verifica dell'apprendimento e di aggiornamento periodico rendono il GNL un prodotto estremamente sicuro poiché indirizzato unicamente ad un'utenza di tipo professionale.

GNL PER I TRASPORTI



1 TRASPORTO STRADALE 73
1.1 Il gas liquido per i veicoli industriali 73
1.2 Il GNL e i veicoli industriali 74
1.3 Prezzi e accise 79
2 TRASPORTO MARITTIMO 83
2.1 I pregi ambientali del GNL in termini di riduzioni delle emissioni 83
2.2 Usi finali del GNL (trasporto pesante, trasporto marittimo) 86
2.3 Stato delle infrastrutture e degli investimenti in corso 88
2.4 Alternative propulsive per le navi per rispettare le disposizioni IMO dal 1° gennaio 2019 90
3 ALTRI USI DEL GNL 98
3.1 Trasporto ferroviario 98
3.2 Trasporto spaziale 102

GNL PER I TRASPORTI

1. IL TRASPORTO STRADALE

1.1 Il gas liquido per i veicoli industriali

La modalità più impiegata per il trasporto delle merci, in Italia e in Europa, è quella stradale. E il principale mezzo di trasporto utilizzato, per la sua capacità di carico, è il veicolo industriale, nella maggior parte dei casi nella combinazione classica di un trattore agganciato a un semirimorchio.
I veicoli industriali rappresentano una flotta imponente di mezzi che svolgono il ruolo di cinghia di trasmissione delle attività economiche di un continente, che fanno arrivare, a ciclo continuo e spesso "just-in-time", le materie prime ai produttori, e i prodotti finiti ai consumatori.
Una flotta europea di oltre sei milioni di veicoli, oltre 660.000 in Italia nella categoria di peso tra le 3,51 e le 44 tonnellate di massa totale a terra che, come ogni fonte di inquinamento e di effetto serra, deve trovare un modo efficiente di limitare le emissioni nocive.
Il motore a gasolio è stato, per molti decenni, la soluzione ideale per muovere veicoli pesanti, e l'evoluzione tecnologica del diesel, da euro 0 a euro VI, ha abbattuto notevolmente le emissioni di particolato e di NO_x. Eppure, oggi viene richiesto uno sforzo ancora maggiore, con il duplice compito di abbassare il livello di inquinamento stanziale in città e di diminuire la produzione di CO_2, responsabile dell'effetto serra, con l'obiettivo finale di decarbonizzare il sistema dei trasporti e di contenere l'aumento globale della temperatura.
Il motore elettrico non è, almeno al momento, la soluzione ideale per far muovere mezzi pesanti che devono viaggiare su lunghe distanze. Nonostante un crescente numero di modelli sperimentali di e-Trucks, le aziende di autotrasporto e le Case costruttrici sanno che, a meno di rivoluzioni nella capacità delle batterie e di estensione della rete di distribuzione dell'elettricità, i camion a motori elettrici, in questo momento soprattutto prototipi, sono per ora limitati a missioni a breve raggio con carichi relativamente leggeri.
Un'alternativa sostenibile, dal punto di vista economico ed ecologico, è però scesa su strada negli ultimi anni: è quella che vede l'impiego del GNL, il gas naturale in forma liquida. Una soluzione alla quale alcune delle Case costruttrici credono con convinzione e che sta incontrando un crescente favore da parte dei trasportatori.

Trasformato da gassoso a liquido attraverso il raffreddamento fino a – 161 °C il gas naturale GNL occupa meno spazio e consente, stivato in uno o due serbatoi che mantengono le basse temperature, che il veicolo industriale raggiunga un'autonomia fino a 1.600 km. Un raggio sufficiente a portare a termine una vasta gamma di missioni operative.
Diverse rilevazioni delle emissioni sui gas a GNL comparate con le emissioni dei veicoli industriali a motori diesel di ultima generazione mostrano un minor inquinamento dei veicoli a gas liquido.
Le percentuali di riduzione delle varie componenti dell'inquinamento variano da rilevazione a rilevazione.
Si può ottenere un abbattimento fino al 55% dell'NO_x, un quasi totale (fino al 95%) annullamento del PM10 e una riduzione fino al 15% della CO_2. Le emissioni di CO_2 scompaiono totalmente nella misurazione WtW, dal pozzo alla ruota, se si valutano le emissioni utilizzando il biometano, quello prodotto da scarti alimentari o da rifiuti solidi urbani.

1.2 Il GNL e i veicoli industriali

I modelli sul mercato

Le principali Case costruttrici di camion pesanti in Europa sono sette.
Di queste, tre costruiscono modelli a GNL per il trasporto merci (Iveco, Scania e Volvo Trucks), una (Mercedes-Benz) utilizza un motore a gas liquido solo su uno specifico modello per la raccolta dei rifiuti, tre (Man, Renault Trucks e Daf) non hanno, o non hanno ancora, modelli a GNL.
I camion messi in commercio si basano su due tipologie di motori, quelli a ciclo otto e quelli a ciclo diesel.
La soluzione a ciclo otto, quindi con le candele per l'ignizione del combustibile nella fase di scoppio, è generalmente equipaggiata con uno o due serbatoi dove è conservato il GNL a -161 °C: si possono raggiungere autonomie fino a 1600 km e quindi gestire trasporti nel Paese pur con il limitato numero di stazioni di rifornimento già funzionanti. I motori progettati per il livello Euro VI non hanno bisogno dell'AdBlue per il trattamento dei gas di scarico, in quanto viene bruciato esclusivamente gas metano.
Lo sviluppo di questi motori ha via via diminuito le differenze di uso rispetto ai motori a ciclo diesel e che quindi vanno considerati come del tutto analoghi. La soluzione a ciclo diesel, non essendo il metano adatto a raggiungere le condi-

zioni di detonazione spontanea solo per pressione e temperatura, ha bisogno di funzionare in dual fuel: viene iniettata una piccola percentuale, normalmente inferiore al 10%, di gasolio diesel che funge da innesco. In questo caso il mezzo dovrà dunque essere equipaggiato anche con un serbatoio di gasolio liquido ed uno di AdBlue, necessario per il funzionamento del dispositivo di abbattimento degli NO_x ed il trattamento dei gas di scarico SCR (Selective Catalitic Reduction).

Differenza di prezzo e incentivi statali

Un veicolo industriale alimentato a GNL consente di ridurre le emissioni inquinanti e la rumorosità, consentendo all'operatore logistico e dell'autotrasporto di operare con una maggiore sostenibilità economica, grazie al TCO (Total Cost Ownership) estremamente favorevole. Il prezzo di listino risulta più elevato in relazione ad un equivalente modello a gasolio, anche se il delta costo si sta assottigliando con il passare degli anni (oggi è di circa +25-30%). Per sostenere lo sviluppo del mercato dei veicoli industriali alimentati GNL, il Governo italiano negli ultimi 5 anni ha stanziato specifici fondi per finanziare gli investimenti per l'acquisto dei veicoli commerciali GNL immatricolati in Italia. Attualmente, è in vigore il DM 221/18, che prevede un contributo fino a 20.000 euro per le Imprese dell'Autotrasporto in Conto Terzi che acquistano un veicolo commerciale ad alimentazione GNL entro il 15 aprile 2019. Sarà strategico che per il periodo 2019-2020 e gli anni successivi, le risorse assegnate agli investimenti per il rinnovo del parco dei mezzi commerciali siano sempre più dedicate all'acquisto delle alimentazioni "green", premiando in modo particolare l'alimentazione GNL, che allo stato attuale è l'unica alternativa alle propulsioni convenzionali che il mercato offre per i veicoli commerciali long haul >16 ton.
L'incentivo è ritenuto fondamentale per aiutare il successo dei camion a GNL,

anche se c'è da considerare che i veicoli a gas liquido hanno, a loro favore, un costo di esercizio più basso di quelli a gasolio. Il differenziale di prezzo si recupera quindi anche nel corso del tempo, anno dopo anno, in proporzione ai chilometri percorsi.
Il TCO, Total Cost of Ownership dei veicoli a GNL globalmente calcolato è più basso di quello di un equivalente veicolo a motore diesel. In un periodo medio di tre anni, considerando una percorrenza media di 100.000 km, il differenziale di prezzo è compensato e il camion a GNL diventa una fonte costante di risparmio, soprattutto per il minor costo del GNL rispetto al gasolio. Per le aziende di autotrasporto la sostenibilità ambientale deve sempre andare di pari passo con la sostenibilità economica. Nel caso dei camion a GNL questa combinazione virtuosa è rispettata.

Altri vantaggi (e qualche svantaggio) del GNL

Le aziende di Autotrasporto stanno apprezzando sempre di più il fattore di vantaggio che la tecnologia GNL offre in misura sempre più evidente, sia in termini di sostenibilità economica che ambientale. Eventuali dubbi sulla diffusione della rete di distribuzione del gas liquefatto si stanno diradando, sia per la poderosa crescita della rete di distribuzione che inizia ad diffondersi anche nel centro-sud, che per un prezzo alla pompa significativamente più vantaggioso rispetto al diesel. Nel contempo, le prestazioni del veicolo sono diventate analoghe a quelle del camion a gasolio, mentre le problematiche legate alla gassificazione del metano liquido stivato nel serbatoio, che si trasforma in gassoso con l'aumentare della temperatura e fuoriesce dalla valvola di sfiato, sono state sostanzialmente risolte quando il mezzo è in condizioni di ordinario esercizio.

Analizziamo questi punti uno ad uno

È vero che la rete di stazioni di servizio per il GNL non copre ancora completamente il territorio nazionale e che le stazioni sono piuttosto rare in alcuni paesi europei, ma la situazione sta cambiando: alla fine del 2018 in Italia erano attive 38 stazioni di rifornimento per il GNL e altre 24 sono in progetto. Gli annunci di aperture di nuove stazioni di servizio si ripetono con regolarità, e comunque il raggio di autonomia dei veicoli industriali a GNL

è sufficientemente lungo – come si è detto fino a 1.600 km - da permettere di effettuare un'ampia gamma di missioni di trasporto.
Per quanto riguarda le prestazioni, se è vero che, fino ad alcuni anni fa, con i primi modelli, c'era una differenza di prestazioni tra camion a gasolio e a GNL, l'evoluzione tecnica ha praticamente colmato questo gap.
Oggi, con motori adatti che erogano la stessa potenza e un'analoga coppia degli equivalenti diesel, chi è al volante difficilmente percepisce una differenza tra un motore a gasolio e una a GNL; l'unica differenza, ma in positivo, è la minore rumorosità di funzionamento dei motori a ciclo otto, che permette ai mezzi a GNL di poter lavorare anche di notte in zone abitate.
Ultima delle principali preoccupazioni di chi valuta l'acquisto di un veicolo industriale a GNL è il processo di gassificazione del liquido con l'aumentare della temperatura. I serbatoi refrigerati sono tarati per sopportare pressioni di molte volte superiori a quella che il GNL ha al momento del rifornimento. Per questo motivo un camion a GNL può rimanere fermo diversi giorni senza problemi, e senza che la valvola di sfiato inizi a funzionare.

I clienti ideali, le missioni ideali

I camion con maggiore autonomia grazie al doppio serbatoio di GNL possono percorrere anche fino a 1.600 km con un pieno
Considerate queste autonomie, le missioni ideali sono quelle a medio raggio e anche a lungo raggio dove si percorre una rotta lungo la quale si incontrino delle stazioni di rifornimento per il rabbocco di gas. E il veicolo industriale a GNL abbiamo detto non può rimaner fermo a lungo. Il gas, stivato nei serbatoi a bassissima temperatura, nel corso del tem-

po inizia a riscaldarsi, trasformandosi da liquido in gassoso. Non è un difetto, è la naturale predisposizione del gas liquidi, tra l'altro indispensabile per il funzionamento del motore, che richiede metano in forma gassosa all'interno della camera di combustione. Ma la trasformazione nel serbatoio aumenta la pressione atmosferica, che dagli 8 bar circa del momento di introduzioni, può salire fino al doppio. Per questo il mezzo a GNL deve viaggiare abbastanza frequentemente per garantire costanti e periodici cicli di riempimento e svuotamento del serbatoio. In caso di fermi prolungati, oltre i sette-dieci giorni, per evitare problemi, ogni serbatoio è provvisto di una valvola di sfiato nel caso la pressione salga oltre un certo livello. Lo sfiato non costituisce pericolo perché il metano è più leggero dell'aria e sale rapidamente verso l'alto.

Infrastrutture e sviluppo del mercato in Italia e in Europa

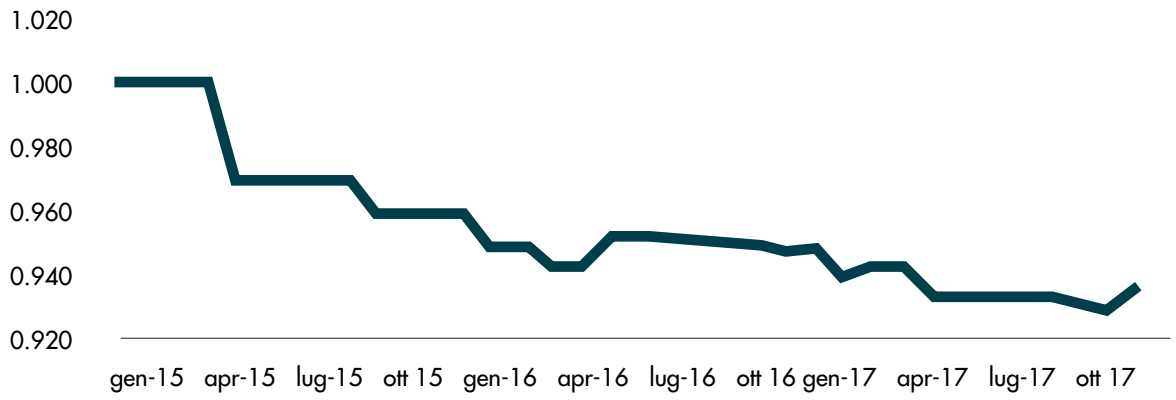
Il successo di un carburante alternativo non si basa soltanto sull'efficienza, l'economicità e il basso impatto ambientale rispetto ai carburanti tradizionali, benzina e gasolio. Un elemento chiave è l'effettiva disponibilità e reperibilità del carburante.
Per quanto riguarda il GNL per l'autotrasporto, la situazione è ancora in evoluzione. La presenza di stazioni di rifornimento che eroghino il GNL non è ancora sufficientemente diffusa per coprire in maniera omogenea tutto il territorio italiano, ma il numero di punti di rifornimento è in costante crescita.
È ormai superato l'obiettivo di 40 stazioni in Italia, numero che mette il nostro Paese in vetta alla classifica per diffusione degli impianti. E iniziano anche a esserci soluzioni fatte in casa, con distributori e anche convertitori da metano allo stato gassoso a quello allo stato liquido costruiti all'interno delle stesse aziende di autotrasporto, se le dimensioni della flotta lo consentono. Per ora il GNL arriva in Italia via strada, proveniente da due grandi centri di stoccaggio, a Barcellona e a Marsiglia. Ma nel futuro anche in Italia, a Livorno e a Ravenna entreranno in funzione due punti di stoccaggio che renderanno più economico distribuire il GNL su tutto il territorio italiano, raggiungendo in maniera più diffusa anche il sud del Paese. È il classico cane che si morde la coda. Più mezzi a GNL sulle strade costringerebbero a una maggiore capillarità della rete, una maggiore capillarità della rete aumenterebbe il numero di clienti interessati al GNL. In

Europa una rete discretamente diffusa di impianti a GNL, oltre che in Italia si trova In Spagna, in Francia nei Paesi Bassi e, in misura minore in Gran Bretagna. In totale, al momento i cui scriviamo, la rete complessiva conta su poco meno di 200 stazioni in sedici paesi, Turchia inclusa, ma il numero cresce regolarmente a brevi intervalli di tempo. Uno dei paesi fondamentali per il trasporto merci europeo, la Germania, fino al 2018 contava solo tre impianti, uno ad Amburgo, uno a Berlino e uno tra Stoccarda e Francoforte. La decisione del Governo tedesco di esentare dal pagamento del MAUT i mezzi pesanti ecologici anche a GNL potrebbe però spingere a un rapido cambiamento, con la creazione di una rete di distribuzione del GNL adeguata alle dimensioni del territorio tedesco. Per quanto riguarda la crescita del numero di camion a GNL, la NGVA Europe, Natural and Biogas Vehicle Association, prevede che si tocchi quota 300.000 veicoli nell'anno 2030. E proprio per la produzione del biogas l'Italia ha un asso nella manica poco conosciuto: circa 1.500 impianti di produzione, localizzati soprattutto negli allevamenti e nelle aziende agricole, capaci di produrre oltre due miliardi di metri cubi di biogas, per ora utilizzati per la generazione di energia elettrica. Una fetta di questo biogas potrebbe, nel futuro, essere pompata nei serbatoi dei camion a GNL.

