

Le prospettive di mercato del gas naturale liquefatto e compresso nel settore dei trasporti: vincoli e opportunità



Team di ricerca:

Prof. Luigi De Paoli
PhD Susanna Dorigoni
Dott. Antonio Sileo

La ricerca è stata svolta in collaborazione e finanziata dalle seguenti aziende:

Anfia Service – Associazione Nazionale Filiera Industria Automobilistica

Anigas – Associazione Nazionale Industriali Gas

Anita – Associazione Nazionale Imprese Trasporti Automobilistici (A.BA.CO; Arcese; Fercam; LC3)

Assocostieri Servizi

Assogasmetano – Associazione Nazionale Imprese Distributrici Metano Autotrazione

Edison SpA

Ekomobil Srl

Federchimica - Assogasliquidi

Snam SpA

Società Italiana Gas Liquidi – Vulcangas SpA

Sol SpA

Volkswagen Group Italia SpA





**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

Sommario

Introduzione	6
Capitolo 1 - Analisi del mercato internazionale e nazionale del gas e del GNL	11
1.1 Introduzione	11
1.2 La domanda e i prezzi	14
1.2.1 I consumi in Europa e in Italia	16
1.3 La produzione	18
1.4 I nuovi impianti di liquefazione	19
1.5 Lo shipping e la rigassificazione	22
1.6 I costi della filiera GNL	25
1.6.1 I costi delle liquefazione	25
1.6.2 I costi di trasporto	28
1.6.3 I costi di rigassificazione	30
Capitolo 2 – Analisi del contesto normativo e regolatorio	32
2.1 Introduzione	32
2.2 La normativa comunitaria	33
2.2.1 La policy europea relativa alla riduzione delle emissioni	34
2.2.2 La policy europea relativa allo sviluppo delle fonti rinnovabili	35
2.3 Le fonti rinnovabili nel settore dei trasporti	36
2.3.1 I Pacchetti mobilità e altri provvedimenti	39
2.4 Le politiche nazionali e il Piano Nazionale Integrato Energia Clima	40
2.4.1 Il decreto sul biometano	42
Capitolo 3 – I numeri del mercato	47
3.1 Introduzione	47
3.2 Il comparto dell'autotrazione leggera	47
3.2.1 Il parco circolante	47
3.2.2 Le vendite di veicoli a metano	48
3.2.3 Le vendite di metano per trasporti	51
3.2 Il comparto dell'autotrazione pesante	52
3.3 Il settore del trasporto marittimo	53
4.1 Introduzione	59
4.2 La convenienza economica degli autoveicoli a metano nell'ottica privata	59
4.3 Veicoli a metano ed emissioni di CO2	63
4.3.1 L'impatto dell'obbligo di riduzione delle emissioni per il settore trasporti	63
4.3.2 Confronto tra le emissioni di CO2 delle automobili	66
4.4 Veicoli a metano e possibilità di uso delle fonti rinnovabili	68
4.4.1 L'impatto dell'obbligo europeo di uso delle FER nei trasporti e la politica italiana	68
4.4.2 Possibile contributo del biometano all'impiego delle FER nei trasporti	75
4.6 Le prospettive di impiego del metano nel trasporto leggero su gomma	85
4.6.2 Le ipotesi	86
4.6.3 Stima della domanda di metano del trasporto leggero su gomma fino al 2030	89
Capitolo 5 - Il settore dell'autotrazione pesante	94
5.1 Introduzione	94
5.2 La tecnologia GNL nell'autotrasporto stradale	95
5.3 L'elettrificazione anche per i veicoli industriali?	96
5.4 La riduzione degli agenti inquinanti	97
5.5. La convenienza economica del GNL	100
5.6 Il GNL non solo per i veicoli industriali	102
5.7 I nuovi limiti sulle emissioni di CO2 per i veicoli industriali	102
5.8 Un rapido successo per il metano?	104



5.8.1 *Quale diffusione per il GNL per i veicoli industriali?* 106

Capitolo 6 – Il settore del trasporto marittimo 113

6.1 Introduzione..... 113

6.2 La competitività 116

6.3 Il settore del trasporto marittimo: struttura e tendenze in atto..... 117

6.4 La stima dei consumi futuri di GNL nel settore del trasporto marittimo 118

6.4.1 *Le previsioni* 122

6.4.2 *Il confronto fra le diverse ipotesi e le emissioni evitate* 125

Capitolo 7 – Analisi della competitività ambientale del gas naturale nel settore dei trasporti 128

7.1 Introduzione e approccio metodologico 128

7.2 Le fonti utilizzate per il trasporto su gomma 129

7.3 L’analisi Well-to-Wheel nel segmento dell’autotrazione leggera 136

7.3.1 *L’analisi WTT*..... 136

7.3.2 *L’analisi TTW*..... 138

7.3.3 *L’analisi WTW*..... 139

7.3.4 *I dati medi*..... 139

7.4 Le fasi di produzione e smaltimento dei veicoli nella trazione leggera..... 142

7.5 L’analisi del ciclo di vita nel trasporto leggero su gomma 145

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati di fonti varie..... 149

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati di fonti varie..... 150

7.7 Gli inquinanti locali nel settore del trasporto su gomma..... 150

7.7.1 *La competitività ambientale del gas naturale: il confronto in termini di emissioni di inquinanti locali* 155

Capitolo 8 – Sintesi dei risultati e conclusioni..... 166

Riferimenti bibliografici..... 175





**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

Introduzione

Da tempo il gas naturale ha assunto un peso crescente nel panorama energetico mondiale, con prospettive di ulteriore crescita nei prossimi decenni. Rispetto agli altri combustibili fossili esso presenta un minore impatto ambientale (sia in termini di emissioni di CO₂ che di altri agenti inquinanti), una considerevole flessibilità d'impiego, ed estrema versatilità di utilizzo.

Si tratta inoltre di una fonte energetica abbondante (anche a seguito della scoperta dello *shale gas* che ha consentito agli Stati Uniti di divenire esportatore netto di questa fonte, e degli ingenti ritrovamenti di gas convenzionale al largo delle coste orientali africane) e trasportabile su lunghe distanze con differenti modalità: allo stato gassoso mediante gasdotti, con carri bombolai oppure, dopo il processo di liquefazione, via mare, o anche su ferro o gomma.

Nel 2017 si sono consumati nel mondo 13,9 Gtep di energia primaria. I consumi si sono concentrati nell'area non-OCSE (59% del totale). Il 34% degli stessi è stato rappresentato dall'olio, il 27% dalla fonte solida, il 24% da gas naturale, il 7% dalla fonte idroelettrica, il 4% dal nucleare, e il rimanente 3% dalle energie rinnovabili. Il gas naturale è attualmente la fonte energetica primaria in Europa, Eurasia, e in Medio Oriente.

In Italia nel 2018¹ il gas naturale ha rappresentato il primo *input* energetico, con un consumo complessivo di 58 Mtep e con una penetrazione del 36% su bilancio energetico primario (a fronte di una quota di mercato del petrolio leggermente inferiore): esso è il combustibile più utilizzato nei principali settori dell'economia e rappresenta l'*input* energetico primario nei comparti residenziale e industriale. Inoltre, nella generazione elettrica il gas costituisce la prima fonte di produzione.