1.3 Prezzi e accise

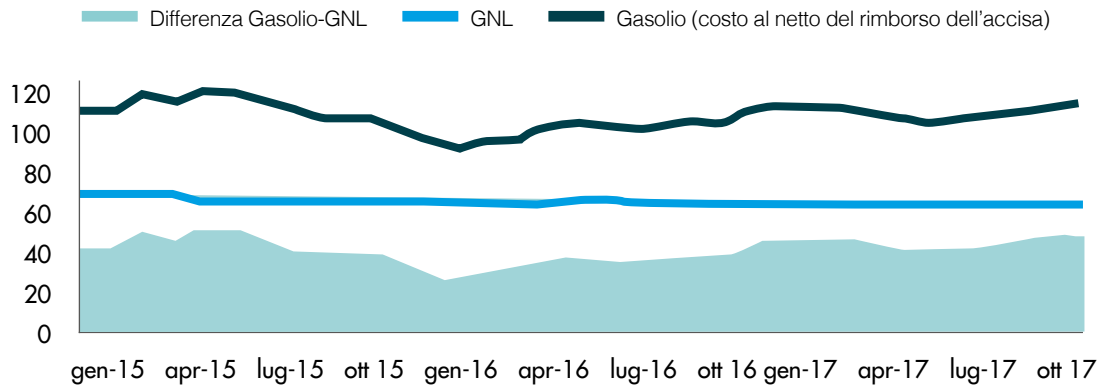
La crescita progressiva dell'utilizzo del GNL in Italia come combustibile per i mezzi pesanti che trasportano merce su strada, così come del numero delle relative stazioni di rifornimento, è stata accompagnata tra il 2015 e il 2017 da una riduzione complessiva del prezzo medio del GNL alla pompa (Figura 1).
I dati trimestrali rilasciati dall'Osservatorio Energia di REF-E parlano di una flessione del prezzo medio alla pompa pari a -4% da gennaio (1,000€/kg) a dicembre 2015 (0,960 €/kg), con una dinamica discendente più contenuta nei due anni successivi. A dicembre 2016, il prezzo è arrivato a 0,948€/kg, mentre a dicembre 2017 ha raggiunto 0,937 €/kg con una riduzione dell'1,1%.
Il confronto tra il prezzo pagato alla pompa per entrambi i combustibili, al netto del rimborso dell'accisa previsto, evidenzia che a gennaio 2015 il costo del GNL era del 38% inferiore a quello del gasolio, con un differenziale che ha toccato il picco

1 *Prezzo GNL alla pompa (€/kg)*



Prezzo praticato nei 14 distributori pubblici

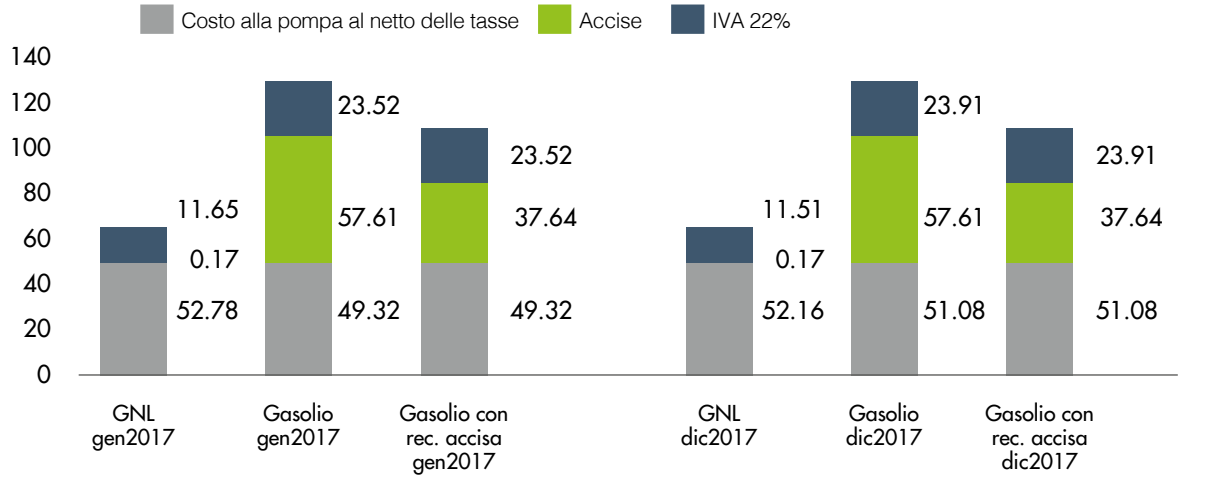
2 *Differenziale costi normalizzati gasolio autotrazione e GNL, 2015 – 2017 (€/MWh)*



Fone: stime ed elaborazioni REF-E su dati MSE

(44%) a maggio 2015, ed il suo minimo a febbraio 2016 (29%). Ha poi ripreso quota arrivando al 39% nel dicembre 2016 e al 43% nel dicembre 2017 (Figura 2).
Nel trasporto stradale, l'impatto dell'attuale regime delle accise rappresenta sicuramente un elemento determinante la competitività del GNL rispetto al gasolio (Figura 3).
Con riferimento ai prezzi dei mesi di gennaio e dicembre 2017, si evidenzia come il costo alla pompa del GNL, depurato dall'incidenza delle tasse, resti inferiore a quello del gasolio anche in presenza del recupero dell'accisa.
Di seguito, viene offerta una rappresentazione della situazione esistente a livello UE in materia di imposizione fiscale con riferimento sia al gasolio sia al gas naturale ad uso carburazione, sulla base

3 *Prezzi normalizzati gasolio autotrazione e GNL alla pompa, gennaio e dicembre 2017 (€/MWh)*



Fonte: elaborazione REF_E su dati MSE

dei dati messi a disposizione dal Comité National Routier (CNR) e dalla Commissione europea.
Nella Tabella 1, emerge il posizionamento assai sfavorevole dell'Italia che esprime un livello di prezzo alla pompa per il gasolio ad uso commerciale tra i più elevati nell'Unione, così come una significativa dimensione dell'accisa applicata su tale combustibile e dell'incidenza della fiscalità complessiva (accisa ed IVA) sul prezzo pari al 75,1%.
Nel ranking europeo, con riferimento ai suddetti ambiti di analisi, l'Italia figura al 2° posto. Un posizionamento confermato anche dai più recenti dati, aggiornati alla 5ª settimana del 2019. In sostanza, il nostro Paese applica un livello di accisa al gasolio usato come propellente (617,40 euro per mille litri) ben oltre il livello minimo stabilito dalla Direttiva 2003/96/CEE (330 euro per mille litri), che istituisce il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici.
Emerge una situazione piuttosto variegata in seno all'UE. Al di là del Lussemburgo, la tassazione più bassa sul gasolio ad uso commerciale si rinviene in quattro Paesi dell'Est (Lettonia, Lituania, Bulgaria ed Estonia), caratterizzati da un'incidenza complessiva di accisa e IVA sul prezzo alla pompa con quote inferiori al 60%.
Otto Stati membri applicano un rimborso parziale dell'accisa. Per i Paesi dell'UE-15: Italia, Francia, Belgio, Spagna e Portogallo. Per i nuovi membri: Slovenia, Ungheria, Romania.
Un'ampia differenziazione si registra poi sul fronte dell'imposizione fiscale gravante sul gas naturale utilizzato come propellente in ambito europeo (Tabella 2).
Gli Stati membri utilizzano in modo differente la possibilità, ad essi riconosciuta dalla Direttiva 2003/96/CEE (art. 15, comma 1, lettera i), di scendere al di sotto del livello minimo di tassazione fiscale stabilito per il gas naturale utilizzato come propellente ossia 2,60 euro per giga joule.
Sulla base dei dati disponibili, emerge come la maggior parte dei Paesi abbia de-

T1 *PImposizione fiscale nell'UE sul gasolio ad uso carburazione*

Paese	Prezzi gasolio al netto dell'IVA (€)	Accisa (€) e sua incidenza % sul prezzo del gasolio al netto IVA	IVA	Incidenza % accisa + IVA- sul prezzo del gasolio	Rank
Regno Unito	1,1697	0,6570€ (56,2%)	0,2339€ (20,0%)	76,2%	1
Italia	1,1642	0,6174€ (53,1%)	0,2561€ (22,0%)	75,1%	2
Slovenia	1,0134	0,5023€ (49,6%)	0,2229€ (22,0%)	71,6%	3
Francia	1,0654	0,5467€ (51,4%)	0,2131€ (20,0%)	71,4%	4
Belgio	1,0570	0,5300€ (50,2%)	0,2220€ (21,0%)	71,2%	5
Finlandia	1,0710	0,4985€ (46,6%)	0,2570€ (24,0%)	70,6%	6
Irlanda	1,0561	0,4990€ (47,3%)	0,2429€ (23,0%)	70,3%	7
Olanda	1,0511	0,4939€ (47,0%)	0,2207€ (21,0%)	68,0%	8
Portogallo	1,0415	0,4664€ (44,8%)	0,2395€ (23,0%)	67,8%	9
Croazia	0,9652	0,4057€ (42,1%)	0.2413€ (25,0%)	67,1%	10
Germania	0,9916	0,4704€ (47,5%)	0,1884€ (19,0%)	66,5%	11
Danimarca	1,0349	0,4207€ (40,7%)	0,2587€ (25,0%)	65,7%	12
Repubblica ceca	0,9546	0,4263€ (44,7%)	0,2005€ (21,0%)	65,7%	13
Malta	1,0000	0,4724€ (47,3%)	0,1800€ (18,0%)	65,3%	14
Ungheria	0,9274	0,3570€ (38,5%)	0,2504€ (27,0%)	65,5%	15
Svezia	1,1524	0,4504€ (39,1%)	0,2881€ (25,0%)	64,1%	16
Grecia	1,0508	0,4209€ (40,1%)	0,2522€ (24,0%)	64,1%	17
Cipro	1,0402	0,4607€ (44,3%)	0,1976€ (19,0%)	63,3%	18
Austria	0,9550	0,4096€ (42,9%)	0,1910€ (20,0%)	62,9%	19
Polonia	0,8793	0,3468€ (39,5%)	0,2022€ (23,0%)	62,5%	20
Slovacchia	0,9667	0,4161€ (43,1%)	0,1933€ (20,0%)	63,1%	21
Romania	0,9585	0,3976€ (41,5%)	0,1821€ (19,0%)	60,5%	22
Spagna	0,9402	0,3674€ (39,1%)	0,1974€ (21,0%)	60,1%	23
Lettonia	0,9036	0,3490€ (38,7%)	0,1898€ (21,0%)	59,7%	24
Lituania	0,8614	0,3302€ (38,4%)	0,1809€ (21,0%)	59,4%	25
Bulgaria	0,8619	0,3303€ (38,4%)	0,1724€ (20,0%)	58,4%	26
Estonia	1,0308	0,3929€ (38,2%)	0,2062€ (20,0%)	58,2%	27
Lussemburgo	0,8915	0,3350€ (37,6%)	0,1515€ (17,0%)	54,6%	28

Rilevazioni alla 51ª settimana del 2017

Paesi in cui è applicato un rimborso parziale dell'accisa

Fonte: CNR

ciso di sfruttare tale possibilità, con alcuni che presentano valori di accisa prossimi allo 0 oppure che hanno deciso di non applicarla. Si tratta di Italia, Regno Unito, Bulgaria, Belgio, Lussemburgo e Romania. Al contrario, alcuni Stati membri si caratterizzano per un'imposizione fiscale al di sopra del livello indicato dalla Direttiva, con la Germania che applica l'accisa più sostanziosa pari a 13,90 euro per giga joule. Focalizzando l'attenzione sull'Italia, l'accisa sul metano è pari a 0.00331 €/m^3 (0,09 euro per giga joule), che in termini di contenuto energetico equivalente è di 0,32 €/MWh. L'accisa sul gasolio, al netto della detrazione accordata, ammonta a 0,403 €/l, che in termini di contenuto energetico equivalente è di 39,6 €/MWh.

2. TRASPORTO MARITTIMO

2.1 I pregi ambientali del GNL in termini di riduzione di emissioni

Sono noti a tutti gli allarmi che vengono continuamente lanciati in relazione al riscaldamento globale (global warming) ed alle conseguenze che questo fenomeno può portare in riferimento alla salute del nostro pianeta ed alla qualità della vita nostra e delle generazioni future.
In modo quasi unanime la comunità scientifica internazionale attribuisce gran parte del global warming all'emissione in atmosfera di crescenti quantità di "gas serra" (GHG, Green House Gases) molti dei quali di origine antropica, ossia derivanti dalle attività dell'uomo.

T2 *Imposizione fiscale nell'UE sul gas naturale ad uso carburazione*

Stati membri	Accisa gas naturale* €/Gigajoule	IVA %
Germania	13,90	19
Lituania	6,56	21
Finlandia	5,52	24
Paesi Bassi	4,62	21
Lettonia	2,68	21
Ungheria	2,64	27
Cipro	2,60	19
Irlanda	2,60	23
Slovacchia	2,60	20
Slovenia	2,37	22
Austria	1,66	20
Francia	1,53	20
Portogallo	1,53	23
Repubblica ceca	1,46	21
Spagna	1,15	21
Regno Unito	0,61	20
Bulgaria	0,43	20
Italia	0,09	22
Croazia	0	25
Grecia	0	?
Belgio	0	21
Lussemburgo	0	17
Romania	non si applica	19
Danimarca	non disponibile	25
Malta	non disponibile	18
Polonia	?	23
Svezia	?	25
Estonia	?	20

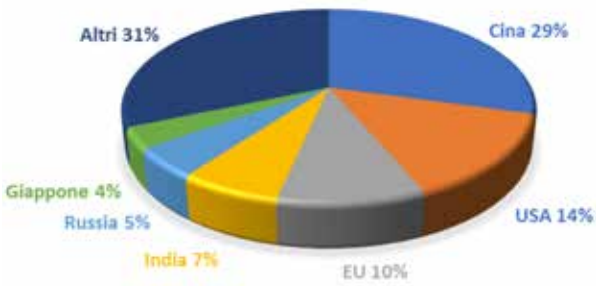
Rilevazioni al 1° gennaio 2018

** laddove disponibili, si utilizzano i valori specifici per il GNL*

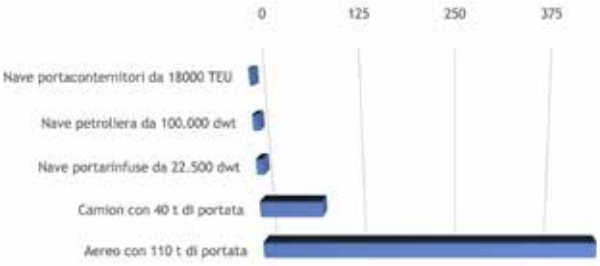
Fonte: Excise Duty Tables, European Commission – DG TAXUD

I GHG sono dei gas che lasciano passare le radiazioni solari provenienti dal Sole verso la Terra, ma che bloccano in modo significativo la radiazione infrarossa emessa dalla Terra: questo impedisce la dispersione del calore e provoca un aumento della temperatura. I principali gas ad effetto serra presenti in atmosfera sono il vapore acqueo, l'anidride carbonica, il protossido di azoto, il metano e l'esafluoruro di zolfo; questi gas possono avere origine naturale oppure possono essere prodotti dall'attività umana, mentre altri gas, come i clorofluorocarburi (CFC), sono di origine esclusivamente antropica.
I gas serra agiscono in modo differente l'uno dall'altro per via del diverso modo di assorbire, riflettere e trasmettere le radiazioni e per il differente ciclo di vita in atmosfera; alcuni gas, come il vapore acqueo, hanno una permanenza media in atmosfera di una decina di giorni, altri, come l'anidride carbonica hanno una vita media di mesi, altri ancora, come il diossido di azoto (NO_2), hanno una vita media di oltre un secolo.
Anche il metano è un gas serra con un impatto di circa 20 volte superiore alla CO_2. Tuttavia, mentre la CO_2, una volta rilasciata, può persistere in atmosfera e continuare ad avere effetti sul clima anche per migliaia di anni, il metano ha un tempo di permanenza in atmosfera molto più breve, di circa 12 anni, perché è rimosso molto rapidamente da tutta una serie di reazioni chimiche e fotochimiche. Nonostante quindi il metano sia un gas serra da tenere sotto stretta osservazione, i suoi effetti sono relativamente di breve durata e qualsiasi misura volta a ridurre le sue emissioni può portare rapidamente a dei benefici per il clima. Per questi motivi, efficaci piani di riduzione delle emissioni di gas serra non possono ignorare questo gas, la cui concentrazione in atmosfera è più che raddoppiata dall'era pre-industriale in linea con la crescita della popolazione e della produzione agricola.
Le maggiori emissioni di metano verso l'atmosfera dipendono infatti dal decadimento naturale dei prodotti biologici e dalle esalazioni animali. L'uso del biometano in sostituzione di altri prodotti fossili può quindi contribuire a ridurre i gas a effetto serra mentre per le attività industriali sono disponibili moderni sistemi di rilevazione e controllo delle fughe.
Il comportamento dei gas serra nei confronti del riscaldamento globale viene espresso attraverso il "potenziale di riscaldamento globale" (GWP, Global Warming Potential) che esprime il potenziale contributo all'effetto serra di ogni gas in rapporto a quello dell'anidride carbonica (CO_2), che viene assunto convenzionalmente uguale ad uno; per questo motivo, quando si parla di "riduzione dei gas serra", si parla molto spesso in modo generico di "riduzione delle emissioni di CO_2" o ci si riferisce genericamente alla CO_2 quando si vuole classificare un sistema qualsiasi in relazione alle emissioni di GHG.
Nel dicembre 1997 a Kyoto in Giappone venne stilato un accordo quadro in cui 180 Stati si accordarono sulle linee generali e sugli obbiettivi da raggiungere per ridurre le emissioni di gas serra ("Protocollo di Kyoto") e nel febbraio 2005, dopo alterne vicissitudini in relazione all'adesione ed alla ratifica del trattato da parte di importanti stati, il trattato entrò

4 *Emissioni di anidride carbonica*



5 *Grammi di CO_2 al km per tonnellata trasportata*



in vigore. L'estensione temporale del Protocollo di Kyoto andava fino al 2012 ma fu poi estesa dall'accordo di Doha (2012) fino al 2020. La mancata adesione al protocollo di stati come gli Stati Uniti d'America e la non obbligatorietà di misure di riduzione per paesi come la Cina e l'India – osserviamo che ad USA, Cina e India da sole è dovuto circa il 50% delle emissioni di CO_2 – ha reso in buona misura inefficaci gli accordi raggiunti e si dovrà arrivare alla Conferenza del Clima di Parigi (2015), che ha visto riuniti delegati di 195 Paesi, per vedere stabiliti degli obbiettivi concreti come il contenimento dell'aumento della temperatura al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali e l'istituzione di meccanismi di controllo e di revisione periodici, nonché la creazione di fondi di sostegno (soprattutto verso i paesi in via di sviluppo ed ai paesi più poveri) allo sviluppo tecnologico verso la produzione di energia rinnovabile. Si tratta del primo accordo universale e giuridicamente vincolante ed è entrato in vigore il 4 novembre del 2016.
Si stima che alla navigazione internazionale, attraverso la quale si muove oltre il 90% delle merci su scala mondiale, sia addebitabile circa il 3% delle emissioni di CO_2 ed è unanimemente riconosciuto come, se si considerano quanti grammi di CO_2 vengono emessi per ogni tonnellata di merce trasportata e per ogni chilometro di distanza percorsa, questo sistema di trasporto sia di gran lunga il meno impattante dal punto di vista ambientale.
Lo shipping internazionale è da tempo impegnato nella riduzione dei consumi ed è evidente che dall'efficienza energetica passa la prima grande tranche di riduzione delle emissioni di GHG, come pure di tutte le altre emissioni nocive.
L'IMO ha disegnato una road-map verso la riduzione dei consumi che, a partire dell'introduzione nel 2013 dei SEEMP (Ship Energy Efficiency Management Plan) per tutte le navi, arrivando all'adozione dell'EEDI (Energy Efficiency Design Index) nel 2015, impone degli specifici e progressivi obbiettivi di efficienza energetica per le nuove costruzioni.
Tuttavia, da più parti viene rimproverato allo shipping internazionale di essere uno dei pochi settori industriali dell'economia globale a non avere degli obblighi formali nella riduzione delle emissioni di CO_2. Nell'aprile del 2018 i governi di tutto il mondo si sono accordati per chiedere

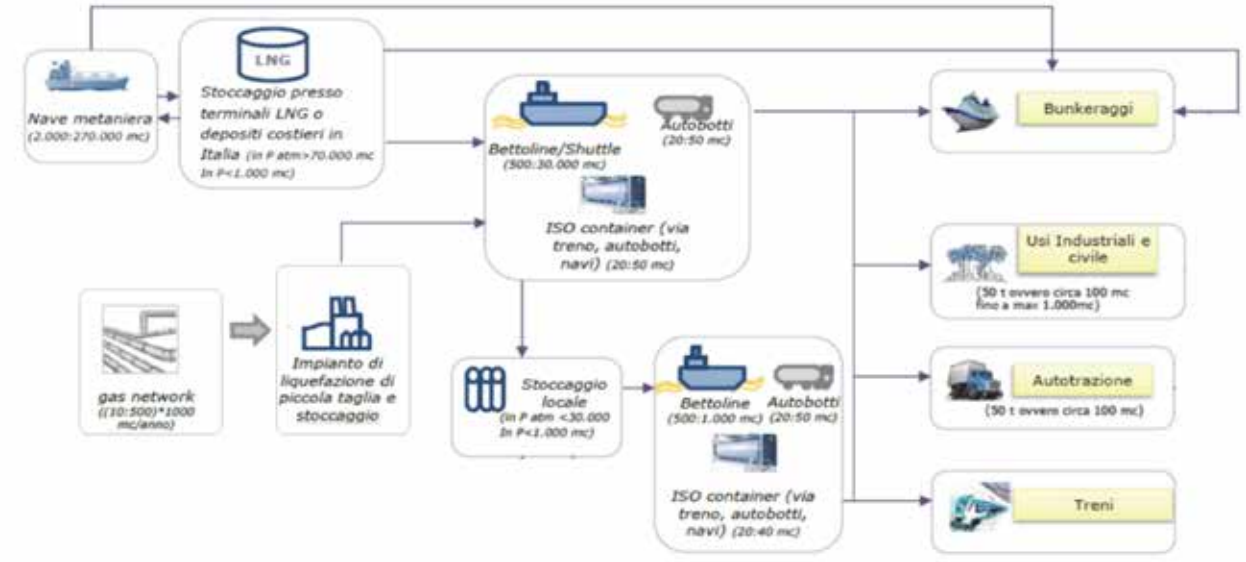
all'industria marittima internazionale di ridurre le emissioni di CO_2 in modo che nel 2050 siano il 50% di quelle che si avevano nel 2008. Questo obbiettivo è considerato molto ambizioso ma è ancora al di sotto di quanto sarebbe necessario per allineare lo shipping agli accordi di Parigi. L'accordo dell'aprile 2018 prevede l'impegno a prendere delle misure di medio termine che dovrebbero portare a ridurre le emissioni a partire dal 2023 ed in sede IMO sono attualmente in discussione misure concrete per il raggiungimento di questo obbiettivo.
Una così consistente riduzione delle emissioni di CO_2 da parte dello shipping internazionale è possibile soltanto con una significativa "decarbonizzazione" del settore, decarbonizzazione che, allo stato attuale delle tecnologie e delle risorse economiche disponibili, sembra a molti di difficile attuazione. È certo però che l'aver indicato un obbiettivo di questa portata condurrà a dei benefici significativi in tempi relativamente brevi, almeno in certi settori dello shipping.
Il GNL è un combustibile di origine fossile e come tale ha una quantità di carbonio che a seguito della combustione produce CO_2, pertanto spostare la propulsione navale dall'uso come fuel dei derivati del petrolio a quello del gas naturale liquefatto, non sposta di per sé i termini del problema. Tuttavia, l'adozione del GNL è certamente una scelta che può agevolare, almeno in via transitoria, il raggiungimento dell'obbiettivo previsto, in primis in virtù della sua composizione chimica, costituita da idrocarburi (prevalentemente metano ed etano), azoto e tracce di altri composti (CO_2, ossigeno) e dalla pressoché totale assenza di zolfo nella miscela.
Per via della composizione chimica del gas, che presenta un contenuto di carbonio inferiore ai combustibili liquidi derivati dal petrolio, del suo migliore contenuto energetico e dell'efficienza raggiunta dai propulsori navali, un motore marino alimentato a GNL è in grado di ridurre del 25% le emissioni di CO_2 a parità di potenza erogata.
È del tutto evidente che l'adozione del GNL da sola non basta a risolvere il problema, tuttavia se si combinano i miglioramenti dell'efficienza energetica delle navi, sia quella propulsiva che quella dovuta al miglior utilizzo dell'energia prodotta a bordo, con la riduzione delle emissioni dovute all'adozione del GNL come combustibile, l'obbiettivo che lo shipping si è prefissato di raggiungere non sembra del tutto irrealistico.
In questo senso, il contributo che l'adozione del gas liquefatto come combustibile per le navi può dare in termini di riduzione delle emissioni di CO_2 è assolutamente significativo.

2.2 Usi finali del GNL (trasporto pesante, trasporto marittimo)

In virtù delle sopracitate caratteristiche, il GNL risulta essere quindi particolarmente idoneo, in particolare, all'utilizzo come combustibile nel settore del trasporto marittimo e nel trasporto stradale pesante.
A differenza di quanto accade con il trasporto stradale leggero, in tale settore la diffusione del GNL è favorita dal fatto che questo rappresenta, ad oggi, forse

l'unico combustibile in grado di garantire un'elevata autonomia chilometrica, indispensabile per coprire le lunghe distanze caratteristiche di questa tipologia di trasporto, e, al tempo stesso, un ingombro volumetrico dei serbatoi compatibile con i mezzi in commercio.
Il Quadro Strategico Nazionale ha previsto che il comparto raggiungerà una domanda annua di 400.000 tonnellate al 2020 per poi aumentare a 1.250.000 tonnellate al 2025 e raggiungere le 2.500.000 tonnellate nel 2030.
Un ulteriore utilizzo del GNL come combustibile è nel settore del trasporto marittimo: tale comparto, negli ultimi anni, è particolarmente interessato al tema del GNL, in quanto dal 1° gennaio 2020 entrerà in vigore la disposizione dell'IMO che fissa un tetto al tenore di zolfo pari allo 0,5% per i combustibili marini. Tra i modi per ottemperare a tale disposizione, l'utilizzo di olio combustibile o gasolio a basso tenore di zolfo (BTZ), il ricorso agli scrubber per l'abbattimento delle emissioni degli ossidi di zolfo dai fumi oppure proprio l'utilizzo del GNL. È evidente come, a differenza delle altre, l'opzione dell'utilizzo del GNL sia quella che non può contare su una logistica già consolidata, ma che è ancora oggetto di investimenti infrastrutturali atti a garantire la disponibilità del prodotto presso i punti di rifornimento navale.
Il ricorso al GNL come combustibile marino è, però, sicuramente una scelta che ben si adatta alle caratteristiche delle navi di nuova costruzione e che, se la filiera verrà opportunamente sviluppata, permetterà all'Italia, in virtù anche della sua posizione geografica strategica per i traffici navali, sia commerciali che civili, nel Mar Mediterraneo, di configurarsi come un hub per l'approvvigionamento

3 *Prezzi normalizzati gasolio autotrazione e GNL alla pompa, gennaio e dicembre 2017 (€/MWh)*



Fonte: elaborazione REF_E su dati MSE

del settore. Le stime del Quadro Strategico Nazionale prevedono una domanda al 2025 di 800.000 tonnellate e di 1.000.000 di tonnellate al 2030, ma considerato quanto sopra questa domanda potrebbe raggiungere livelli maggiori.

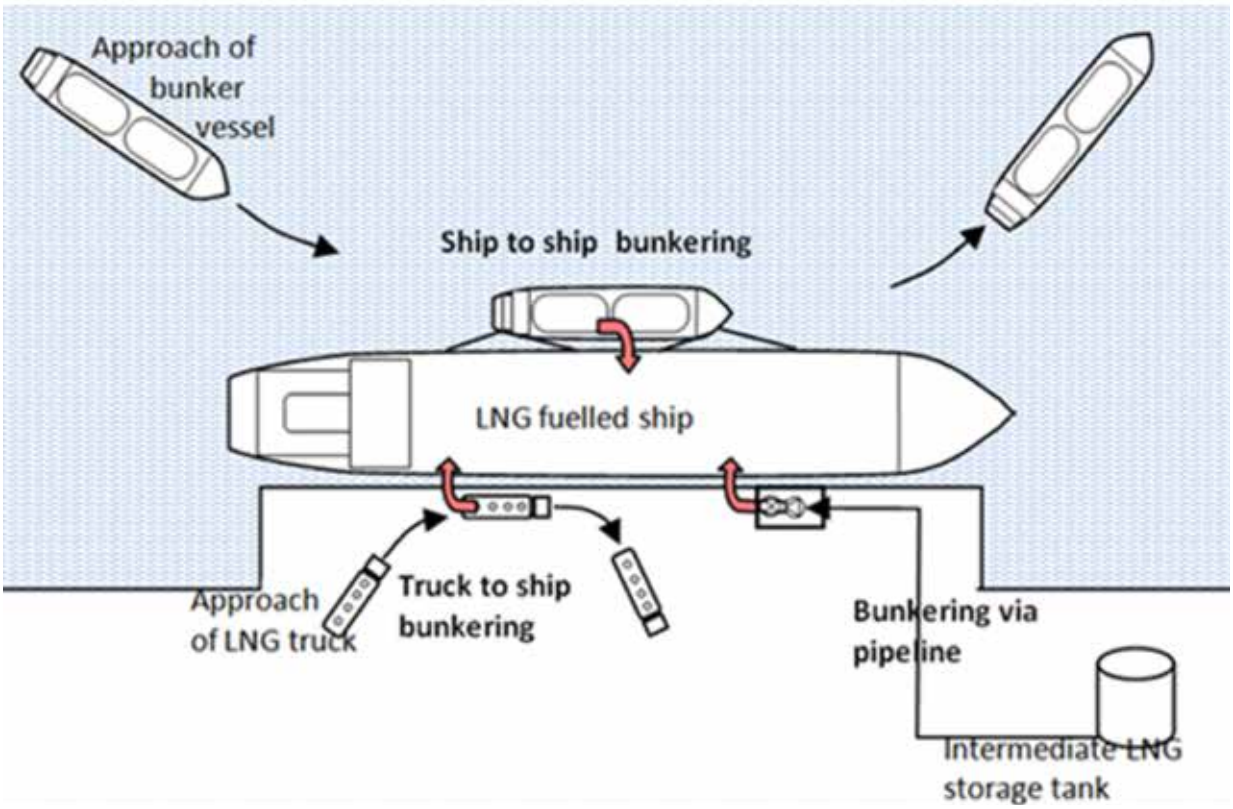
2.3 Stato delle infrastrutture e degli investimenti in corso

Come introdotto in precedenza, fattore fondamentale per la diffusione del bunkeraggio marino a mezzo GNL è lo sviluppo della filiera (terminali, depositi small scale, distribuzione in forma liquida) e l'efficientamento dei procedimenti autorizzativi in tema ambientale, doganale e di sicurezza. A titolo di esempio si riporta la figura sottostante, nella quale sono rappresentate schematicamente tutte le fasi della filiera degli usi finali del GNL, tra cui anche il bunkeraggio marino.
Attualmente la filiera del GNL in Italia (terminali di rigassificazione, depositi small scale, bettoline per il servizio ship to ship) consta di tre terminali di rigassificazione operativi: il terminale di OLT – Offshore LNG Toscana di Livorno, il terminale di SNAM a Panigaglia ed il terminale di Adriatic LNG a Ravenna. Tra questi, quello della OLT ha già avviato le procedure autorizzative per consentire l'erogazione di servizi SSLNG direttamente da terminale, mentre per il terminale di Panigaglia si stanno facendo le opportune valutazioni. Oltre ai tre sopracitati,

T3 *PImposizione fiscale nell'UE sul gasolio ad uso carburazione*

Località	Società	Stato porcedure autorizzazioni	Capacità stoccaggio (m3)	Punti di carico per autocisterne	Punti di carico per vagoni-cisterna	Punti di carico betoniere o navi cisterna
Porto Marghera	Venice LNG spa	Attivata a febbraio 2018 procedura ex c.1 arti.10 Dlgs 257/2016. Procedura di VIA in corso presso il TATTM, NOF rilasicato.	32.000	5	5	1
Ravenna	Depositi Italiani GNL (JVPIR Spa e Edison Spa)	Autorizzato il 28/3/2018 con procedura ex c.10 Dlgs 257/2016.	20.000	6	-	1
Livorno	Livorno LNG Terminal Spa (Newco: Costiero Gas Livorno Spa Neri Spa/SIGL Vulcangas)	Richiesta conformità del progetto al PRP alla A.d.S.P.	9.000	2	2	1
Oristano	Higas Srl	Autorizzato (DD MSE il 17/1/2017) con prodedura ex c.10 Dlgs 257/2016. Comunicata l'apertura dei cantieri.	9.000	2	-	1
Oristano	IVI Petrolifera Spa	Attivata presso il MSE come impianto di rigassificazione (art.9 Dlgs n. 257/2016)	9.000	2	-	1
Oristano	Edison Spa	Autorizzato con DDMSE il 12/1/2018 con prodedura ex c.10 Dlgs 257/2016.	10.000	4	-	1
Cagliari	ISGAS ENERGIT Multiutilies Spa	Attivata ad agosto 2018 presso il MSE come impianto di rigassificazione (art.9 Dlgs n. 257/2016). Procedura di VIA in corso presso il MATTM. NOF rilasicato.	22.000	2	-	1
Porto Torres	Consorzio industriale provinciale Sassari	Avviato l'iter la concessione dell'area all'A:d:S:P: e pubblicato il bando per la fornitura di bracci di carco e scarico di GNL.F	10.000	1	-	1
Napoli	Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno Centrale	Attivata e conclusa la prodedura di avidenza pubblica per soggetti interessati a realizzare deposito costiero	10.000/20.000	2	-	1

T4 *Modalità alternative di bunkeraggio a mezzo GNL*



sono stati autorizzati altri tre terminali di rigassificazione (Gioia Tauro, Falconara Marittima e Porto Empedocle), mentre ulteriori due stanno conducendo le procedure. È, inoltre, in fase di autorizzazione la proposta di un mini-rigassificatore da 22.000 m^3 di stoccaggio presso il Porto di Cagliari, da asservire ad apposita rete di distribuzione. È anche in discussione la possibilità di realizzare un ulteriore rigassificatore a Porto Torres. Ad oggi sono in corso anche iniziative per la realizzazione di una decina di depositi costieri, di cui tre già autorizzati (due ad Oristano ed uno a Ravenna). La situazione delle iniziative annunciate ad oggi è riportata nella tabella 4.