L'11% del gas naturale consumato nel mondo (e il 35% di quello esportato) nel 2018 è stato trasportato via nave in forma liquida. Oggi l'industria del GNL gestisce più di 100 treni di liquefazione con una capacità di circa 360 milioni di tonnellate l'anno, 535 navi metaniere e 150 terminali di rigassificazione. Secondo fonti autorevoli (IEA, *World Energy Outlook 2018*; BP, *Energy Outlook 2018*) la domanda di gas (che aumenterà nei prossimi 20 anni del 32%) è destinata crescere ad un ritmo doppio rispetto a quella di petrolio e carbone (il commercio di GNL aumenterà ad un tasso pari a sette volte quello di crescita del commercio via pipeline) e si prevede che nel 2035 il GNL rappresenterà il 50% del consumo di gas a livello mondiale. La sua filiera tecnologica consente ormai la commercializzazione del prodotto in piccoli volumi a costi competitivi con il metano trasportato via gasdotto, garantendo flessibilità negli approvvigionamenti e riducendo il rischio connesso ai grandi investimenti richiesti dalle infrastrutture di trasporto internazionali. In particolare, il gas naturale continuerà ad essere l'*input* energetico primario per la produzione di energia elettrica come complemento essenziale alle fonti di energia rinnovabili al fine di ridurre del 60% le emissioni di CO₂ nel 2040 (rispetto ai livelli 1990), così come previsto dalla *2050 Energy Strategy* della Commissione Europea (COM/2011/885).

I *driver* di consumo saranno rappresentati dal suo basso impatto ambientale, dalla sua flessibilità che costituisce un importante complemento allo sviluppo di energie rinnovabili, dal crescente numero di fornitori, dalla sua capacità di innovazione, dalla crescita del commercio via GNL con la conseguente, profittevole, possibilità di arbitraggi di prezzo e integrazione dei mercati.

Un altro fondamentale fattore di traino nella crescita della domanda di gas sarà rappresentato proprio dallo sviluppo degli impieghi finali di GNL nel settore navale e nel trasporto pesante su

¹ Unione Petrolifera, 2019.



gomma, in cui tale fonte ha caratteristiche di impiego spesso migliori rispetto a quelle di fonti concorrenti, o rappresenta un'alternativa imprescindibile per la riduzione degli impatti ambientali. L'impiego del gas naturale nel settore dei trasporti è ritenuto, sia a livello industriale che istituzionale, come inevitabile risposta alle sempre crescenti esigenze di de-carbonizzazione dell'economia: nonostante l'innovazione tecnologica, il progressivo sviluppo delle rinnovabili e gli attesi recuperi di efficienza, si prevede infatti che le emissioni di CO₂ siano destinate ad aumentare, anche se ad un tasso inferiore rispetto al passato (BP, 2019). Ciò pone particolari problemi ad un settore, quale quello dei trasporti, dove i consumi di fonti fossili restano sostanzialmente obbligati (mercato *captive*) e dove, ad oggi, la soluzione più immediata alla riduzione delle emissioni, è rappresentata da un più intensivo uso di gas naturale in luogo dei derivati petroliferi.

Anche la Commissione Europea, che già si era occupata dello sviluppo di infrastrutture per trasporti alternativi, l'8 luglio 2015, ha lanciato una consultazione sulla strategia europea in tema di GNL che ha dato luogo a numerosi riscontri provenienti da tutti gli *stakeholder* del settore. L'iniziativa è stata ripresa dal MISE che ha a sua volta avviato una consultazione pubblica con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale nei trasporti via mare e su strada, e promuovere uno sviluppo competitivo nel settore del GNL. Nel nostro Paese, peraltro, l'utilizzo del metano nell'autotrazione può vantare oltre 60 anni di consolidata tradizione industriale che ha consentito lo sviluppo di un collaudato e strutturato sistema organizzativo. Nel segmento del trasporto leggero su gomma il GNC rappresenta infatti una realtà già consolidata e con potenzialità di espansione. Una lunga storia oggi proiettata verso un futuro di sostenibilità anche in ragione delle possibilità di miscelare il gas naturale con il biometano o con l'idrogeno (idrometano).

A fronte dello scenario sin qui delineato la ricerca si propone di valutare le concrete prospettive di sviluppo di un mercato del gas naturale (liquefatto e compresso) nel settore dei trasporti in Europa ed in Italia. I principali mercati considerati saranno quelli del traffico marittimo, del trasporto stradale pesante e del trasporto stradale leggero.

Per un suo sviluppo sono necessari: una rete di distribuzione sufficientemente capillarizzata sul territorio (per il GNL), investimenti finalizzati alla messa a punto di un parco automobilistico e navale alimentabile a gas naturale, un'infrastrutturazione dei porti (per il gas liquido) e la ridefinizione della vigente normativa di carattere legislativo, autorizzativo e tecnico (anche a seguito dei recenti sviluppi della tecnologia GNL in Asia e USA).

Rilevante, al fine della definizione della possibile dimensione del mercato in oggetto, appare anche l'evoluzione del contesto regolatorio (a livello nazionale e sovra-nazionale), volto sia alla promozione dei consumi che degli investimenti.

Da ultimo, ma non per ordine d'importanza, le prospettive di sviluppo di un mercato dei trasporti per il gas naturale paiono fortemente condizionate dalla disponibilità del prodotto e dei relativi mezzi a prezzi competitivi.

Il progetto di ricerca avrà dunque l'obiettivo di definire alcuni scenari di sviluppo per il mercato del gas nel settore dei trasporti in Europa ed in Italia ad orizzonti temporali predefiniti (medio e lungo periodo), tenendo conto dei suddetti vincoli e della competitività con le fonti concorrenti (sia tradizionali che alternative), fornendo utili indicazioni di *policy* per il perfezionamento e l'implementazione di una strategia nazionale in materia.

Lo studio sarà strutturato come segue: dopo l'analisi della struttura attuale ed evolutiva del mercato (fondamentali, costi e prezzi) e le recenti dinamiche di prezzo sui mercati internazionali si procederà alla ricognizione del contesto normativo-regolatorio, al fine di verificare in quale maniera e in che tempi esso sia in grado di favorire il consumo di gas naturale nel settore dei trasporti. Particolare attenzione sarà dedicata sia alla normativa europea (Direttive rilevanti, *Roadmap 2050*, *Winter Package* e Piano Trasporti) che a quella nazionale rappresentata dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) ormai superata dalla proposta Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC) elaborata dal governo italiano, dalla normativa inerente lo sviluppo del biometano, e da altri provvedimenti che potrebbero incidere sul futuro assetto del mercato.

Dopo una ricognizione delle principali iniziative già intraprese sul mercato dalle aziende energetiche, dalle case automobilistiche e navali e dalle istituzioni nazionali e locali si procederà ad un'analisi settoriale per modalità di trasporto: autotrazione leggera, autotrazione pesante e trasporto marittimo.

Per quanto concerne il mercato dell'autotrazione si procederà all'analisi dell'attuale e futura composizione del parco veicolare italiano. L'obiettivo consisterà nel definire, a partire dagli attuali livelli di consumo e dalla competitività economica (valutata attraverso l'approccio *Total Cost of Ownership* - TCO) delle diverse tecnologie la possibile penetrazione del gas naturale compresso (fossile e bio) e del GNL al 2030. La possibilità di sviluppo del mercato del GNL nei trasporti via mare sarà valutata sulla base dell'analisi dell'attuale e futura composizione della flotta mercantile italiana, dei relativi consumi di energia e dell'evoluzione del contesto normativo internazionale (limiti alle emissioni di zolfo e azoto in specifiche aree di navigazione), elaborando diversi scenari di penetrazione della fonte gas nel comparto del trasporto marittimo al 2035.