Simultaneamente alla realizzazione delle infrastrutture, è necessario che si realizzi anche quella parte della filiera che collega il deposito alla nave da rifornire e quindi che si occupa delle operazioni di bunkeraggio: le principali modalità con cui effettuare il bunkeraggio marino a GNL delle navi sono:

- modalità truck to ship
- modalità ship to ship
- modalità port to ship

La modalità di rifornimento truck to ship è indicata per navi con una domanda di

poche centinaia di m^3, ed è caratterizzata da una flessibilità di erogazione.
Le operazioni sono effettuate, infatti, da autocarri GNL standard (da circa 40 a 80 m^3) e la flessibilità risiede nella possibilità di affiancare più camion per il rifornimento di una stessa nave e di rifornire differenti tipologie di navi. Il metodo truck to ship può essere applicato per volumi di bunkeraggio fino a 200-400 m^3, a seconda del tempo massimo di consegna richiesto, con un tasso di rifornimento di 40-60 m_3/h. Tale modalità di bunkeraggio, inoltre, necessita di limitate infrastrutture portuali, volte principalmente a garantire che le operazioni avvengano in sicurezza.
Il bunkeraggio ship to ship nasce dall'esigenza di poter rispondere a richieste di volumi maggiori, fino a 6.500 m^3. Tale modalità prevede che la nave rifornitrice (c.d. bunkerina) carichi il prodotto presso un deposito costiero o presso un terminale e lo consegni alla nave da rifornire, garantendo anche la possibilità di rifornire navi che non approdano in porti che abbiano il deposito in loco. Tale operazione, generalmente, non interferisce con le operazioni di carico/scarico delle merci o dei passeggeri, che possono quindi essere condotte simultaneamente al bunkeraggio.
Il rifornimento port to ship è caratterizzato dalla possibilità di rifornire grandi volumi di GNL (anche 20.000 m^3), con un tasso di erogazione fino a 2.000 m^3/h. In virtù dell'infrastruttura necessaria, esso rappresenta un'opzione particolarmente indicata per strutture portuali che abbiano una domanda di bunkeraggio stabile per un lungo periodo e dei traffici marittimi adeguati.

2.4 Alternative propulsive per le navi per rispettare le disposizioni IMO dal 1° gennaio 2020 (olio combustibile a basso tenore di zolfo, gasolio marino a basso tenore di zolfo, utilizzo di scrubber, GNL)

Introduzione: il background tecnico della propulsione navale a gas

Dal punto di vista tecnico l'utilizzo del GNL per la propulsione navale è una realtà che prende avvio a partire dagli anni 60 ma che per molto tempo è rimasta confinata, in modo pressoché esclusivo, nell'ambito della propulsione delle LNGcarriers, ossia delle navi adibite al trasporto dello stesso gas naturale in forma liquefatta.
Durante il trasporto via mare il GNL è mantenuto nelle casse di deposito della nave allo stato liquido in condizioni criogeniche (163°C) e ad una pressione leggermente superiore alla pressione atmosferica. La bassa temperatura deve essere quindi mantenuta costantemente al di sotto della temperatura di ebollizione corrispondente alla pressione all'interno delle varie casse che contengono il gas; tuttavia gli scambi termici e di energia tra il GNL contenuto nelle casse termicamente isolate e l'ambiente circostante producono una costante ebollizione del carico con una conseguente produzione di vapore che viene chiamato boiloffgas (BOG).
Durante il trasporto viene prodotta una grande quantità di BOG, principalmente per ragioni legate alla differenza termica tra l'ambiente ed il carico e per via dell'energia dissipata dallo sbattimento (slogging) del

carico durante la navigazione causato dei moti della nave, tanto che durante la navigazione in condizioni metereologiche avverse la quantità di BOG prodotta aumenta considerevolmente.
Per mantenere la pressione all'interno delle casse al di sotto della pressione di progetto, il boiloffgas prodotto durante la navigazione deve essere rimosso e questo può essere fatto in diversi modi, tra cui quello di usare questo eccesso di gas come combustibile per la propulsione della nave.
Nel 1960 il boiloffgas veniva bruciato assieme all'heavy fuel oil (HFO) per alimentare dei sistemi di propulsione basati su turbine a vapore, ma a partire dal 2003 gli impianti a turbina sono stati sostituiti da motori a combustione interna in grado di bruciare entrambi i combustibili (i cosiddetti motori dual-fuel), con notevoli vantaggi dal punto di vista dell'efficienza propulsiva globale e dell'economia di gestione degli impianti propulsivi. Infatti, oltre ad essere notevolmente più complicati e delicati – e quindi più costosi dal punto di vista della loro gestione – gli impianti a turbina presentano un rendimento sostanzialmente più basso rispetto ai grandi motori navali a combustione interna che, soprattutto con riferimento ai motori a due tempi, sono le macchine termiche con il miglior rendimento termomeccanico, inteso come rapporto tra l'energia meccanica prodotta all'asse in uscita e l'energia chimica introdotta in ingresso attraverso il combustibile.

I moderni motori navali a gas naturale liquefatto

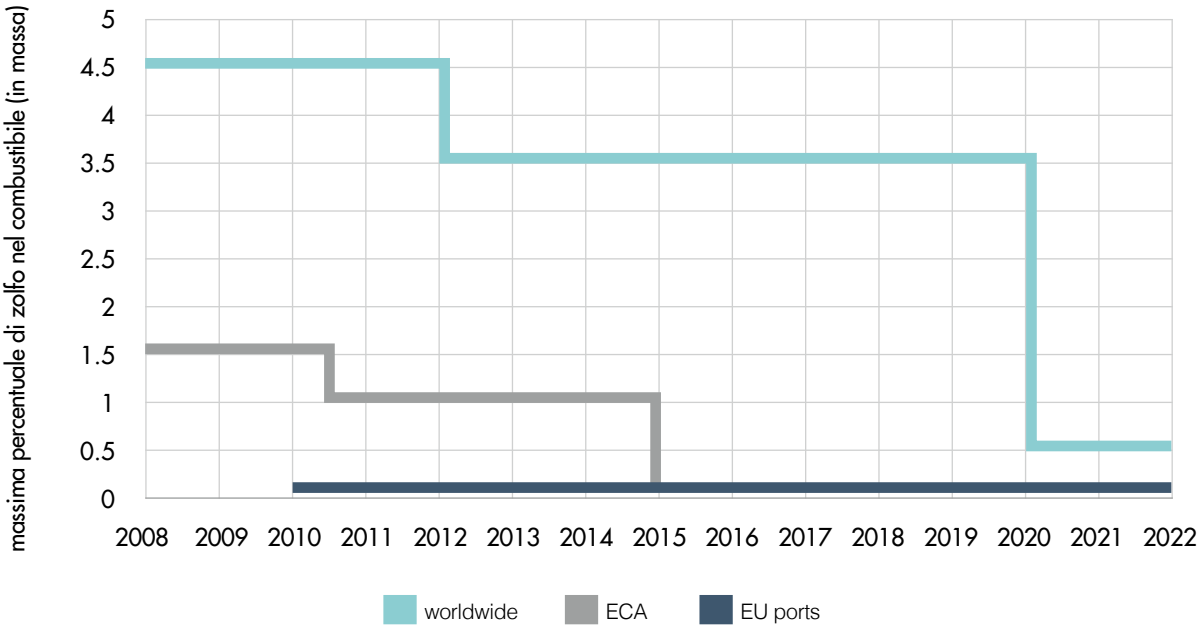
L'evoluzione della propulsione delle LNGcarriers delineata sopra ha portato negli anni a sviluppare dei motori navali a combustione interna alimentati a GNL altamente efficienti, sia dal punto di vista della resa energetica che da quello della riduzione dell'impatto ambientale. Questi motori, che sostanzialmente sono dei diesel navali in grado di bruciare GNL oltre che HFO, trovano da tempo un impiego sempre maggiore al di fuori della tradizionale propulsione delle gasiere tramite il boiloffgas del carico.
Ormai troviamo questi motori dual-fuel installati praticamente su tutte le tipologie di navi, dalle grandi porta contenitori alle navi da crociera, dai traghetti alle portarinfuse; al momento non si tratta di grandissimi numeri, se paragonati al numero delle navi esistenti, ma se osserviamo il mercato delle nuove costruzioni, è facile vedere come il rapporto tra le newbuildings propulse con motori in grado di bruciare GNL e le newbuildings con motori "tradizionali" sta crescendo molto velocemente, anche dietro la spinta delle nuove norme internazionali.
Come è noto, i motori navali a combustione interna - i "diesel navali", se vogliamo indicarli così per comodità di scrittura e di lettura - si dividono in due grandi famiglie: i motori a quattro tempi ed i motori a due tempi. Questi motori sono diventati nel tempo il sistema di propulsione predominante in tutti i settori dello shipping e lo sviluppo tecnologico che ha portato a versioni dualfuel prima dei motori quattro tempi e, più di recente, dei motori a due tempi, fa prevedere che anche per il futuro queste tipologie di propulsori, in grado di bruciare sia combustibili liquidi che combustibili gassosi, saranno in grado di dominare la scena ancora per molti anni.
La propulsione attraverso motori dualfuel a quattro tempi inizia nel 2003 con l'installazione di questa tipologia di motori su

una LNG-carrier e fa seguito all'installazione di motori di questo tipo in impianti industriali terrestri; per i motori a due tempi, invece, bisogna aspettare un po' più a lungo, i primi sviluppi sono del 1994 e prima di avere delle installazioni a bordo (all'inizio sempre su navi LNGcarrier) bisognerà attendere i primi anni 2000, in pratica per le navi non gasiere i motori a due tempi dualfuel sono disponibili a partire dal 2010.
La tecnologia dual-fuel per i motori a quattro tempi è ormai consolidata da anni ed esistono anche delle versioni predisposte per essere alimentate esclusivamente a gas, mentre per i motori a due tempi la necessità di un "fuelpilota" rende imprescindibile la necessità di bruciare oltre che gas anche combustibile liquido.
I motori diesel comprimono l'aria in misura tale che la temperatura all'interno della camera di combustione si innalza fino a 300÷350°C, a questo punto l'immissione del combustibile liquido nebulizzato e la reazione con l'ossigeno presente nell'aria all'interno del cilindro provocano l'immediata combustione. Il combustibile brucia in condizioni pressoché stechiometriche, l'altissima temperatura provoca l'ossidazione dell'azoto contenuto nell'aria e questo spiega l'alto livello di ossidi di azoto (NO_x) prodotto dalla combustione dei motori diesel. Nel caso di un motore alimentato a gas l'elevata temperatura di autoaccensione del gas medesimo non permette che la combustione sia provocata semplicemente dall'aumento di temperatura dell'aria dato dalla compressione, è quindi necessario provocare l'accensione attraverso un intervento dall'esterno, normalmente questo consiste in una scintilla provocata da una candela o da combustibile liquido atomizzato.
Nel caso di motori a quattro tempi l'aria ed il combustibile vengono premiscelati con una quantità di aria maggiore rispetto a quella richiesta dal valore stechiometrico, questo si traduce in una minore temperatura di combustione e quindi in una minore produzione di ossidi di azoto.
Nei motori a due tempi, poiché l'aria di aspirazione viene usata anche per il lavaggio della camera di combustione, l'aria ed il combustibile non possono essere premiscelati. Il gas naturale viene iniettato nell'aria compressa analogamente a quanto si fa con il combustibile liquido e quindi l'accensione si ottiene iniettando carburante attraverso un micro "iniettore-pilota". La temperatura di combustione si mantiene molto alta ed il livello di NO_x si mantiene per questo elevato.
Mentre nei motori dualfuel a quattro tempi la tecnologia di base è sostanzialmente comune a tutti i produttori, nel settore dei due tempi si trovano due diverse soluzioni in relazione al livello di pressione con il quale il gas viene iniettato nella camera di combustione.

Le normative internazionali relative all'inquinamento atmosferico derivante dai gas esausti prodotti dalle navi

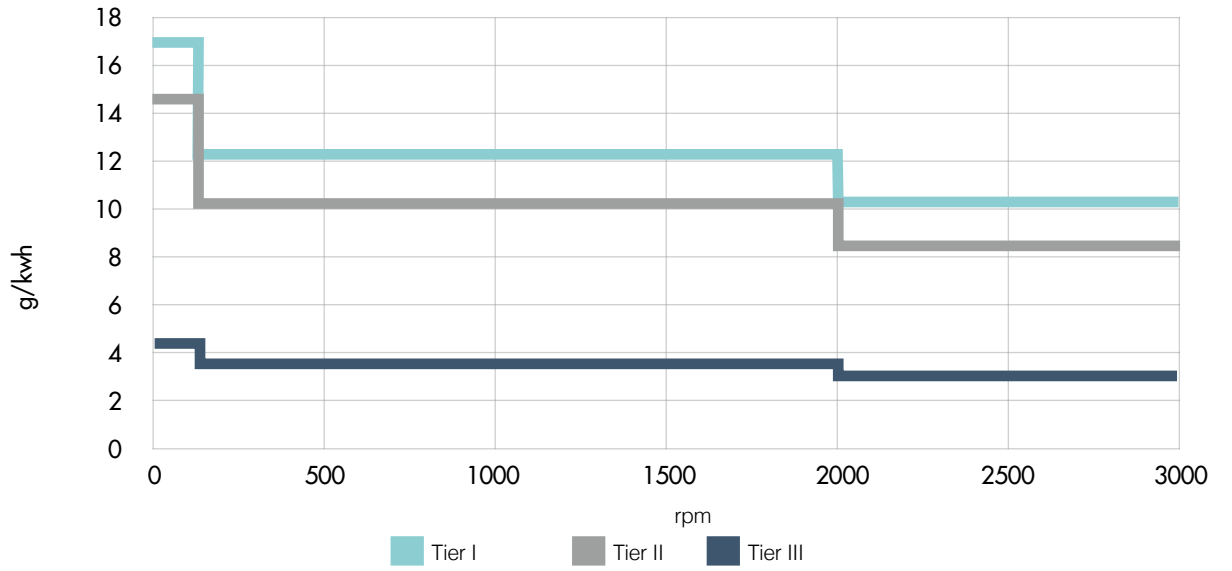
L'inquinamento atmosferico derivante dai gas di scarico delle navi è oggetto di un'attenta valutazione in ambito internazionale da moltissimi anni.
Verso la fine del 1973 è stata adottata in ambito IMO la convenzione MARPOL (abbreviazione di Marine Pollution), ovvero la convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento da parte delle navi, successivamente modificata

5 *Limiti di zolfo nei combustibili navali*



dal protocollo 1978 (MARPOL 73/78).
La parte relativa all'inquinamento atmosferico è stata adottata nel 1997 con le normative descritte nell'annesso VI della convenzione MARPOL, queste norme stabiliscono, tra l'altro, i limiti di ossidi di zolfo (SO_x) e di azoto (NO_x) che possono essere emessi in atmosfera dalle navi.
Negli anni sono state adottate e sono entrate in vigore delle aree ad emissione controllata dove sono stati stabiliti limiti stringenti per le emissioni di SO_x e di NO_x. Attualmente le aree ECA (Emission Control Area) sono il Mar Baltico (controllo degli SO_x nel 2005), il Mare del Nord (SO_x, 2005/2006), l'area ECA del Nord America (SO_x e NO_x, 2010/2012) che comprende gran parte delle coste degli Stati Uniti e del Canada, l'area ECA dei Caraibi degli Stati Uniti (SO_x e NO_x, 2011/2014) che include Portorico e le Isole Vergini. Sono allo studio altre aree ECA, inclusa la possibilità di far diventare area ECA il Mare Mediterraneo.
Per quanto riguarda il limite delle emissioni di ossidi di zolfo le normative hanno agito negli anni limitando il tenore dello zolfo contenuto nei combustibili. Sono state emesse normative sia in sede IMO che dall'Unione Europea.
Si è iniziato con il limitare il tenore di zolfo nelle aree ECA che nel 2008 era fissato all'1,5%, successivamente in queste aree il tenore di zolfo è stato abbassato all'1% a metà del 2010, per poi scendere allo 0,1% a partire dal 2015.
A partire dal 2010, inoltre, l'Unione Europea ha stabilito che le navi ormeggiate nei propri porti non possano usare combustibili con un tenore di zolfo superiore

5 *Limiti delle emissioni di No_x*



allo 0,1%.
Al di fuori delle aree ECA il tenore massimo di zolfo a partire dal 2012 è stato abbassato al 3,5%, rispetto al precedente 4,5%, ma la limitazione più severa si avrà a partire dal 1° gennaio 2020 quando il tenore di zolfo nei combustibili navali dovrà essere ridotto su scala mondiale a non più dello 0,5%.
L'adeguamento al 2020 Sulphur Cap – come è comunemente indicata l'entrata in vigore di questa normativa - è una delle sfide più importanti che lo shipping internazionale si trova ad affrontare negli ultimi decenni ed è unanimemente riconosciuto che potrà avere un impatto significativo su tutto il cluster marittimo.
I limiti di emissione di NO_x si applicano in ambito mondiale a tutti i motori di potenza superiore ai 130 kW, esclusi i motori che vengono usati per soli scopi di emergenza, con dei livelli e dei gradi (Tiers) che dipendono dalla data di costruzione della nave e dalle caratteristiche tecniche dei motori.
Il Tier I si applica alle navi costruite dopo il 1° gennaio 2000 e stabilisce che per i motori con regime di rotazione al di sotto dei 130 rpm le emissioni di NO_x debbano essere non superiori ai 17 g/kWh, contenute al di sotto dei 12,1 g/kWh per i motori con regime di rotazione tra i 130 rpm ed i 1999 rpm, ed infine per i motori con regime di rotazione uguale o superiore ai 2000 la produzione di NO_x non può superare i 9,8 g/kWh.
Il Tier II si applica alle navi costruite a partire dal 1° gennaio 2011 ed abbassa ulteriormente i livelli di produzione degli NO_x: 14,4 g/kWh per motori fino a 130 rpm, 9,7 g/kWh per motori tra 130 rpm e 1999 rpm e 7,7 g/kWh per motori da 2000 rpm ed oltre.
Il Tier III si applica alle navi costruite dopo

il 1° gennaio 2016 ma solo in navigazione nelle aree ECA dove vige il controllo delle emissioni di ossidi di azoto. I valori imposti dal Tier III sono molto più stringenti e richiedono valori non superiori a 3,4 g/kWh per motori fino a 130 rpm, non superiori a 2,4 g/kWh per motori tra 130 rpm e 1999 rpm e 2,0 g/kWh per motori con regime di rotazione maggiore o uguale a 2000 rpm.
Mentre la produzione degli SO_x può essere controllata sia limitando il tenore di zolfo nei combustibili che, come vedremo meglio più avanti, installando dei sistemi di pulizia dei gas di scarico, la produzione degli NO_x dipende essenzialmente dal processo di combustione all'interno del motore in cui il combustibile ha un ruolo importante ma dove entrano in gioco essenzialmente le caratteristiche tecniche e di funzionamento del motore.

Il 2020 Suphur Cap e l'uso del gas naturale liquefatto a bordo delle navi

Come detto, a partire dal 1° gennaio 2020 il tenore di zolfo ammesso Worldwide nei combustibili navali non potrà superare lo 0,5% in massa, mentre nelle aree ECA e nei porti EU il livello di zolfo massimo ammesso continuerà ad essere pari allo 0,1%; in alternativa le navi potranno continuare ad usare fuel con un tenore di zolfo superiore ma dovranno essere dotate di impianti di lavaggio dei gas di scarico approvati, in grado di abbattere gli ossidi di zolfo al livello di quelli che sarebbero prodotti usando dei combustibili con tenore di zolfo conforme.
Le compagnie armatrici si trovano quindi di fronte ad una scelta che si sta rivelando molto difficile da compiere.

Si può dividere il tema in due grandi capitoli: quello della scelta relativa all'adeguamento delle navi esistenti e quello relativo alle soluzioni da adottare per le nuove costruzioni. All'interno di entrambi questi due capitoli il problema può essere risolto o adottando dei combustibili conformi, tra cui il gas naturale liquefatto, oppure dotando la nave di sistemi di pulizia dei gas di scarico, i cosiddetti "scrubber".
Va subito detto che per quanto riguarda le navi esistenti, ed a meno che non si tratti di navi molto recenti per le quali siano stati adottati tutti gli accorgimenti necessari a renderle LNG-ready, il retrofit da combustibile HFO a combustibile GNL è nella pratica totalità dei casi improponibile, sia dal punto di vista tecnico che dal punto di vista economico. Questo limita la scelta degli armatori all'adozione di fuel VLSFO (Very Low Sulphur Fuel Oil) o all'installazione di scrubber.
L'adeguamento della flotta mondiale – 70÷80 mila navi – alle nuove normative è il non semplice problema che gli armatori stanno attualmente cercando di risolvere. La scelta è basata su parametri di tipo economico (per altro ancora del tutto incerti dal lato "costo del fuel") e su considerazioni di natura tecnica ed operativa. Il livello di maggiori costi derivanti dall'uso di VLSFO può essere bilanciato dai risparmi che possono essere realizzati continuando ad usare HFO e dotando la nave di scrubber. Ovviamente questo dipende dall'entità dell'investimento per la realizzazione dell'impianto di lavaggio dei gas di scarico, ossia dal suo costo e dal suo tempo di pay-back. Il costo dipende dalle potenze in gioco e può arrivare a parecchi milioni di euro, il tempo di rientro dell'investimento dipende fonda-

mentalmente dal differenziale di prezzo tra VLSFO e HFO (al momento del tutto aleatorio) ed in modo meno stringente anche dai running costs derivanti dalla gestione dell'impianto. Tutto questo deve essere necessariamente confrontato con l'età della nave.
Questa scelta "VLSFO vs. scrubber" pone dei problemi anche dal punto di vista tecnico ed operativo.
Dal punto di vista tecnico vi sono da un lato tutte le complicazioni di natura impiantistica e di affidabilità che gli scrubber si portano dietro, mentre dall'altro i VLSFO, che saranno prevalentemente dei blend prodotti miscelando fuel diversi, pongono problemi di sicurezza derivanti dalla miscibilità tra loro di bunkeraggi di origine diversa e dalla stabilità dei blend che verranno immessi sul mercato. Di queste problematiche di sicurezza sollevate da tempo dagli armatori si sta discutendo anche in sede IMO.
Dal punto di vista operativo il problema principale relativo ai fuel è quello della loro disponibilità, sia di quelli VLSFO che dei più tradizionali HFO. In relazione ai primi il problema, almeno sulla carta, dovrebbe essere stato risolto, infatti tutte le maggiori compagnie petrolifere hanno assicurato la disponibilità dei loro prodotti in tutti i principali porti di bunkeraggio del mondo; il problema è che non tutto il bunker ruota attorno alle "maggiori compagnie petrolifere" ed ai "principali porti di bunkeraggio", esiste anche una larga parte di mercato che sfugge a questi canoni e con cui molte navi che operano sia world wide che in aree specifiche devono confrontarsi. Per quanto riguarda l'HFO la futura disponibilità nei porti è legata ad un fatto essenzialmente di mercato.
Si presume che nel 2020 le navi dotate di scrubber (e quindi in grado di usare HFO) saranno non più di alcune migliaia a livello mondiale, c'è da chiedersi quale interesse ci sarà da parte dei fornitori di bunker ad attrezzarsi per fornire HFO in determinati porti se non vedranno scalare un numero sufficiente di navi da rifornire. Chi sceglie gli scrubber, quindi, potrebbe trovarsi penalizzato due volte: la prima per aver speso una ingente cifra per dotarsi dell'impianto e per la sua gestione, la seconda per l'impossibilità di recuperare l'investimento vista l'indisponibilità di HFO a basso costo. Per questo, le compagnie che per il loro peso sono in grado di farlo stanno affiancando l'eventuale scelta di scrubber alla sottoscrizione di accordi di fornitura di HFO almeno in determinati porti.
Verso gli scrubber, per altro, cominciano a manifestarsi segnali di attenzione da parte delle autorità marittime nazionali e locali che fanno presagire che a breve il loro uso sarà in qualche modo limitato, almeno in talune aree geografiche ed in taluni porti. L'attenzione è rivolta principalmente verso le acque di lavaggio che circolano in questi impianti e che contengono lo zolfo sottratto ai gas combusti. Le acque di lavaggio, in accordo con l'IMO, possono essere scaricate fuori bordo se la loro qualità rispetta i parametri che sono stabiliti dalla normativa; tuttavia le singole amministrazioni possono porre limiti più stringenti oppure proibire del tutto lo scarico a mare dell'acqua di lavaggio degli scrubber in aree di loro specifico interesse (porti, rade, canali o le stesse acque territoriali).
Gli scrubber adottano due differenti soluzioni tecniche ed una terza che è la

combinazione delle prime due. Esistono gli scrubber di tipo “open-loop”, dove l’acqua di lavaggio dopo aver incontrato i fumi della combustione e “catturato” lo zolfo presente viene opportunamente trattata e rilasciata in mare, ed esistono gli scrubber “closed-loop”, dove l’acqua di lavaggio è trattenuta a bordo e può essere poi conferita ad impianti di trattamento a terra o, più comunemente, scaricata in mare successivamente.
Gli impianti “closed-loop” sono stati progettati principalmente per poter conformarsi all’eventuale impossibilità di scarico delle acque, ad esempio durante la sosta nei porti; ma come è facile comprendere hanno un’autonomia di esercizio che è legata alla capacità delle casse di ritenzione dell’acqua di lavaggio che è, giocoforza, limitata. Ecco quindi che, se oltre alla fase di stazionamento in porto, devono essere trattati in “closed-loop” anche gli scarichi provenienti da lunghe fasi di manovra o addirittura di navigazione, la capacità dell’impianto non è più sufficiente e gli scrubber diventano sostanzialmente inutilizzabili in tali circostanze.
È prevedibile che le situazioni di “no-discharge” tenderanno ad aumentare nel tempo e che quindi gli scrubber potranno essere utilizzati solo in mare aperto, rendendo poco conveniente la soluzione “closed-loop”, che per altro è molto più costosa ed operativamente più critica rispetto alla “open-loop.
Questa non facile scelta di fronte alla quale si trovano oggi gli armatori per adeguare la flotta esistente si riflette in larga misura anche nel settore delle nuove costruzioni, anche se qui entrano in gioco altri fattori che possono rendere la scelta più libera.

Di fonte ad un progetto di una nuova costruzione, oltre che alle soluzioni VLSFO e scrubber entra in gioco anche la soluzione GNL.
Dal punto di vista del contenuto di zolfo il gas naturale liquefatto è un fuel conforme in quanto praticamente non contiene zolfo, la riduzione degli SO_x è infatti stimata nell’ordine del 99%. L’adozione del GNL inoltre, soprattutto per certe soluzioni motoristiche come i motori a quattro tempi o i motori a due tempi con iniezione a bassa pressione, consente il soddisfacimento delle normative relative all’NO_x senza ulteriori interventi impiantistici, con un abbattimento delle emissioni di NO_x valutabile nell’ordine dell’85%. Un ulteriore vantaggio è costituito dalla pratica assenza di particolato nei fumi della combustione, con una riduzione stimata del 95%.
I vantaggi tecnici sono quindi molti ma, ovviamente, ci sono anche degli aspetti di natura impiantistica e di gestione che devono essere tenuti nella giusta considerazione.
Oltre che l’installazione di motori dual-fuel, l’adozione del GNL per la propulsione di navi non gasiere comporta la creazione a bordo di un impianto criogenico per lo stoccaggio e la gestione di questo combustibile, inoltre va tenuto conto che, data la densità del GNL, a parità di autonomia i serbatoi per il GNL devono avere un volume praticamente doppio rispetto a quelle per l’HFO o MDO (Marine Diesel Oil, il gasolio marino).
Esistono poi problemi di sicurezza che devono essere gestiti con la dovuta cautela. La storia del GNL sulle navi è priva di incidenti significativi e questo eccellente risultato è ascrivibile da un lato al

limitato numero di unità LNG-carrier o di navi di altro tipo propulse a GNL finora in esercizio, ma dall'altro alle severe normative di cui l'industria navale ha saputo dotarsi in questo settore ed alla specifica preparazione del personale di bordo che ha gestito e gestisce questi impianti.
Fino a poco tempo fa la propulsione a GNL era limitata alle navi gasiere che vengono costruite con specifiche normative regolamentari e gestite da personale di bordo particolarmente preparato, mancava tuttavia un regolamento organico che fosse rivolto non solo alle gasiere ma a tutte le navi alimentate a GNL. L'International Association of Classification Societies (IACS) aveva pubblicato delle norme sull'alimentazione a metano nel 1996 ed altri registri, tra cui il RINA, hanno negli anni emanato propri regolamenti e linee guida, mancava però un supporto normativo univoco e riconosciuto da tutti. Nel 2009 sono arrivate le prime linee guida dell'IMO e finalmente dal 1° gennaio 2017 è entrato in vigore l'International Gas Fuel Code (IGFC) dell'IMO che norma in modo uniforme ed obbligatorio per tutti la costruzione delle navi alimentate a gas naturale. Inoltre, in accordo alla convenzione IMO STCW (International Convention on Standards of Training, Certification and Watchkeeping for Seafarers) i marittimi che vengono imbarcati su navi i cui motori sono alimentati a GNL, devono sottoporsi ad una formazione specifica a seguito della quale viene rilasciata un'apposita certificazione.
Quindi l'adozione del GNL per la propulsione navale è ormai una scelta tecnicamente e normativamente consolidata e l'industria dello shipping sta cominciando a guardare a questa soluzione come una delle possibili vie per uniformarsi alle sempre più stringenti normative internazionali in materia di inquinamento atmosferico delle navi. Il portafoglioordini dei cantieri navali di navi adibite al trasporto di GNL o di navi passeggeri e da carico alimentate a GNL è in continua crescita a dimostrazione che la strada verso questa direzione è ormai stata imboccata. È particolarmente significativo osservare come entrambi i maggiori players internazionali nel settore delle crociere – Gruppo Carnival ed MSC Cruises – abbiamo fatto la loro scelta in questo senso, le ultime new buildings ordinate da entrambi questi operatori sono navi alimentate a GNL e questo testimonia della fiducia che questi importanti gruppi ripongono in questa soluzione, sia in termini tecnici che in termini economici, ma soprattutto in relazione alla sicurezza, visto che si parla di unità destinate ad ospitare a bordo, tra passeggeri e membri dell'equipaggio, parecchie migliaia di persone.

3. ALTRI USI DEL GNL

3.1 Trasporto ferroviario

L'utilizzo del GNL come combustibile per il settore ferroviario ha trovato fino ad oggi minore applicazione rispetto al trasporto su strada e al trasporto marittimo. La limitata diffusione delle infrastrutture di approvvigionamento, i costi di conversione e ostacoli tecnici o di tipo normativo, hanno rallentato lo sviluppo di progetti relativi a una tecnologia che potenzialmente potrebbe contribuire a ridurre i costi ope-

rativi, dato il minor costo rispetto ad altre fonti energetiche, e a limitare in maniera sensibile l'inquinamento ambientale. Ciononostante, si assiste negli ultimi anni ad un crescente interesse per questo carburante e per le sue possibili applicazioni e performance lungo le tratte prive di elettrificazione. Nell'analisi costi-benefici a motivazioni tecniche, economiche o strategiche, si affianca la necessità di ridurre le emissioni inquinanti, sottolineata dalla stessa Unione internazionale delle ferrovie (UIC), che ha istituito il Low Carbon Rail Challenge, in linea con gli obiettivi di cop21 e con la strategia europea della mobilità a basso tenore di carbonio che ha istituito il Low Carbon Rail Challenge (https://uic.org/cooperation-with-the-united-nations#UIC-Low-Carbon-Rail-Transport-Challenge).
Per ciò che riguarda il territorio nazionale, FS Italiane, Snam e Hitachi Rail hanno firmato il 28 marzo 2019 un Memorandum of Understanding che mira alla conversione di una parte dell'attuale flotta di treni della Fondazione FS Italiane da diesel a metano. Il Memorandum prevede l'avvio di un progetto pilota per la trasformazione di una o due automotrici di Fondazione FS Italiane, alimentate a diesel, in modelli più avanzati a gas naturale liquefatto (LNG) o compresso (CNG). A valle di uno studio di fattibilità, le aziende individueranno un numero più ampio di treni sui quali estendere la sperimentazione.
I treni convertiti a metano elimineranno sostanzialmente le emissioni di particolato e ridurranno di circa il 20% quelle di anidride carbonica. Un'eventuale sostituzione – ha calcolato il Gruppo FS - di 100 treni porterebbe, inoltre, a un risparmio nell'ordine dei 2,5 milioni di euro annui sul costo del carburante.
Nel progetto avviato dal Gruppo FS, prima di procedere ai test, si dovranno studiare sia eventuali modifiche da apportare al motore termico, che gli impatti sui serbatoi. Andranno inoltre approfonditi gli aspetti relativi all'omologazione, dato che ancora non esiste in Italia in campo ferroviario una normativa consolidata per l'utilizzo di tale combustibile.
In Europa la prima sperimentazione sull'utilizzo del GNL come combustibile di un treno passeggeri è stata lanciata dall'operatore nazionale spagnolo Renfe e coordinata dall'Institut Cerdà, in collaborazione con la società di certificazione Bureau Veritas, con l'integratore ferroviario ARMF, e con i fornitori di gas naturale Gas Natural Fenosa (ora Naturgy) e Enagàs.
Il progetto pilota ha preso il via a gennaio 2018, con l'obiettivo dichiarato di "verificare la fattibilità di una soluzione con potenziali vantaggi ambientali ed economici per i traffici che si svolgono attualmente con trazione diesel". Così si legge in una nota di Renfe sul progetto, basato su studi secondo cui i treni alimentati a GNL permetterebbero rispetto a quelli diesel "una riduzione delle emissioni di CO_2 del 20-30%, di CO del 70-90%, di SO_2 del 99% e di particolato del 90%" (http://www.snam.it/it/media/energy-morning/20180111_2.html). Per la realizzazione del test uno dei due motori diesel DMU (Diesel multiple unit) in uso sul modello Feve 2600 di Renfe è stato sostituito con un motore a metano liquido, consentendo un confronto diretto tra i due modelli di trazione e offrendo così preziose indicazioni sui requisiti tecnici di spazio, peso, refrigerazione e auto-

nomia, necessari per l'alimentazione a gas naturale, nonché altre comparazioni relative alle emissioni e all'economia di esercizio (http://www.ngvitaly.com/2018/renfe-testa-primo-treno-passeggeri-alimentato-gnl/).
Il convoglio sperimentale ha viaggiato per 20 km tra le stazioni di Trubia e Baiña con un'estensione fino a Figaredo, nelle Asturie, ed è stato rifornito a Reganosa, nel terminal del porto di Ferrol, uno dei punti di approvvigionamento del paese.
La Spagna può vantare una lunga esperienza nella gestione del gas naturale liquefatto e un'ormai consolidata capacità logistica, fattori che contribuiscono a garantire la necessaria sicurezza di approvvigionamento per i progetti che si rivolgono a questo mercato potenziale; e il test si può inserire nella più ampia strategia spagnola 2014-2020 per i Veicoli a Energia Alternativa (VEA), in linea con gli obiettivi della Direttiva 2014/94 sull'implementazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi in Europa. Anche la recente selezione da parte della Commissione Europea del progetto "LNGHIVE2: Infrastructure and Logistics Solutions" di Enagás nell'ambito del bando europeo Connect Europe (CEF), lascia intravedere sviluppi futuri nella ricerca in questo settore, il progetto vincitore mira infatti a promuovere l'uso del gas naturale liquefatto come combustibile nel trasporto marittimo e ferroviario, e prevede tra le varie misure anche la conversione di una locomotiva diesel in tecnologia GNL.
Prima del pionieristico test spagnolo, significativi progetti sull'uso del GNL in ambito ferroviario erano già stati varati nel resto del mondo per il trasporto merci.
Negli Stati Uniti, il tema è oggetto di studio da molti anni.
Union Pacific Railroad aveva lanciato un programma di ricerca da 15 milioni di dollari sulle locomotive a doppia alimentazione negli anni 90 (https://www.progressiverailroading.com/csx/article/Liquefied-natural-gas-could-help-railroads-reap-locomotive-benefits-if-regulatory-technical-issues-are-resolved--39693); mentre la compagnia Burlington Northern Railroad (oggi parte di BNSF Railway) aveva utilizzato il GNL come carburante in un piccolo tratto di binari già tra il 1980 e il 1990, interrompendo tuttavia gli studi. Al registrarsi di un rinnovato interesse, BNSF ha ripreso i test sulle proprie locomotive merci nel 2013, attraverso un progetto congiunto con i produttori di locomotive GE Transportation e EMD (una divisione di Caterpillar) per valutarne la fattibilità tecnica ed economica. Nello stesso anno anche CSX Corp ha varato una sperimentazione in partnership con GE Transportation, che ha fornito alla compagnia i kit retrofit NextFuel ™ in grado di implementare sulle locomotive del gruppo la capacità dual-fuel per le locomotive Evolution Series (https://www.railwaygazette.com/news/single-view/view/csx-and-ge-to-test-lng-locomotives.html).
Nel novembre 2017, la Florida East Coast Railway è diventata la prima ferrovia del Nord America ad adottare il gas naturale liquefatto per l'intera flotta di locomotive: 24 unità, composte da 12 coppie di ES44AC GE con un fuel tender appositamente costruito da Chart Industries (https://www.railwayage.com/mechanical/locomotives/fec-rolls-out-lng/).
Le locomotive Evolution Series sono state modificate con i kit NextFuel ™ GE, sfruttando un metodo di sostituzione che