A tal fine sarà tenuto in opportuna considerazione l'attuale graduale trasferimento del trasporto merci dalla modalità gomma alla modalità mare.

Insieme alla competitività economica, al fine di quantificare i consumi di metano nel settore dei trasporti, sarà tenuto in debito conto l'impatto ambientale relativo sia per quanto concerne i gas climalteranti che gli inquinanti locali. L'obiettivo è in particolare quello di verificare in che misura il gas naturale possa, anche sul mercato oggetto di studio, contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei relativi alla riduzione delle emissioni di gas effetto serra e allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile. L'analisi della competitività ambientale del gas naturale sarà condotta con approccio *Lyfe Cycle Assessment*, tenendo cioè in debito conto, in luogo delle sole emissioni "allo scarico" i carichi ambientali di tutte le fasi della catena logistica interessata, dall'estrazione allo smaltimento del veicolo (*from-cradle-to-grave*)

Nella stima dei consumi di gas naturale nel settore dei trasporti è necessario partire da una premessa.

I consumi saranno calcolati in maniera distinta per il settore dell'autotrazione leggera, comprendente le automobili, gli autobus e i veicoli commerciali con tonnellaggio entro le 3,5 t, per la trazione pesante su gomma, in cui vengono inclusi tutti i mezzi di trasporto su gomma con una massa complessiva superiore alle 3,5 tonnellate, e per i trasporti marittimi.

Le previsioni saranno fatte separatamente per i tre segmenti di trasporto considerati per due ordini di motivi:

- lo stato del gas naturale (e quindi il carburante e la tecnologia) cambia a seconda dell'utilizzo considerato;

- gli usi menzionati differiscono in termini di sostituibilità con altri prodotti.

Tab. – I trasporti considerati e le loro caratteristiche

SETTORI	Interfuel competition			Tecnologia elettrica	
	Sostenuta	Media	Debole	Matura	Non matura/diffusa
Autotrazione leggera (GNC)	x			x	
Autotrazione pesante (GNL)			X		x
Trasporto marittimo (GNL)			x		x

Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Calcolare i consumi futuri di gas naturale nel settore dell'autotrazione leggera significa, dato anche l'orizzonte temporale considerato, stimare la domanda di Gas Naturale Compresso (GNC): mentre quest'ultimo vanta nel nostro paese una tradizione già pluriennale non riteniamo, infatti, che il gas naturale possa essere utilizzato in forma liquida nelle automobili per ragioni legate all'ingombro del serbatoio e per motivi di carattere economico che saranno analizzati nel presente rapporto.

Viceversa, nel settore della trazione pesante su gomma, riteniamo che il Gas Naturale Liquefatto (GNL) possa costituire, per le ragioni che saranno menzionate nell'apposita sezione, una valida alternativa ai derivati petroliferi, così come del resto nel settore del trasporto marittimo, anche se, sempre a causa dell'orizzonte temporale considerato, i margini di espansione appaiono legati a specifiche tipologie di navi. Va anche considerato che l'espansione delle stazioni di servizio con serbatoi di GNL rappresenta anche un'ulteriore diffusione della rete di metano compresso; nel 2017, infatti i volumi di GNL e GNC erogati nel nostro Paese dai punti di rifornimento alimentati con GNL sono stati equivalenti.

I tre summenzionati segmenti di trasporto differiscono anche con riferimento ad altre caratteristiche fondamentali:

- il grado di *interfuel competition*;
- la maturità (nel comparto stesso) della tecnologia inerente il vettore elettrico.

Nel settore dell'autotrazione leggera i carburanti concorrenti sono rappresentati da benzina, gasolio, Gpl, e, appunto, dall'elettricità.

Nella trazione pesante su gomma il gas naturale deve competere sostanzialmente con il solo gasolio che è attualmente la fonte energetica di riferimento. La tecnologia elettrica e i sistemi di accumulo elettrochimico, infatti non risultano sfruttabili in questo comparto.

Nel trasporto marittimo la sfida si pone nei confronti dei prodotti petroliferi, ovvero del gasolio marino ma, prevalentemente, dell'olio combustibile che rappresenta il 92% degli attuali bunkeraggi, mentre la tecnologia elettrica non è da considerarsi matura.



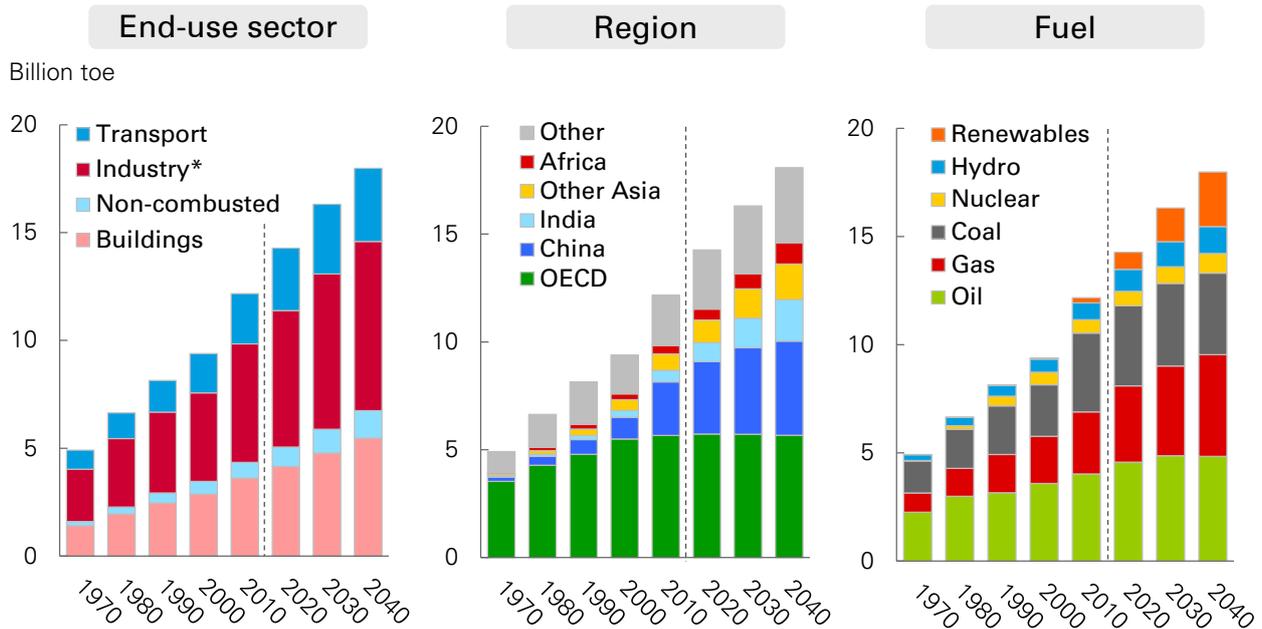
**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

1.1 Introduzione

Secondo l'ultimo *World Energy Outlook*² la domanda di energia è destinata ad aumentare del 30% nei prossimi 25 anni dagli attuali 13,5 a 17,5 Gtep nel 2040 (*Evolving Transition Scenario* – ETS³). La metà della domanda incrementale deriverà dai settori industriale e termoelettrico, quella del settore civile è attesa in aumento, seppure ad un tasso inferiore, mentre si prevede un rallentamento della crescita nel comparto dei trasporti. L'incremento maggiore, in termini percentuali, è atteso dal settore degli usi non energetici.

Fig. 1.1 – La domanda di energia primaria nel mondo: evoluzione storica e previsioni per settore, regione e fonte



Fonte: BP, 2018.

La crescita dei consumi sarà interamente localizzata nei paesi in via di sviluppo (PVS) con Cina ed India che al 2040 assorbitanno la metà della domanda incrementale.

Le energie rinnovabili sono destinate a rappresentare la fonte a più rapida crescita conducendo al *mix* energetico primario più diversificato di sempre al 2040. Ciò nonostante le emissioni di carbonio continueranno a purtroppo a salire, segnalando la necessità di una serie integrata di azioni per ottenere una rottura decisiva rispetto al passato.

Una generale elettrificazione è attesa in prosecuzione a fronte di consumi di gas naturale in aumento in tutti i settori di utilizzo, sostenuti dalla continua espansione del gas naturale liquefatto (GNL) che consentirà di aumentare la disponibilità di metano a livello globale.

Secondo l'IEA⁴ (International Energy Agency) quest'ultimo è infatti il combustibile fossile la cui domanda è attesa crescere maggiormente nei prossimi anni a livello mondiale. In particolare ci si

² BP, 2018.

³ Secondo cui le politiche del governo, la tecnologia e le preferenze sociali continuano a evolversi nel modo e alla velocità visti nel recente passato. Le emissioni di carbonio in questo scenario non sono coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici di Parigi, evidenziando la necessità di una rottura più decisiva rispetto al passato.

⁴ International Energy Agency – IEA, 2018.



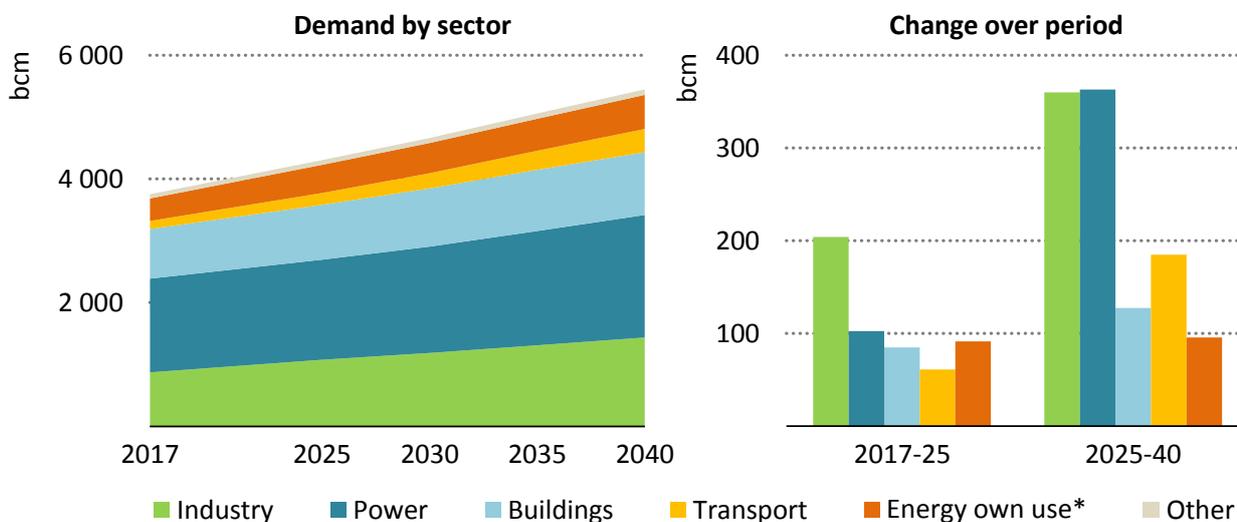
attende che i consumi di metano sorpassino quelli di carbone entro il 2030, rendendolo così il secondo *input* energetico primario dopo il petrolio.

Più in particolare, secondo lo scenario “Nuove Politiche”⁵, con una domanda in crescita dell'1,6% all'anno, nel 2040 i consumi di gas saranno superiori del 45% rispetto ad oggi, soprattutto grazie alla crescente richiesta del settore industriale.

Ci si attende che al 2040 il settore della generazione elettrica resti il mercato principale con una quota del 37%, seguito dal settore industriale (27%) e dagli usi civili (19%).

Per quanto concerne i trasporti, considerando un incremento del 150% della domanda proveniente da questo comparto, il WEO ipotizza una penetrazione del gas naturale in aumento dal 3,5 al 6% circa.

Fig.1.2 – Evoluzione della domanda di gas naturale per settore nello scenario “New Policy” del WEO



Fonte: IEA, 2018.

Nel caso in cui non vengano varate nuove e ulteriori politiche a sostegno dell'utilizzo del metano nel settore dei trasporti tale quota sarebbe pari al 2040, secondo lo scenario “Politiche Correnti”, a poco più del 4%, mentre salirebbe invece a circa il 10% nello scenario “Sviluppo Sostenibile” che considera un incremento della domanda di gas uso trasporti del 211%, a fronte di sostanziali recuperi di efficienza nel consumo primario di energia.

La Cina diverrà il maggiore importatore con importazioni nette che, entro il 2040, si avvicineranno al livello di quelle dell'Unione europea, superando così il Giappone.

Più in generale saranno le economie emergenti dell'Asia nel complesso a rappresentare la metà della domanda incrementale mondiale di metano: la loro quota di importazioni globali di GNL è destinata a raddoppiare, arrivando a rappresentare il 60% del totale mondiale entro il 2040.

Il contributo del gas non convenzionale (*shale gas, tight gas, coal-bed methane*) ha già avuto e avrà ancora di più un peso crescente. Secondo l'IEA, la sua produzione è destinata espandersi di 770 Gmc nei prossimi 20 anni, un ammontare superiore all'incremento atteso nella produzione di gas

⁵ Il WEO comprende tre scenari di previsione: quello denominato *New Policies* prevede il (da più parti già annunciato) varo di nuove politiche a sostegno del clima e dell'efficienza; lo scenario *Current Policies* sconta invece una totale inerzia dei governi e tiene in considerazione solo gli effetti dell'attuale contesto normativo-regolatorio, mentre lo scenario *Sustainable Development* prevede un'accelerazione significativa verso la riduzione delle emissioni e l'aumento dell'efficienza.