mantiene il diesel ai fini dell'accensione. In Canada, CN ha iniziato a testare locomotive diesel-elettriche alimentate principalmente con GNL nel settembre 2012, nei 480 chilometri che separano Edmonton da Fort McMurray. Energy Conversions ha fornito l'apparecchiatura per convertire due EMD Caterpillar da 3.000 CV: usando il 90% di GNL e il 10% di diesel per avviare il motore, queste locomotive rimodellate hanno ridotto le emissioni di biossido di carbonio del 30% e le emissioni di ossido di azoto del 70%. Progetti dagli sviluppi interessanti hanno trovato sperimentazione in Russia. L'Associazione russa di ricerca, progettazione e studi tecnologici (VNIKTI) e Transmashholding (TMH) hanno sviluppato e quindi testato con successo sin dal 2014 la locomotiva TEM19 (https://www.railjournal.com/in_depth/lng-locomotive-technology-on-test-in-russia). Secondo le stime, il locomotore di manovra a tecnologia GNL offre una riduzione del 24% dei costi energetici rispetto ad un corrispettivo diesel e impiega meno tempo a riscaldarsi in condizioni di gelo. Prevede inoltre un sistema automatico di rilevamento di incendi e gas ed è dotato di speciali serbatoi per il gas liquefatto facilmente accessibili e sostituibili, che permettono di ridurre costi e rischi durante il funzionamento e la manutenzione (http://www.tmholding.ru/journal/Transmashholding01_2014_eng_site.pdf; https://www.railway-technology.com/features/featurerussian-railways-propelling-lng-into-the-rail-mainstream-4517111/). Le ferrovie russe (RZD) hanno sperimentato anche un altro locomotore, il GT1h-002 prodotto da Sinara, che rispetto ad altre macchine a turbina a gas mostra una potenza significativa nonostante dimensioni e peso relativamente ridotti. Nei numerosi test che si sono succeduti lungo la Ferrovie di Sverdlovsk, la locomotiva a doppia unità da 8,3 MW ha trainato fino a 9000 tonnellate su un percorso di 533 km senza arresto di carburante. Per supportare le normali operazioni su tutta la lunghezza del percorso secondo RZD sono tuttavia necessarie tre stazioni di rifornimento, mentre l'unica struttura si trova ad oggi ad Ekaterinburg. Nel febbraio 2018 in occasione del Russian Investment Forum di Sochi, Sinara ha siglato con Transmashholding, RDZ e Gazprom un accordo per sviluppare la trazione a GNL e le infrastrutture di rifornimento, con l'obiettivo di trasportare merci fino a 9000 tonnellate sui tratti non elettrificati della linea di Sverdlovsk. RDZ prevede di aumentare la flotta di locomotive GNL sulla tratta da tre unità a ventidue unità entro il 2023.
Il grande progetto dell'India di espandere la quota di gas nel proprio mix energetico nazionale dal 6,5% al 15% entro il 2022, potrebbe avere ricadute anche sul settore ferroviario. Secondo Narendra Taneja, portavoce del Bharatiya Janata Party (BJP) al potere, il paese sta guardando al GNL in maniera strategica, e nell'ottica di ridurre l'inquinamento il governo incoraggia le compagnie ferroviarie indiane e gli importatori di GNL a orientarsi verso treni alimentati a gas naturale anziché diesel. Dopo alcuni test positivi sul metano, le ferrovie indiane attendono approvazioni normative da parte dell'Organizzazione della progettazione e degli standard di ricerca (RDSO) e dell'Organizzazione per la sicurezza del petrolio e degli esplosivi (PESO), per lo svolgimento di analoghe sperimentazioni sul GNL.

Si tratta di progetti ancora circoscritti ad alcune specifiche realtà e non su ampia scala. Allo stato dei fatti lo sviluppo dell'alimentazione a GNL nel sistema ferroviario non può che passare per un'analisi di costi e benefici sul lungo periodo e per una più ampia riflessione che tenga conto degli aspetti normativi ancora da produrre, della necessità di infrastrutture per la distribuzione e l'approvvigionamento, e della progressiva integrazione del sistema.

3.2 Trasporto spaziale

Motori a GNL per i razzi aerospaziali di ultima generazione

La propulsione a metano prossima frontiera del volo spaziale: sembrano esserne convinte le grandi aziende del settore, che stanno testando con successo nuovi motori per i razzi lanciatori, incaricati di portare in orbita satelliti, navicelle ed elementi di stazioni aerospaziali.
Sarà alimentato a gas naturale liquefatto e ossigeno liquido BE-4, il motore per razzi di nuova generazione sviluppato dalla Blue Origin di Jeff Bezos, fondatore e CEO di Amazon, in collaborazione con la compagnia United Launch Alliance (ULA).
Il motore BE-4 utilizza un ciclo di combustione progressivo ricco di ossigeno, producendo una spinta di 2400 nK (550.000 libbre), con capacità di accelerazione profonda. La scelta di Blue Origin è ricaduta sul GNL perché elemento altamente efficiente, a basso costo e ampiamente disponibile, che a differenza del kerosene può essere utilizzato per auto-pressurizzare il serbatoio: è la cosiddetta re-pressurizzazione autogena, che elimina la necessità di sistemi costosi e complessi che attingano alle scarse risorse di elio sulla Terra. Il GNL inoltre semplifica il riutilizzo del motore rispetto ai carburanti a base di kerosene, perché possiede caratteristiche di combustione pulite anche a bassi regimi.
E sarà proprio il riutilizzo una delle prime applicazioni di BE-4, che entrerà a far parte del progetto Vulcan di ULA: un nuovo razzo lanciatore progettato per recuperare i motori dello stadio principale, risparmiando così il 90% dei costi di propulsione.
Il sistema alla base di Vulcan, chiamato Smart (Sensible Modular Autonomous Return Technology) vedrà la sezione dei due motori montati dal razzo sganciarsi dal serbatoio una volta utilizzato il combustibile. Il modulo tornerà a terra protetto da uno scudo termico gonfiabile, e grazie alla capacità di BE-4 di rallentare la discesa fino a 7.5 km/h, verrà recuperato da un elicottero che lo poterà alla fabbrica, dove i motori verranno controllati e preparati per un nuovo lancio. Un sistema che "salva ciò che è davvero prezioso in un razzo: il motore", sottolinea Tory Bruno, presidente ULA. Il primo lancio di Vulcan è in programma a metà 2020 e sempre nello stesso periodo è previsto il debutto di New Glenn, il razzo lanciatore prodotto da Blue Origin anch'esso alimentato nel suo primo stadio da motori BE-4 (in questo caso in numero di sette) e progettato per atterrare verticalmente.
A metano liquido è alimentato anche il motore Raptor, realizzato da SpaceX per i suoi lanciatori. Si tratta del primo motore dell'azienda californiana che utilizza questo gas anziché kerosene: una scelta

giustificata dalla relativa facilità di stoccaggio rispetto all'idrogeno liquido e dalle proprietà chimiche della sua combustione, che lo rendono adatto ad un sistema riutilizzabile. Ma c'è anche un'altra motivazione: il grande obiettivo dell'azienda e del suo AD Elon Musk è quello di portare l'uomo su Marte, e sulla superficie del pianeta rosso è presente l'acqua in forma solida, mentre la composizione atmosferica è ricca di anidride carbonica, il che renderebbe possibile la produzione di metano (CH4) e ossigeno (O_2) direttamente in loco, sfruttando le risorse del pianeta. Rispetto alle prime sperimentazioni del 2016, il recente test realizzato a febbraio 2019 in Texas ha visto un motore radicalmente riprogettato, più economico, meno inquinante e in grado di "ricaricarsi" negli ambienti in cui c'è disponibilità di metano. Il motore è stato progettato per lo Starship, il razzo/navicella in precedenza noto come BFR adibito a voli interplanetari e allunaggi, che nelle intenzioni dell'azienda e del suo CEO sarà in un futuro prossimo (obiettivo 2025) in grado di trasportare equipaggio umano a bordo.

Anche l'Italia è protagonista nello sviluppo di queste tecnologie grazie ai progetti dell'azienda AVIO, che ha realizzato un innovativo sistema ecocompatibile a propellente liquido LO_x (ossigeno liquido) /CH4(-metano liquido) da installare sui suoi razzi lanciatori (VEGA), una serie estremamente affidabile e in continua evoluzione.

M10 LO_x-Methane, motore criogenico dalla classe di spinta di 10 tonnellate, è il primo prototipo Europeo di motore a LO_x-metano, ed è stato realizzato nell'ambito di un progetto internazionale di cui l'azienda di Colleferro è capofila. Il nuovo modello, sviluppo dei test sul motore MIRA, rappresenterà la principale evoluzione dei razzi VEGA e VEGA light, che andrà ad equipaggiare dal 2024.

Come ha spiegato il responsabile sviluppo progetto Paolo Bellomi a Fly Orbit News, una delle caratteristiche principali del sistema è la capacità di funzionamento impulsivo, cioè la possibilità di effettuare delle brevissime accensioni. «Si tratta di una proprietà che permette manovre orbitali che hanno bisogno di poca spinta per un tempo molto ristretto: e questo si traduce in molta precisione nell'inserimento". Un veicolo molto versatile dunque, uno "scuolabus orbitale" che apre nuovi scenari nel campo dei servizi commerciali ai potenziali clienti. Durante i test, MIRA, ha raccontato Bellomi, ha messo in luce un alto grado di resilienza continuando a funzionare anche laddove un propulsore tradizionale a kerosene non sarebbe riuscito. La propulsione data dall'accoppiata metano-ossigeno risulta inoltre più economica, perché permette lo sviluppo di uno stadio più compatto e leggero: pur avendo il metano un impulso specifico più basso "quel che si perde si guadagna in massa, e in ultima analisi in costo", ha spiegato l'esperto. M10 ha superato positivamente i test a novembre 2018 e sarà sottoposto ad ulteriori test fino all'implementazione su VEGA. Consentirà al lanciatore di portare nello spazio un maggior carico con meno costi, distinguendosi inoltre come alternativa green, grazie al ridotto livello di emissioni e scorie derivanti dalla combustione. Alla stessa Avio si deve la realizzazione di turbopompe ad ossigeno liquido, utilizzate nei motori criogenici europei per alimentare la camera di combustione, e della turbomacchina metano liquido del motore Mira-D.

CRITICITÀ
E POSSIBILI RIMEDI

1 LA SUPPLY CHAIN DEL GNL IN ITALIA 107

2 CERTEZZA DEL PREZZO DEL GNL SU TEMPI COMPATIBILI CON GLI INVESTIMENTI EFFETTUATI DA PRIVATI 108

3 IL MONDO MARE 109

4 IL BIO-GAS 110

5 SOSTEGNO PER IL RINNOVO DEL PARCO CIRCOLANTE MERCI 111

CRITICITÀ E POSSIBILI RIMEDI

Lo studio per la redazione di questo quaderno e l'analisi dei dati hanno evidenziato 5 aree di criticità. Cerchiamo di analizzarle nel seguito indicando possibili rimedi.

1. LA SUPPLY CHAIN DEL GNL IN ITALIA

Quando è partita la metanizzazione italiana, a) è stato creato un attore principale Italiano, l'ENI, b) sono state definite e collegate le sorgenti di approvvigionamento, i campi dei pozzi Italiani, il rifornimento dall'Algeria con il primo metanodotto sottomarino mai costruito, il collegamento con la Russia con una rete di metanodotti collegati al mercato Italiano, c) è stata definita una porta di ingresso marittima con il rigassificatore di Panigaglia, d) si è costruito un sistema di sicurezza e emergenza con gli stoccaggi strategici, e) è stata costituita una rete di distribuzione nazionale, la rete Snam, che ha consentito di collegare gli utilizzatori primari, le reti di distribuzione cittadine e i distributori per i veicoli.
Per il GNL invece, si è partiti dagli utilizzatori finali. Imprenditori visionari interessati alla riduzione dell'impronta ecologica del trasporto hanno acquistato camion con alimentazione a GNL intorno al primo distributore istallato. L'aumento della domanda ha creato i presupposti per una diffusione di altri distributori, soprattutto di operatori indipendenti, realizzati con rifornimento a mezzo cisterna dai punti di approvvigionamento a Barcellona e Marsiglia.
Questo spiega il ridottissimo numero di punti di distribuzione nel sud dove la distanza aggiunge costi che rendono l'alimentazione pochissimo conveniente.
Esiste dunque una platea di utilizzatori, una rete di distributori, ma sembra mancare un piano strategico per assicurare la supply chain del GNL.
Da osservare che i due grandi rigassificatori del Paese sono stati realizzati, come descritto nel quaderno, con soluzioni off-shore che non prevedono l'arrivo alla costa del GNL tal quale, attraverso travasi su navi, ma solo del metano rigassificato. Nel mese di marzo 2019 la OLT ha annunciato l'avvio delle procedure autorizzative per le modifiche necessarie, prevedendo di poter fornire il GNL alle navi cisterna per portarlo a terra o rifornire altre navi.
Anche il sistema marino sta studiando l'utilizzazione del GNL per l'alimentazione delle navi in banchina o per la produzione

a terra con impianti turbogas dell'energia elettrica necessaria per le navi in porto, ma il cammino verso la soluzione è stato individuato con qualche ritardo. Nel Mediterraneo, inoltre, il limite per lo zolfo nei combustibili per uso marino è 35 volte più alto di quello per l'area di protezione ambientale ECA dei mari del nord Europa.
Siamo all'assurdo di un traghetto a GNL già disponibile sullo stretto di Messina, che deve però marciare a gasolio marino per mancanza di depositi di GNL in porto.
Stanno per arrivare le navi da crociera con alimentazione a GNL, ma esistono solo navi per servizio bunker ship to ship straniere che, caricando GNL nei porti del Nord Europa attrezzati (o con rifornimenti presso depositi più vicini ma ancora non identificati), potranno eseguire i rifornimenti alle navi ancorate nei nostri porti, come già dimostrato possibile nelle isole Canarie con una nave bunker GNL partita dal Belgio.
L'unico progetto in corso per un deposito costiero nel continente è quello di Ravenna; un altro è in costruzione in Sardegna (Oristanese).
È dunque tempo di predisporre un piano nazionale che preveda:
La predisposizione accelerata di punti di carico GNL nei rigassificatori di Rovigo e La Spezia e la veloce autorizzazione di Livorno,
La predisposizione di un piano nazionale per i depositi costieri, con certezza di iter e dei tempi di realizzazione
La definizione, con rapida riapplicazione, delle normative estere per il rifornimento di GNL ship to ship
Un piano completo per la gestione di motori delle navi ancorate nei porti con alimentazione di GNL da camion o alimentazione elettrica proveniente da impianti turbogas alimentati a GNL, assicurando regole e norme standard con riapplicazione di quanto già esiste nei porti esteri anche comunitari.
Probabilmente il Ministero delle Infrastrutture e Trasporti, assieme ai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, dovrebbero farsi urgente carico di questa pianificazione, attraverso manifestazioni di interesse, gare pubbliche e messa a disposizione delle aree demaniali disponibili.

2. CERTEZZA DEL PREZZO DEL GNL SU TEMPI COMPATIBILI CON GLI INVESTIMENTI EFFETTUATI DAI PRIVATI

Non ostante l'incredibile successo della diffusione di camion con alimentazione a GNL degli scorsi tre anni, gli operatori temono costantemente un intervento pubblico che aumenti le accise, cambiando improvvisamente il quadro economico degli investimenti fatti.
Esiste nell'Unione Europea il meccanismo del PNIEC, Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima. Ognuno dei 27 paesi dell'Unione deve inviare il suo Piano alla Commissione che lo esamina, può chiedere cambi e completamenti e infine lo approva. La lotta ai cambiamenti climatici sta modificando l'agenda delle decisioni e, con la nuova governance definita dall'Europa lo scorso anno, è previsto che ogni Paese definisca attraverso piani nazionali obiettivi di riduzione

delle emissioni di CO2 al 2030 – sulla base di una traiettoria di lungo termine in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi – con politiche trasversali in grado di ridurre la domanda di energia e far crescere il contributo delle fonti rinnovabili e la capacità di assorbimento dei sistemi agroforestali.
L'Italia ha inviato il suo PNIEC l'8 gennaio del 2019 ed è in attesa delle osservazioni.
Senza entrare nei complessi dettagli del Piano, vi viene detto che le accise sul GNL non muteranno fino al 2030, ma ci sono dubbi dai più sulla tenuta di un tale impegno. Il quesito è infatti come possa essere possibile mantenere le accise in presenza dell'attesa esplosione delle immatricolazioni di mezzi GNL e del relativo consumo. Occorrerebbe probabilmente chiarire che i fondi necessari ad un tale impegno, per altro ideale, per assicurare la stabilità dei piani di investimento, verranno alimentati da sorgenti economiche definite, come per esempio l'eventuale mancato rimborso delle accise per i mezzi più inquinanti, scalando man mano le varie categorie Euro.
Il 2019 è l'anno in cui dovrà essere dibattuto il PNIEC italiano, raggiungendo un consenso che è probabilmente mancato nella sua preparazione; bene quindi l'iniziativa del sito pubblico dove postare le osservazioni.