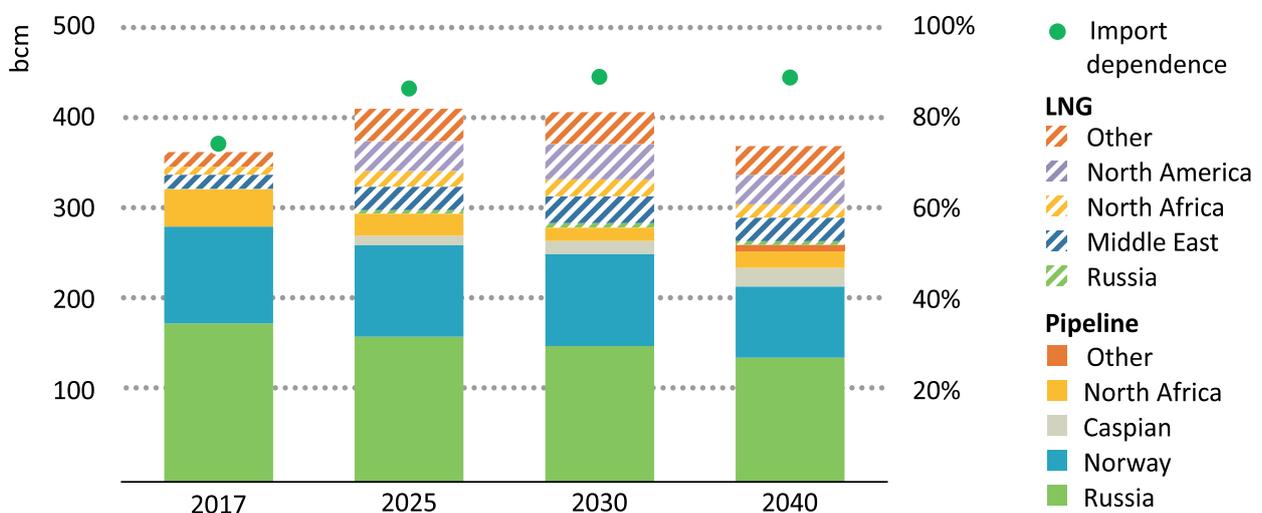
convenzionale. Gli Stati Uniti contribuiranno per il 40% della crescita totale fino al 2025. Successivamente la produzione incrementale sarà localizzata in altri paesi, tra cui Cina, Mozambico e Argentina.

La crescita del commercio mondiale di gas avverrà per la maggior parte attraverso flussi di GNL, con una quota sul totale interscambio destinata a passare dal 42% a quasi il 60% entro il 2040.

Tali flussi continueranno ad essere principalmente destinati al mercato asiatico, mentre sul fronte dell'offerta si assisterà ad una ulteriore diversificazione.

La domanda di gas nell'Unione europea è stata rivista al ribasso in relazione ai nuovi, e più stringenti, obiettivi di efficienza e rinnovabili, ma il gas naturale continuerà ad avere un ruolo importante nell'ambito della sicurezza di approvvigionamento e della diversificazione del bilancio energetico. Il declino della produzione interna determinerà un'ulteriore crescita della dipendenza dall'estero che è attesa salire all'86% entro il 2025.

Fig.1.3 – Importazioni di gas naturale in Europa ed evoluzione della dipendenza dall'estero



Fonte: IEA, 2018.

La Russia resterà il principale fornitore seguita dalla Norvegia mentre aumenterà il peso delle forniture di GNL sull'approvvigionamento complessivo.

E' necessario evidenziare come il mercato del gas naturale sia in fase di globalizzazione grazie alla maggiore flessibilità e all'aumento del numero dei fornitori reso possibile dal trasporto via nave. Lo sviluppo delle tecnologie di estrazione dello *shale* gas ha recentemente permesso agli Stati Uniti di divenire esportatori: si prevede che dal 2019 la produzione si attesterà su 70 Mt annue di GNL che saranno spedite verso differenziate destinazioni mondiali tra cui il mercato europeo e quello asiatico che potrebbero così trovarsi a competere per le forniture (EIA, 2018.).

Nel 2018 i flussi sono stati molteplici, ma le tre direttrici primarie di commercio sono state percorse, come in passato, da carichi viaggianti da Medio Oriente, Oceania e Asia verso i mercati asiatici. L'Europa è stata destinataria del 15,5% dei flussi.

Il Qatar si conferma primo esportatore mondiale seguito da Australia, Africa, Malesia, Stati Uniti e Russia.

Nel 2018 la capacità di liquefazione è stata utilizzata con diverse frequenza e intensità nei diversi paesi produttori determinando un tasso medio di utilizzazione degli impianti dell'83% a fronte di un utilizzo della capacità di rigassificazione, fisiologicamente maggiore, del solo 51%.

Ad oggi il mercato internazionale del gas naturale si contraddistingue dunque per quattro dinamiche fondamentali:

- aumento della domanda che, a livello mondiale, è destinata a superare quella di carbone entro il 2035 (BP, 2018)⁶;
- aumento dell'offerta con riferimento sia al numero degli esportatori che a quello degli impianti di produzione (soprattutto di GNL);
- diversificazione geografica dell'offerta relativa all'entrata sul mercato di nuovi operatori di diverse nazionalità (Stati Uniti ma non solo);
- riduzione dei costi della filiera GNL (con inversione di tendenza rispetto all'ultimo decennio) e dinamiche/modelli di investimento nuovi e transnazionali.

Con riferimento a questo ultimo punto è necessario da subito rilevare come per una gran parte dei nuovi progetti di investimento, dopo due anni di inasprimento dei costi di realizzazione degli impianti, siano di recente state annunciate riduzioni (anche massicce) dei costi anche grazie a *partnership*, sia dal punto di vista gestionale che ingegneristico, tra compagnie di diversa nazionalità. Tra queste ultime stanno giocando un ruolo fondamentale le *major* petrolifere, destinate, ancora una volta, a divenire i *player* del futuro, grazie alla loro capacità di accedere ai finanziamenti e di negoziazione, in grado di proporre nuovi modelli di finanziamento che possono attrarre una nuova classe di investitori, come i fondi di investimento pubblici e privati. Ci si aspetta in particolare che le compagnie cinesi giochino il duplice ruolo di acquirenti e investitori in molti progetti, anche se per il momento al di fuori degli Stati Uniti⁷.

1.2 La domanda e i prezzi

Tra gli altri fattori, è stato lo sviluppo delle energie rinnovabili, legate a doppio filo all'utilizzo del metano nel settore della generazione elettrica, a dare un forte impulso ai consumi di gas naturale. L'amministratore delegato di Qatar Petroleum, Saad Al-Kaabi, ritiene che il gas sia il carburante di destinazione e non solo la fonte energetica di una transizione che ritiene comunque essere destinata a durare diversi decenni, mentre il vicepresidente esecutivo di Shell, Steve Hill, ha sottolineato come il metano possa oggi competere con successo su tutti i mercati: generazione elettrica, industria, riscaldamento e trasporto in un'ottica di cooperazione, piuttosto che di competizione, tra i diversi vettori energetici, e di indispensabile complementarità con le fonti rinnovabili.

Questa convinzione è condivisa da una larga parte del mondo accademico, industriale e politico, anche in considerazione del progressivo "*greening*" del gas naturale legato allo sviluppo del biometano e di altri tipi di gas a basso contenuto di carbonio quali, ad esempio, l'idrogeno proveniente da impianti di *Power-To-Gas*.

⁶ World Energy Outlook, 2018.