3. IL MONDO MARE

L'imposizione da parte dell'IMO dell'area ECA dei mari del nord, recepita dalla Direttive Europee, con un limite estremamente basso per lo zolfo (0,1%) già dal 1° gennaio 2015 ha funzionato molto bene.
È probabilmente necessario ripetere una pianificazione stringente anche per il mare "chiuso" Mediterraneo in primo luogo nell'interesse dell'ambiente. Inoltre, trattandosi di una destinazione così importante per il turismo con un forte mercato crocieristico e con un intenso trasporto merci di provenienza e destinazione oceanica, ma anche soltanto interno, andrebbe creato un piano fattibile, ma rapido, per l'incentivazione dell'uso del GNL sia per le operazioni di banchina che per la propulsione navale e per il rinnovo delle flotte, soprattutto dei traghetti.
L'Italia deve per questo decidere rapidamente come predisporre un piano specifico in accordo con il normatore dell'Unione Europea e con gli altri paesi costieri.
I recenti accordi per la Via della Seta dovranno prevedere un apposito game plan per richiedere via via più stringenti requisiti per le navi. L'esperienza citata per l'ECA dei mari del nord potrà fornire un'utile base.
Particolare attenzione deve essere poi rivolta agli aspetti autorizzativi, che hanno un ruolo fondamentale per lo sviluppo di tutta la logistica costiera dello small scale LNG (SSLNG), comparto di primaria importanza per affermare gli usi finali del GNL, tra cui il bunkeraggio marino, che vale nel nostro Paese circa 3 milioni di tonnellate. Perché ciò si realizzi, è di fondamentale importanza lo svolgimento dei procedimenti di autorizzazione amministrativa.
Ad oggi tale processo è caratterizzato da lungaggini burocratiche e mancanza di chiarezza delle procedure e dei ruoli dei vari soggetti titolari delle autorizzazioni, con tempistiche finora mediamente stima-

bili in circa due anni nel caso di un deposito secondario di GNL. Le recenti riforme dell'autorizzazione unica di cui alla legge Madia ed il nuovo procedimento di VIA hanno certamente realizzato una semplificazione del processo autorizzativo: tuttavia resta ancora, in taluni casi, una disomogeneità di applicazione della normativa dovuta alla mancanza di standard tecnici di riferimento. La presenza di linee guida nazionali potrebbe prevenire tali evenienze e permettere all'Italia di recuperare il gap ad oggi esistente rispetto ai nostri principali competitor europei.
In tale ottica anche la redazione di linee guida che definiscano le modalità operative con cui effettuare le operazioni di bunkeraggio di GNL a mezzo bettolina potrebbero rendere omogenee le procedure di rifornimento nei diversi porti. Tali procedure, da definire unitamente alle istituzioni coinvolte nelle operazioni di bunkeraggio, dovrebbero essere realizzate con il preciso scopo di permettere all'Italia di sfruttare la sua posizione strategica nel Mar Mediterraneo, configurandosi come un hub per il rifornimento di tutto il bacino. Utile si rileva, per tale scopo, lo sviluppo di un progetto che permetta la definizione delle suddette modalità operative a partire da un'analisi dei rischi basata su aspetti concreti: per dare avvio, pertanto, alla filiera è necessario che ci sia una cooperazione costante e continuativa tra tutti gli attori, ovvero tra gli operatori titolari dei depositi, gli operatori titolari delle bettoline per il rifornimento e gli armatori. Tale valutazione consentirà anche di focalizzare l'attenzione sull'accessibilità dei porti italianai per il rifornimento delle navi a GNL. Nel caso delle grandi navi, soprattutto quelle da crociera, la quasi totalità dei porti italiani non dispone ad oggi di infrastrutture adeguate (banchine, spazi portuali, profondità dei fondali, etc.) per poter correttamente permettere il rifornimento.
Da considerare, infatti, a fronte di due settori (infrastrutturale ed armatoriale) che molto stanno già investendo per sviluppare il bunkeraggio a mezzo GNL, la necessità che anche la loro naturale interfaccia portuale si adegui, predisponendo tutte le strutture necessarie a far svolgere le operazioni, così come la necessità di disponibilità di bunkerine adibite al rifornimento.
Preme sottolineare, infine, come lo sviluppo del GNL, che è un combustibile di origine fossile, apra ampie potenzialità di sviluppo anche al Bio-LNG, ovvero il combustibile di origine vegetale prodotto dall'upgrading del biogas, il quale può essere utilizzato nei motori progettati per il GNL di origine fossile. In termini di emissioni dirette di CO_2 il vantaggio del biometano è evidente quando si considera l'intero ciclo di vita del combustibile: la CO_2 emessa dalla combustione del biometano è rinnovabile.
Inoltre, provenendo dalla trasformazione di rifiuti organici, elimina una fonte potenziale di emissioni di metano dal momento che questi rifiuti si decompongono naturalmente se non riutilizzati. La riduzione di emissioni di composti CO_2 equivalenti che si ottiene dalla produzione ed utilizzo del biometano è quindi anche superiore al 100%.

4. IL BIO-GAS – BIO-GNL

Come già detto nell'introduzione, il GNL, essendo una tecnologia pronta e fruibile, è una soluzione eccellente per diminuire in modo importante l'impatto sull'ambiente derivante dai trasporti. Questo quader-

no ne è la testimonianza. Tuttavia, l'obiettivo più importante è quello di creare un parco di utilizzatori pronto all'impiego del gas di origine bio.
È recentissimo l'accordo tra una società di autotrasporto ed una cooperativa agricola già in grado di produrre bio-gas e bio-GNL per la creazione di una supply chain specifica. Si tratta di un importantissimo progetto che realizzerà in tempi brevi un sistema di trasporto stradale ad impatto zero. E siamo solo all'inizio.
Occorre dunque a) creare le condizioni per un'accelerazione delle produzioni di bio-gas e quindi bio-GNL e b) definire il quadro economico per l'uso rapido del bio-gas e del bio-GNL che si viene a rendere disponibile lì dove l'inquinamento è maggiore. Sarebbe preferibile evitare la pianificata immissione nella rete del metano del bio-gas che si andrà a produrre. Il mercato infatti richiede, e la richiesta andrà molto rapidamente a crescere, di avere la effettiva realizzazione di sistemi in cui il bio-gas sotto forma di bio-GNL sia effettivamente consumato con relativo impatto zero sull'ambiente.
Mentre con l'energia elettrica è facile realizzare accordi tra fornitori di energia elettrica verde (da generatori eolici e, in generale, rinnovabili) ed utilizzatori che, pur allacciati alla rete elettrica nazionale, possono facilmente documentare la simultaneità tra produzione e consumo, lo stesso non può accadere con la rete nazionale di trasporto del metano. Una volta diluito il bio-gas nella rete, è impossibile ricevere solo il bio-gas e quindi essere veramente ed in modo certificabile ad impatto zero per il consumo unico di bio-gas da parte dell'utilizzatore finale che vuole dimostrare la propria sensibilità ambientale.
Occorrerà pertanto definire rapidamente il quadro tecnico e normativo per accordi di supply tra produttori di bio gas da cascami agricoli, da reflui fognari, da scarichi provenienti dalle stalle, e gli utilizzatori, mediante liquefazione in GNL e stoccaggio nei depositi secondari. Il potenziale di impatto zero del bio-GNL è molto grande e già si legge di progetti successivi al primo apripista già citato. Sarebbe veramente un peccato limitare l'effetto del bio-gas favorendo una diluizione che ritarderebbe l'obiettivo della riduzione dell'impatto sull'ambiente là dove l'inquinamento è massimo e cioè nel trasporto e specificatamente nel trasporto merci.

5. SOSTEGNO PER IL RINNOVO DEL PARCO CIRCOLANTE MERCI

L'UNRAE ha pubblicato lo scorso 11 marzo dati molto preoccupanti sulla marcata riduzione di -14.9% nel mese di Febbraio 2019 di acquisti di veicoli merci rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Il totale del primo bimestre è di -11,3% .
Sta dunque rallentando, e con notevole rapidità, l'agognato ricambio del parco circolante. L'anzianità del parco continuerà ad aumentare, i benefici in termini di sicurezza ed ambiente delle motorizzazioni di ultima generazione (sia con alimentazione alternativa come il GNL che diesel) saranno allontanati nel tempo e l'efficienza complessiva del nostro sistema di autotrasporto reggerà sempre meno il confronto con la concorrenza degli altri Paesi europei.

Si sta andando nella direzione opposta a quanto servirebbe. È dunque necessario che i piani di supporto per il rinnovo delle flotte vadano in parallelo e totale accordo con il PNIEC. Come più volte spiegato, gli investitori privati, che tanto hanno fatto per il GNL, e che sono genuinamente interessati a lavorare nella direzione della riduzione dell'impatto ambientale del trasporto merci, hanno bisogno di un quadro economico certo per gli investimenti e quindi è assolutamente necessario che qualsiasi piano di supporto venga definito e poi realizzato in un'ottica pluriennale. Un ulteriore aiuto al rinnovo del parco potrebbe venire da un'iniziativa del Governo che, sul modello di quanto deciso in Germania per il biennio 2019-2020, applicasse riduzioni ai pedaggi autostradali per i veicoli pesanti ad alimentazione con GNL, Bio-gas o CNG, sensibilmente più consistenti di quelle attuali. La misura tedesca prevede che i mezzi superiore a 7,5 tonnellate (quelli di peso inferiore non pagano i pedaggi autostradali) dovranno sostenere soltanto le componenti di costo relative alle infrastrutture autostradali e ai livelli sonori dei motori. Per attuare una misura similare in Italia, a parità di risorse disponibili e restando comunque entro il limite percentuale del 13% del rimborso, si potrebbe accelerare il processo che esclude dal beneficio i mezzi più inquinanti.

In conclusione, abbiamo visto come il mercato abbia iniziato il passaggio a GNL per un genuino interesse nel realizzare soluzioni di trasporto con impatto ambientale via via decrescente. I front runners, più visionari e determinati, stanno già creando le condizioni per trasporti stradali con impatto zero, utilizzando GNL di provenienza bio-gas! Non è un sogno, ma realtà a portata di mano e presto per molti.
Il cammino è stato intrapreso senza una pianificazione nazionale, sia pure in un quadro normativo predisposto per tempo, partendo dall'uso finale e man mano lavorando sulla catena di supply del combustibile (il GNL). La crescita è stata sorprendentemente rapida, al di là delle più rosee aspettative degli ottimisti! Esiste una domanda forte per trasporti a impatto ridotto ed a impatto zero, crescente.
Occorre dunque realizzare rapidamente un quadro nazionale che acceleri i piani in sviluppo e realizzi una certezza su tempi lunghi, necessaria per i piani di investimento. Se il Paese saprà rispondere in modo rapido e adeguato, l'Italia potrà guidare realisticamente il cammino verso trasporti merci ad impatto zero, ben prima dei pur aggressivi target dell'Unione Europea.

RINGRAZIAMENTI

RINGRAZIAMENTI

Il gruppo di lavoro che ha curato la pubblicazione di questo quaderno ringrazia sentitamente gli autori dei vari capitoli/paragrafi:

Cap. 1		**Diego Gavagnin**, ConferenzaGNL, Paolo Storti, WEC Italia, e Tommaso Franci, REF-E
Cap. 2	Par. 1-2-3	**Matteo Lentini**, Assogasliquidi/Federchimica
	Par. 4	**Diego Gavagnin**, ConferenzaGNL
	Par. 5	**Matteo Lentini**, Assogasliquidi/Federchimica
Cap. 3	Par. 1	**Paolo Barilar**i, giornalista
	Par. 2	**Giuseppina Della Pepa**, Segretario Generale ANITA e **Tommaso Franci**, REF-E
	Par. 3	**Enrico Allieri** (Assarmatori) e Dario Soria (Assocostieri), Confttrasporto-Confcommercio
	Par. 4	**Ilaria Danesi**, giornalista

Ringrazio sentitamente **ConferenzaGNL** e **Mirumir** per il supporto.

Ringrazio **Rita Caroselli** (Assogasliquidi, Federchimica) per il continuo supporto e per aver gentilmente ospitato le riunioni del gruppo di lavoro.

Ringrazio: **Deborah Appolloni** (Addetta stampa e comunicazione FLC), Rita Caroselli (Assogasliquidi), **Paolo D'Ermo** (WEC Italia), **Tommaso Franci** (REF-E), **Diego Gavagnin** (ConferenzaGNL), **Angelo Meola** (Mirumir), **Daniela Pitton** (Mirumir), ***Clara Ricozzi*** (FLC), **Ernesto Rossi** (Scania), **Massimo Santori** (NGV Italy - IVECO), **Paolo Storti** (WEC Italia), per aver collaborato nel comitato editoriale e nelle revisioni dei testi.

Antonio Malvestio

(FLC) Coordinatore del comitato editoriale

GLOSSARIO

GLOSSARIO

ADBLUE®	Soluzione di Urea al 32.5% utilizzata nel dispositivo tra il motore e la marmitta per il trattamento dei gas in uscita
ARERA	Autorità di Regolazione per l'Energia, Reti e Ambiente – Organismo indipendente istituito con la legge 14 novembre 1995 nr. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e delle imprese
ASSOGASLIQUIDI	L'associazione di Federchimica-Confindustria che rappresenta le imprese del comparto distribuzione gas liquefatti (GPL e GNL) per uso combustione ed autotrazione
BAR	Unità di misura della pressione
BARILE (BBL)	Misura standard per petrolio e prodotti petroliferi. Un barile: 159 litri, oppure 42 galloni, oppure 35 galloni inglesi
BENZENE	Il più semplice dei composti aromatici; è tra le più importanti materie prime per la chimica.
BENZINA	Carburante di origine petrolifera usato nelle autovetture ed in altri veicoli.
BIOGNL	GNL di origine biologica con digestione anaerobica di rifiuti organici, reflui zootecnici e cascami agricoli e non da giacimento. Vedi anche renewable GNL e GNL rinnovabile
BITUME	Prodotto semi-solido derivato dalla raffinazione del petrolio. Composto di idrocarburi pesanti ed usato nella costruzione di strade e per impermeabilizzazione di tetti
BLOW OUT	Fuga incontrollata di petrolio, gas o acqua da un pozzo in

	seguito ad abbassamento di pressione nel giacimento o alla rottura dei sistemi di contenimento
BOG	Gas di Boil-Off (BOG): è il gas che si forma per l'evaporazione graduale del metano liquido
BUNKER FUEL	Combustibili usati per alimentare i motori dei mezzi marittimi
BUNKERINA	Natante di piccola taglia utilizzato per il trasferimento di combustibile dal deposito costiero alla nave da rifornire
BUTANO	Idrocarburo normalmente allo stato gassoso, ma facile da liquefare in fase di trasporto ed immagazzinamento, per riscaldamento e per uso domestico.
CARBONIO	Elemento solido esistente in varie forme, tra cui diamante, grafite, carbone. Le combinazioni di carbonio ed idrogeno sono conosciute come idrocarburi e possono consistere di molecole molto grandi (polipropilene) o molto piccole (metano)
CARICAMENTO DI NATANTI BUNKER	Caricamento di GNL su navi bunker che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL oppure depositi costieri
CH_4	Sigla chimica del metano
CICLO DIESEL	Sistema di funzionamento di un motore dove il combustibile si accende spontaneamente per le condizioni di compressione raggiunte
CICLO OTTO	Sistema di funzionamento di un motore che necessita delle candele per accendere il combustibile utilizzato
CNG	Ovvero Compressed Natural Gas: il Gas naturale compresso (sigla GNC in italiano) è gas naturale compresso ad una pressione di 200-250 bar. È utilizzato nelle vetture bi-fuel (benzina/ GNC)
CO_2	Sigla chimica dell'anidride carbonica
COLONNA DI ASSORBIMENTO	Per assorbimento si intende il trasferimento delle componenti di una miscela gassosa dalla loro fase di gas verso una fase liquida. L'apparecchiatura chimica destinata allo svolgimento

	dell'operazione di assorbimento gas-liquido è detta colonna di assorbimento (o torre di assorbimento)
CONDENSATI	Frazioni leggere del petrolio costituite da condensati liquidi da gas naturale (LGN). Ha impieghi analoghi alla nafta
CONFERENZAGNL®	Iniziativa indipendente nata nel 2012 per comunicare e promuovere la nuova filiera industriale degli usi diretti del GNL
COP21	Accordo di Parigi (COP21), dove nel 2015 i 195 paesi firmatari hanno adottato il primo accordo mondiale sul clima giuridicamente vincolante, definendo un piano d'azione globale inteso a fronteggiare i cambiamenti climatici limitando il riscaldamento globale al di sotto dei 2 °C
DAFI	Direttiva per la realizzazione di una Infrastruttura per i combustibili (Fuel) Alternativi (GNL, CNG, Idrogeno, elettricità). Quanto stabilito a livello comunitario con la direttiva 2014/94/EU del 22 Ottobre 2014
DEPOSITO COSTIERO	Impianto di stoccaggio di combustibili e altri prodotti, nel nostro caso GNL, situato in posizioni favorevoli al rifornimento di navi
DIGESTATO	Residuo del processo di fermentazione anaerobica dopo che è stato liberato il bio-gas; viene utilizzato per la preparazione di fertilizzanti naturali
ECA	Le aree ECA (Emission Control Area) sono aree marine dove sono fissati limiti per emissioni di Zolfo (SECA) e azoto (NECA). - vedi anche SECA e NECA
EEDI	L'IMO ha disegnato una road-map verso la riduzione dei consumi che, a partire dell'introduzione nel 2013 dei SEEMP (Ship Energy Efficiency Management Plan) per tutte le navi, arrivando all'adozione dell'EEDI (Energy Efficiency Design Index) nel 2015, impone degli specifici e progressivi obbiettivi di efficienza energetica per le nuove costruzioni
ETANO	A temperatura e pressione ambiente è un gas infiammabile: uno dei principali componenti del gas naturale assieme al metano