⁷ Il riferimento va ad esempio al progetto Driftwood LNG di Tellurian, azienda che propone agli acquirenti, oltre al ritiro del GNL prodotto, anche di fornire il 65-70% dell'*equity*, stimando che tale modello di *business* integrato consentirà di ridurre il prezzo del GNL consegnato in Giappone sino a 6 \$/MMbtu, al progetto Golden Pass basato sulla cooperazione di Exxon Mobil, Conoco Philips e Qatar Petroleum, già presente in Brasile, Messico e Australia, negli Stati Uniti, al progetto Canada LNG sviluppato grazie alla *joint venture* tra Shell, PETRONAS, PetroChina, Mitsubishi Corporation and KOGAS, e, ancora, al progetto Arctic LNG 2 per il quale Novatek ha aperto le trattative con diverse compagnie tra cui CNPC, Kogas, società giapponesi e addirittura Saudi Aramco.

La consistente crescita della domanda, storica e attesa, appare infatti legata sia ad usi tradizionali (*phase out* del carbone nel settore termoelettrico), sia a nuovi impieghi del gas naturale come i trasporti.

Come detto, la Cina, che ha di recente intrapreso una chiara politica per l'eliminazione del carbone dal suo *mix* di generazione, e le cui importazioni di GNL sono quasi raddoppiate nel 2018 con carichi provenienti da Qatar, Stati Uniti e Australia, rappresenterà un terzo della crescita mondiale della domanda di GNL fino al 2040.

Nel 2018 in Europa sono stati importati 321 Gmc di gas naturale, segnando un incremento del 2,5% rispetto all'anno precedente. Il 22% è stato trasportato sotto forma di GNL a fronte di una percentuale del 21% nel 2017.

Sul fronte dei prezzi le dinamiche differiscono storicamente tra il mercato asiatico e quello europeo. Mentre l'Europa ha accesso alla produzione interna di gas e alle importazioni via gasdotto da Russia, Algeria e Libia, Giappone e India, al contrario, si affidano interamente al GNL per la fornitura di gas. Per garantire le forniture i paesi asiatici consumatori di metano offrono dunque, in generale, prezzi più interessanti per le forniture *spot*. Questo incentiva i principali produttori come il Qatar, il più grande esportatore di GNL del mondo con 105 Gmc nel 2018, a vendere sui mercati dell'est piuttosto che su quelli dell'ovest, specie se, come in questo caso, i tempi di spedizione/distanze di trasporto sono simili. Ciò significa che i mercati europei del gas fissano una sorta di prezzo minimo per il mercato *spot* dell'Asia orientale.

L'East Asia Index (EAX) - che rappresenta il prezzo delle consegne in Giappone, Cina, Corea del Sud e Taiwan, ha mantenuto negli ultimi due anni un premio rispetto alle quotazioni al *National Balancing Point* (NBP) nel Regno Unito: solo in estate, quando la domanda è più bassa, l'EAX si avvicina alla parità europea, a fronte di *spread* ben più consistenti registrati negli altri mesi dell'anno.

È invece il prezzo del petrolio a fissare un limite superiore per i prezzi *spot* del GNL in Asia. Quando la domanda è elevata, la suddetta concorrenza inter-paese può spingere i prezzi molto al di sopra dei livelli europei. Ma se il prezzo del GNL *spot* raggiunge quello del petrolio, industrie e centrali elettriche possono scegliere di bruciare olio in luogo di gas.

Conservando l'Europa una significativa capacità di importazione inutilizzata, in caso di diminuzione dei prezzi in Asia, si assisterebbe alla diversione dei flussi (volumi non contrattati) da parte dei produttori verso i mercati *spot* europei come accaduto durante l'estate 2017 o alla fine dell'inverno 2018, caratterizzato da temperature particolarmente rigide che hanno causato l'impennata dei prezzi *spot* in Europa (+400%) e, quindi, un improvviso aumento delle importazioni di GNL nel Regno Unito attraverso i terminali di Dragon, Grain e South Hook che svolsero una funzione di *peak shaving* a febbraio-marzo dello stesso anno.

Ciò dimostra come il GNL possa fornire una risposta rapida e flessibile ai picchi inaspettati di domanda, anche se la capacità di garantire un contributo consistente e duraturo all'offerta europea è stata sino ad oggi limitata.

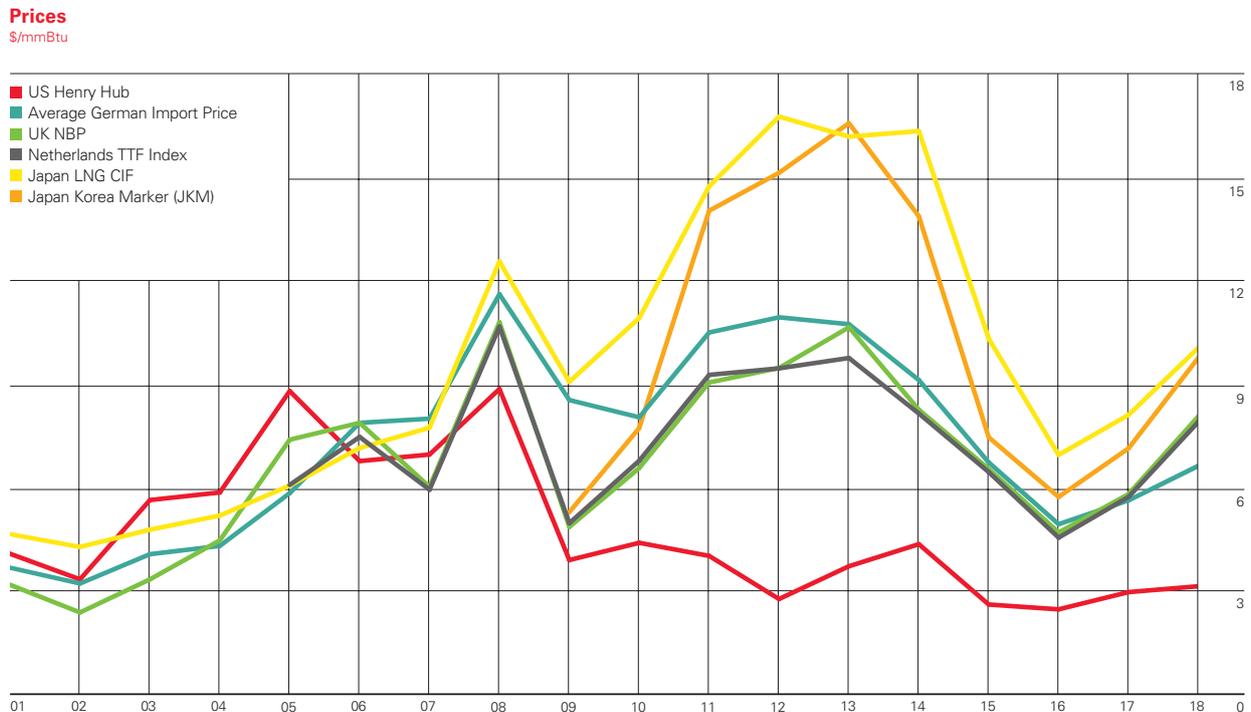
È infatti la summenzionata differenza nei prezzi con l'Asia a spiegare le minori esportazioni verso l'Europa nord occidentale negli ultimi anni.

Più in generale i prezzi, che tra il 2009 e il 2015 presentavano un differenziale consistente (quelli asiatici erano superiori a quelli *spot* europei anche di 8 \$/MMBtu come accaduto nel 2014),



scontano da qualche anno una maggiore convergenza: nell'ambito di un contesto di prezzi decisamente crescente dal 2016 (anche per effetto dell'aumento del prezzo del greggio e del prezzo dei permessi di carbonio) determinato da un aumento delle importazioni sui principali mercati internazionali, durante gli ultimi mesi del 2018 i prezzi asiatici si sono attestati sugli 10 \$/MMBtu a fronte di prezzi europei pari a circa 8 \$/MMBtu e prezzi americani di gran lunga inferiori attorno ai 3 \$/MMBtu.

Fig. 1.4 - Prezzi internazionali del gas 2001 - 2018



Fonte: BP, 2019.

Il premio ridotto di cui sta godendo il mercato asiatico ha già sortito i suoi effetti incoraggiando un maggior numero di carichi atlantici a dirigersi verso l'Europa: secondo ICIS l'Europa Nord Occidentale nel 2018 ha importato e "ricaricato" rispettivamente 262 e 73 carichi di GNL. Ciò è stato reso possibile dall'ampia capacità di stoccaggio di cui gode il nostro continente, dall'esistenza di una rete di gasdotti interconnessi e dalla presenza di *hub* del gas liquidi che hanno consentito l'assorbimento e la riesportazione sistematica di ingenti volumi con estrema flessibilità, permettendo all'Europa di assumere un ruolo *pivotal* nelle forniture di gas globali: il numero degli accordi di importazione con opzione di consegna in Europa siglati dagli acquirenti asiatici con gli esportatori americani sono infatti in costante aumento.

1.2.1 I consumi in Europa e in Italia

Per effetto della summenzionata crisi economica i consumi di gas naturale in Europa (EU 28) sono diminuiti dal 2008, ma lo scorso anno la domanda, in aumento per effetto della maggiore richiesta per la generazione elettrica, ha raggiunto il livello più alto dal 2010 a 491 miliardi di metri cubi (Eurostat, 2018).

In Italia il rallentamento economico ha colpito negli anni scorsi i consumi di gas che, a fronte di una più recente ripresa, nel 2018 sono stati pari a 72,7 Gmc, solo in leggera contrazione rispetto al 2017 (-3,3%).

La domanda è diminuita di quasi un terzo tra il 2005 (anno del picco di domanda) e il 2014 (anche a causa dell'eccezionale annata di produzione idroelettrica), ma si è presentata in costante recupero nei tre anni successivi.

Il metano costituisce nel nostro paese ormai da tempo la voce principale del bilancio energetico primario, ed è anche la prima fonte utilizzata negli impieghi energetici finali nei comparti residenziale, industriale e termoelettrico. In quest'ultimo settore i consumi annui dipendono in modo significativo da diversi fattori tra i quali in particolare l'andamento della produzione da fonti rinnovabili (nel 2018 la produzione elettrica lorda da gas è stata di 130 TWh su un totale di 297 TWh, mentre le fonti rinnovabili hanno contribuito per 112 TWh; nel 2014, anno eccezionale per la produzione idroelettrica, su una produzione totale lorda di 280 TWh il gas ha contribuito per 94 TWh e l'insieme delle fonti rinnovabili per 121 TWh).

Molto più modesto è il contributo (sia in termini assoluti che percentuali) del gas naturale nel soddisfacimento della domanda di energia del settore trasporti.

Tuttavia, nel nostro paese, l'utilizzo del metano nell'autotrazione può vantare oltre 60 anni di tradizione industriale e un collaudato e strutturato sistema organizzativo.

In particolare, nel segmento del trasporto leggero su gomma, il GNC rappresenta una realtà già consolidata, mentre, seppur al momento marginale, la domanda di GNL nel settore della trazione pesante su gomma è in progressivo, considerevole aumento.

Numerosi sono i fattori che fanno ritenere che la situazione sia prossima al cambiamento, sia a livello nazionale che internazionale, e che nei prossimi anni il mercato del gas naturale nel settore dei trasporti, grazie alle sue specifiche, agli obiettivi di de-carbonizzazione dell'economia e di riduzione delle emissioni inquinanti (in particolare dello zolfo), che si fanno sempre più stringenti, sia destinato ad avere una crescita consistente.

Tab. 1.1. - Confronto tra le previsioni di domanda di gas naturale elaborate per il nostro paese dall'Unione Petrolifera e dalla Snam al 2035

Gmc	2018	2020		2025		2030		2035	
		Snam	UP	Snam	UP	Snam	UP	Snam	UP (2040)
Residenziale	29,40	28,20	27,90	27,20	26,00	25,90	23,60	23,80	22,40
Industria	15,90	14,10	15,90	13,10	15,50	12,40	14,30	11,60	13,40
Generazione elettrica	23,30	23,20	25,50	28,20	30,40	31,50	22,80	31,20	18,00
Trasporti incluso biometano	1,00	2,40	1,30	6,50	2,5	9,20	3,70	11,50	5,30
Altro (chimica e agricoltura)	1,00	1,20	0,90	1,80	1,10	2,20	1,20	2,80	1,20
Perdite e consumi	2,30	2,10	2,30	2,50	2,00	2,70	2,00	2,60	2,00
TOTALE	72,90	71,30	73,80	79,20	77,50	83,80	67,60	83,50	62,20

Fonte: Statistiche Energetiche e Petrolifere, UP, 2019; Piano decennale di sviluppo, Snam, 2017.

Secondo l'Unione Petrolifera i consumi complessivi nazionali di gas naturale sono destinati a scendere: dopo un iniziale aumento nel quinquennio 2020-2025, sostanzialmente ascrivibile al termoelettrico, si prevede una riduzione significativa in conseguenza del decremento dei consumi del settore residenziale e industriale, e di un ulteriore massiccio sviluppo delle fonti rinnovabili, specie nel settore elettrico. Secondo tale fonte la domanda di gas naturale sul mercato dei trasporti sarebbe invece destinata ad aumentare di una volta e mezzo tra il 2020 e il 2030. Tale incremento verrebbe in gran parte coperto dal metano rinnovabile (biometano).

Secondo Snam, nello scenario migliore⁸, i consumi totali di gas naturale sono attesi diminuire negli usi civili e industriali, il primo ormai maturo dal punto di vista della penetrazione del metano, ed entrambi destinati a subire gli effetti dell'efficientamento e di un certo sviluppo delle fonti rinnovabili nella produzione di calore.

Tali previsioni risultano sostanzialmente convergenti con quelle di UP che differiscono invece per quanto attiene alla produzione elettrica, i cui consumi sono previsti in calo dall'associazione dei petrolieri.

Per la domanda proveniente dal settore dei trasporti entrambe le fonti prevedono un aumento assai consistente all'orizzonte temporale considerato.

Le prospettive di sviluppo del mercato del gas naturale in Italia appaiono dunque strettamente legate alle future dinamiche di consumo nel settore termoelettrico, condizionate dal contributo delle rinnovabili, e nel settore dei trasporti, oggi dominato dai prodotti petroliferi e futuro *target* del vettore elettrico.

1.3 La produzione

La capacità nominale globale di liquefazione è cresciuta a 339,7 MTPA nel 2017 (40 MTPA incrementali dal 2015). Cinque paesi, Qatar, Australia, Malesia, Algeria e Nigeria, rappresentano oltre il sessanta per cento della capacità installata a livello mondiale in 19 paesi.