FLARING	Combustione di gas in forma controllata quando il gas non può essere recuperato per ragioni tecniche o commerciali
FSRU	Gli impianti off-shore di rigassificazione del GNL costituiti da navi metaniere modificate (FSRU, Floating Storage Regasification Unit) e collegati con gasdotti fino alla costa
GAS ASSOCIATO	Gas naturale rinvenuto in associazione con petrolio – vedi condensati
GAS DI BOIL-OFF	Vedi BOG
GAS FOR CLIMATE	Consorzio europeo costituito dai sette maggiori distributori di gas (SNAM per l'Italia) e due associazioni (EBA e CIB) che si occupano di bio-gas; lavora per il raggiungimento del target di zero emissioni di gas serra entro il 2050 attraverso gli sviluppi dei gas rinnovabili a bassa produzione di CO_2
GAS NATURALE	Gas rinvenuto da solo o in associazione con greggio in giacimenti sotterranei. Componente principale è il metano; possono essere anche presenti l'etano, il propano, il butano, l'idrogeno solforato e l'ossido di carbonio
GAS NATURALE SINTETICO	Si ottiene attraverso la metanazione, combinando idrogeno con anidride carbonica; può essere intercambiabile con il gas naturale fossile
GASSIFICAZIONE	Produzione di combustibili gassosi da combustibili liquidi
GBS	Gli impianti di rigassificazione off-shore possono essere costituiti da vere e proprie isole artificiali (GBS, Gravity Based Structure) come l'impianto Adriatic LNG a largo di Rovigo
GHG	I GHG (Green House Gases) sono dei gas che lasciano passare le radiazioni solari provenienti dal Sole verso la Terra, ma che bloccano in modo significativo la radiazione infrarossa emessa dalla Terra: questo impedisce la dispersione del calore e provoca un aumento della temperatura: effetto serra. I principali gas ad effetto serra presenti in atmosfera sono il vapore acqueo, l'anidride carbonica, il protossido di azoto, il metano e l'esafluoruro di zolfo

GNC	Gas naturale compresso - vedi CNG
GNL	Gas Naturale Liquefatto (in inglese LNG): gas naturale che, per facilità di trasporto e stoccaggio, è stato liquefatto ad una temperatura inferiore ai -161 °C a pressione atmosferica: il suo volume si riduce di 600 volte
GNL RINNOVABILE	Gas naturale liquido prodotto con un processo anaerobico da fonti organiche e/o con un processo di sintesi utilizzando l'elettricità da fonte rinnovabile per elettrolisi
GPL	Il GPL (gas di Petrolio Liquefatto), formato da propano, butano o da una loro miscela, può essere interamente o parzialmente liquefatto sotto pressione per facilitarne il trasporto e l'immagazzinamento. Il GPL è impiegato in usi domestici, per riscaldamento o come combustibile per autovetture
GWP	Il comportamento dei gas serra nei confronti del riscaldamento globale viene espresso attraverso il "potenziale di riscaldamento globale" (GWP, Global Warming Potential) che esprime il potenziale contributo all'effetto serra di ogni gas in rapporto a quello dell'anidride carbonica (CO_2), che viene assunto convenzionalmente uguale ad uno
HFO	Heavy fuel oil (HFO): combustibile per alimentare dei sistemi di propulsione composto da una miscela di idrocarburi pesanti, prevalentemente utilizzato nel settore marittimo
HVO	Hydrogenated Vegetable Oil, un combustibile di origine vegetale che abbassa drasticamente le emissioni ed è utilizzabile sui motori diesel esistenti
IDROCARBURO	Qualsiasi composto o miscela di composti, solidi, liquidi o gassosi, comprendenti carbonio ed idrogeno (petrolio e gas naturale)
IDRODESOLFORAZIONE (HYDROTREATING)	Processo inteso a rimuovere lo zolfo dagli esausti di combustione, usando idrogeno sotto pressione e un catalizzatore
IDROGENO	Il più leggero dei gas, che si presenta prevalentemente in combinazione con l'ossigeno nell'acqua. L'idrogeno si combi-

	na con il carbonio per formare un'enorme varietà di idrocarburi gassosi, liquidi e solidi
IDROGENO SOLFORATO	Il nome chimico è acido solfidrico: è un gas incolore a temperatura ambiente contraddistinto dal caratteristico odore di uova marce; si trova in tracce nel gas naturale
IDROMETANO	Miscela di metano fossile e idrogeno – si può immettere nella rete gas con l'idrogeno in percentuali variabili tra il 5% ed il 30% - ci sono tests in corso, anche in Italia, per la conferma e validazione dell'operatività
IGU	International Gas Union - www.igu.org
IMO	International Maritime Organization – è l'agenzia delle Nazioni Unite con responsabilità per la sicurezza delle attività marittime e la prevenzione dell'inquinamento prodotto dalle imbarcazioni nelle aree marine - www.imo.org
IMPIANTO DI PEAK SHAVING	Impianto destinato allo stoccaggio di gas utilizzato per soddisfare il picco di domanda
INDICE DI WOBBE	È il principale indice dell'intercambiabilità del gas naturale a parità di pressione. È definito come il rapporto fra il potere calorifico superiore di un gas (PCS) e la radice quadrata della sua densità relativa rispetto alla densità dell'aria in condizioni standard (ρ). $IW=PCS/\sqrt{\rho}$
ISO CONTAINER	Il container ISO (International Organization for Standardization) è un contenitore le cui misure sono state stabilite in sede internazionale nel 1967 (Larghezza di 244 cm, altezza di 259 cm e lunghezze più comuni di 610 o 1220 cm, rispettivamente 20 e 40 piedi)
KWH	unità di misura dell'energia utilizzata (un kWh è una potenza costante di 1 kW = 1000 Watt durante un'ora)
LCA	Lyfe Cycle Assessment (di seguito LCA), che integra gli output dell'analisi WtW, valutando gli impatti dell'intero ciclo di vita del veicolo e dei suoi componenti, includendo le fasi di preproduzione (estrazione e lavorazione delle materie prime), produzione, distribuzione, uso (anche riuso e manu-

	tenzione), riciclo e dismissione finale
L-CNG	Gas compresso ottenuto per rigassificazione del GNL
LGN	Vedi condensati
LNG	In inglese Liquid Natural Gas: vedi GNL
LO_X	Ossigeno liquido nelle sue varie forme - propellente utilizzato nelle combustioni e per i motori a razzo
MARPOL	Abbreviazione di Marine Pollution, ovvero la convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento da parte delle navi. La parte relativa all'inquinamento atmosferico è stata adottata dall'IMO nel 1997 con la definizione delle aree ECA
MAUT	LKW-Maut (Lastkraftwagen-Maut) è uno schema titassazione per i veicoli merci oltre 7,5 t basato sulla distanza percorsa in km, la categoria di emissioni del veicolo ed il numero degli assi
MDO	Marine Diesel Oil, il gasolio marino utilizzato per la propulsione dei motori navali
METANAZIONE	Processo in grado di miscelare idrogeno e anidride carbonica per ottenere gas naturale sintetico e rilasciando ossigeno; è uno dei pochi processi che sottrae CO_2 all'ambiente
METANIERA	Nave destinata al trasporto di metano in forma liquida
METANO	La più piccola molecola di idrocarburo con un atomo di carbonio e quattro di idrogeno. È il costituente principale del gas naturale. È anche prodotto dagli animali e dal degrado di sostanze vegetali
METANODOTTO	Condotta utilizzata per il trasporto di gas naturale
METRO CUBO STANDARD	Unità di misura di volume (Smc o Sm^3) usata per i gas
MISE	Ministero dello Sviluppo Economico

MJ	Un MegaJoule = 1 milione di Joule. Il Joule (simbolo J) è un'unità di misura del Sistema internazionale ed è l'unità di misura dell'energia, del lavoro e del calore
MOLECOLA	La più piccola particella in cui un composto può essere ridotto senza perdere la sua identità chimica
MWH	unità di misura dell'energia equivalente a 1.000.000 di Watt, applicati costantemente per un'ora
MTEP	Mtep = un milione di tep; tep = tonnellata equivalente di petrolio. Il tep rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 GJ. Il valore è fissato convenzionalmente, dato che diverse varietà di petrolio posseggono diversi poteri calorifici
NECA	NOx Emission Control Area – IMO ha designato il mare del Nord e il mar Baltico come aree con una riduzione dell'80% delle emissioni NOx a partire dal 1° gennaio 2021
NGVA EUROPE	la Natural & bio Gas Vehicle Association è l'associazione Europe che promuove l'uso del gas naturale e del gas rinnovabile nei trasporti terrestri e marittimi
NOX	NOx è una sigla generica che identifica collettivamente tutti gli ossidi di azoto e le loro miscele
OLT	OLT Offshore LNG Toscana è un rigassificatore galleggiante che utilizza una nave metaniera – la "Golar Frost" – modificata ed ancorata
OSSIDO DI CARBONIO	Gas velenoso insidioso perché inodore e insapore, ottenuto da combustioni in difetto di aria
PETROLIO GREGGIO	Il petrolio estratto da un giacimento, dopo eventuale separazione da gas e impurità, e avviato alle raffinerie; definito spesso come greggio
PM	La sigla PM10 (Particulate Matter o Materia Particolata, cioè in piccolissime particelle) identifica una delle numerose frazioni in cui viene classificato il particolato, quel materiale presente nell'atmosfera in forma di particelle micro- scopiche, il cui dia-

	metro aerodinamico è uguale o inferiore a 10 μm, ovvero 10 millesimi di millimetro. Circa il 60% dei PM10 è composto da particelle più piccole, dette PM2,5, le quali sono capaci di raggiungere in 30 giorni le porzioni alveolari dei polmoni
PORT TO SHIP	Rifornimento diretto di GNL attraverso condutture criogeniche dal deposito costiero alla nave
POTERE CALORIFICO	È la quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa, a pressione costante della massa unitaria del combustibile, quando i prodotti della combustione siano riportati alla temperatura iniziale del combustibile e del comburente
POZZO	Foro praticato nel terreno, dalla superficie o dal fondo del mare fino al giacimento, al fine di esplorare o estrarre petrolio o gas o ovviamente acqua
PROPANO	È un gas incolore e inodore, costituente principale del GPL, gas di petrolio liquefatto; presente anche nel gas naturale
RAIL LOADING	Caricamento di vagoni-cisterna ferroviari: nel nostro caso con GNL
REACH STACKERS	Veicoli usati per la movimentazione di containers
REF-E	REF-E di Milano, società di ricerca e consulenza per i mercati energetici e ambientali, si occupa di analisi della concorrenza e della regolazione
RENEWABLE GNL	Vedi GNL rinnovabile
RETE DI TRASPORTO REGIONALE	Costituita da gasdotti aventi la funzione principale di movimentare e distribuire il gas in ambiti territoriali delimitati – vedi RG
RETE NAZIONALE GASDOTTI	Insieme dei metanodotti nel paese – vedi RN
RG	Rete di trasporto gas regionale
RIGASSIFICAZIONE DEL GNL	Processo industriale con il quale il gas naturale viene riportato dallo stato liquido a quello gassoso

RN	Rete di trasporto gas nazionale
ROLL-ON/ROLL-OFF (ANCHE DETTO RO-RO)	Termine inglese per indicare una nave traghetto vera e propria, progettata e costruita per il trasporto con modalità imbarco e sbarco dei veicoli gommati (sulle proprie ruote) e di carichi, disposti su pianali o in contenitori, caricati e scaricati per mezzo di veicoli dotati di ruote in modo autonomo e senza ausilio di mezzi meccanici esterni
SCRUBBER	Apparecchiatura che consente di abbattere la concentrazione di zolfo e NOx nelle ciminiere delle navi
SECA	Sulphur Emission Control Area: sono le aree del Mar Baltico, del Mare del Nord, del Canale della Manica, le acque territoriali del Nord America escluso il golfo del Messico e l'Alaska, i Caraibi degli Stati Uniti (Portorico e Isole Veregini) identificate dall'IMO come Aree a controllo delle emissioni di zolfo: i combustibili utilizzati che non possono contenere più dello 0.1% di zolfo - vedi anche ECA
SEEMP	l'IMO ha disegnato una road-map verso la riduzione dei consumi che, a partire dell'introduzione nel 2013 dei SEEMP (Ship Energy Efficiency Management Plan) per tutte le navi, arrivando all'adozione dell'EEDI (Energy Efficiency Design Index) nel 2015, impone degli specifici e progressivi obbiettivi di efficienza energetica per le nuove costruzioni
SHIP TO SHIP	trasferimento del GNL per rifornimento da bunkerina alla nave
SOFFIANTE	macchina operatrice termica che utilizza lavoro meccanico per imprimere energia di pressione ed energia cinetica al gas naturale presente all'interno della nave
SO_X	con il termine Ossido di Zolfo o SOx viene indicato l'insieme degli ossidi basici di zolfo, del diossido di zolfo e del triossido di zolfo
SSLNG	Small Scale LNG : filiera completa della distribuzione di LNG (GNL) dalla nave metaniera ai differenti usi diretti e di piccola taglia

STOCCAGGIO STRATEGICO	scorta di gas finalizzata a sopperire alla mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni o di crisi del sistema gas
TEN-T	le reti di trasporto trans-europee (dall'inglese Trans-European Networks - Transport) sono un insieme di infrastrutture di trasporto integrate previste per sostenere il mercato unico, garantire la libera circolazione delle merci e delle persone e rafforzare la crescita, l'occupazione e la competitività dell'Unione Europea
TEU	Unità equivalente a un container di venti piedi (acronimo di twenty-foot equivalent unit). Le dimensioni esterne sono: 20 piedi (6,096 m) di lunghezza x 8 piedi (2,4384 m) di larghezza x 8,5 piedi (2,5908 m) di altezza. Il suo volume esterno è di 38,51 mc, mentre la sua capacità è di 33 mc per un peso massimo di 24.000 kg. Il TEU è usato per determinare la capienza di una nave in termini di numero di container caricabili o il numero di container movimentati in un porto in un certo periodo di tempo
TRANS-SHIPMENT	Trasferimento diretto di GNL da una nave in a un'altra
TRUCK LOADING	Caricamento di GNL su autobotte/autocisterna
TRUCK TO SHIP	Trasferimento del GNL da autocisterne a navi
TTW	Tank to Whell. L'analisi del consumo energetico dal pozzo alla ruota viene suddivisa in due segmenti: nel primo vengono determinati i contributi dal pozzo al serbatoio (Well to Tank, WtT), analizzando nello specifico le diverse fasi di estrazione, trasformazione ed approvvigionamento; il secondo è focalizzato invece sul percorso dal serbatoio alla ruota (Tank to Wheel, TtW)
UPSTREAM	Attività relativa a esplorazione, produzione e consegna di idrocarburi e/o gas a un terminal dove avviene il carico delle navi
VLSFO	Very Low Sulphur Fuel Oil - combustibile per motori navali a bassissimo contenuto di zolfo in linea con le normative IMO
WEC	Il Comitato Nazionale Italiano del WEC o WEC Italia è una as-

	sociazione multi-energy senza fini di lucro con sede a Roma, costituita sotto il Patrocinio del Ministero degli Affari Esteri e del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato nel 1988. L'Associazione WEC Italia è membro aderente del World Energy Council (WEC) la maggiore organizzazione internazionale multi-energy oggi al mondo - www.wec-italia.org
WTT	L'analisi del consumo energetico dal pozzo alla ruota viene suddivisa in due segmenti: nel primo vengono determinati i contributi dal pozzo al serbatoio (Well to Tank, WtT), analizzando nello specifico le diverse fasi di estrazione, trasformazione ed approvvigionamento; il secondo è focalizzato invece sul percorso dal serbatoio alla ruota (Tank to Wheel, TtW), funzione principalmente della tipologia di tecnologia utilizzata
WTW	L'ecologicità di un veicolo è coniugata attraverso un'analisi di più ampio respiro, come quella del tipo dal "pozzo alla ruota" (Well to Wheel, WtW) che, partendo dalla fonte primaria di energia, considera i processi per le sue eventuali trasformazioni, il costo in termini energetici per il trasporto ed infine la quantità di energia utilizzata per la propulsione del veicolo (funzione della combinazione del carburante e della tecnologia propulsiva)

Quaderno nr. 28 Freight Leaders Council di www.freightleaders.org
è distribuito con Licenza Creative Commons Attribuzione - Non commerciale - Condividi allo stesso modo 4.0 Internazionale.
Based on a work by www.freightleaders.org.
Permessi ulteriori rispetto alle finalità della presente licenza
possono essere disponibili presso presidenza@freightleaders.org.

Edizione maggio 2019

Grafica e impaginazione: Giuliana Caniglia

Freight Leaders Council

flc@freightleaders.org - 3455003091