Il solo Qatar detiene quasi un quarto del totale. La capacità in costruzione nello stesso anno risultava pari a 114,6 Mtpa. I progetti si concentrano principalmente in Australia e negli Stati Uniti (che hanno iniziato a esportare GNL nel 2016): con oltre 55 MTPA di capacità attuali e oltre 30 MTPA attesi nei prossimi due anni, l'Australia dovrebbe diventare il maggiore detentore di capacità di liquefazione prima del 2020.

In Russia, la costruzione Yamal LNG è entrato in operatività nel 2017, mentre altri progetti dovrebbero essere operativi nel breve termine. Ciò porterebbe la capacità totale di liquefazione del paese a 27,3 Mtpa.

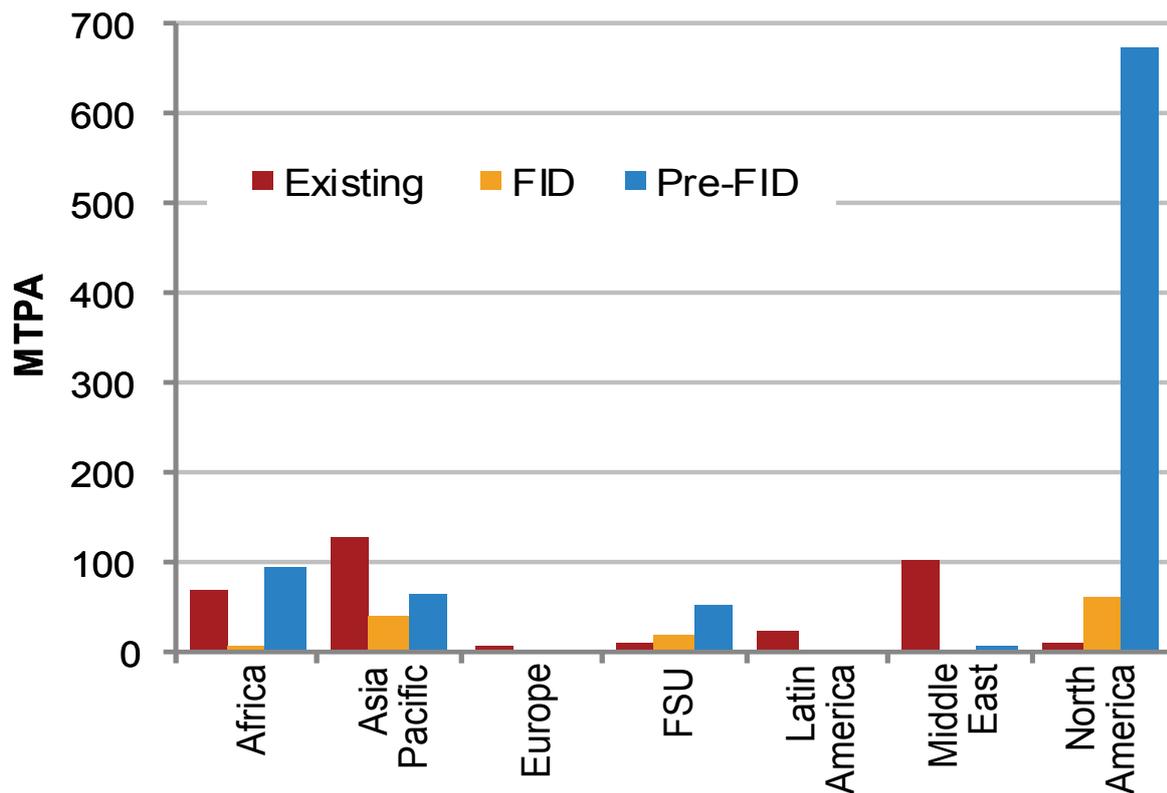
In Nord America si concentra la maggior parte della capacità proposta, con ben 664 Mtpa negli Stati Uniti e in Canada (su un totale mondiale di 879 Mtpa).

La scoperta di grandi riserve di gas nell'offshore dell'Africa orientale ha portato alla realizzazione di diversi progetti in Mozambico (66,7 Mtpa proposti) e Tanzania (15 Mtpa proposti).

⁸ Piano Decennale di Sviluppo 2018-2027, Snam, 2018.



Fig. 1.5 – Capacità di liquefazione nel mondo per localizzazione e status



Fonte: ICIS, 2018.

A fronte della proliferazione di molte iniziative a livello mondiale alcuni paesi, tradizionali esportatori, si mostrano in controtendenza per via della crescente domanda interna, come Egitto, EAU e Oman che hanno annunciato la prossima chiusura di alcuni impianti.

Tab. 1.2 – Produzione di GNL nel mondo per paese nel 2018

Prima quattro esportatori nel 2018 (Milioni di tonnellate)		Paesi con maggior crescita in valore assoluto su base annua (Milioni di tonnellate)		Paesi con maggior crescita in valore percentuale su base annua	
Qatar	78,69	Australia	12,24	Russia	70%
Australia	68,61	Stati Uniti	8,16	Egitto	66%
Malaysia	24,62	Russia	7,81	Stati Uniti	63%
Stati Uniti	21,05	Qatar	1,98	Australia	22%

Fonte: McKenzie, 2018.

1.4 I nuovi impianti di liquefazione

Il 2018 (e le previsioni indicano che lo stesso accadrà nel 2019) è stato un anno *record* in termini di annunci positivi sulle decisioni finali di investimento (FID⁹) per la produzione di GNL a partire dai piani di gigantesca espansione del Qatar, passando dai numerosi progetti nordamericani, per arrivare ai progetti africani e asiatici.

Nel 2017, il *leader* mondiale Qatar ha revocato la moratoria autoimposta nel 2005 riguardante la produzione del North Field e ha reso pubblici piani di espansione della capacità da 77 a 100 Mtpa

⁹ Final Investment Decision.



entro il 2024, recentemente rivisti al rialzo sino a 110 Mtpa con la progettazione *front-end* (FEED) di tre nuovi mega-treni di 7,8 Mtpa ciascuno, la taglia più grande al mondo, con prime consegne attese nel 2023. I costi annunciati saranno tra i più convenienti e dell'ordine di \$5-5,6 per MMBtu (con consegna in Asia) ponendo una sfida competitiva formidabile alle altre nuove forniture internazionali di GNL.

Con le loro grandi riserve a basso costo, gli Stati Uniti contribuiranno in maniera determinante alla realizzazione di nuovi progetti globali di GNL. Oltre ai sei progetti della prima "ondata", ve ne sono altri tre già pienamente autorizzati, e più di una dozzina in corso di autorizzazione per un totale di circa 200 Mtpa di capacità per la quale non è stata ancora presa la decisione finale di investimento anche a causa della disputa commerciale in corso tra Washington e Pechino. Quest'ultima potrebbe precludere agli esportatori americani l'accesso al promettente mercato cinese: anche se i primi progetti statunitensi sono in costruzione senza il sostegno finanziario della Cina è necessario ricordare che i contratti firmati nel febbraio 2018 da CNPC e Cheniere, sono stati determinanti per la FID di Corpus Christi LNG e che, quindi, alcuni progetti che riguardano specificamente il mercato o prevedono il finanziamento cinese (come Alaska LNG o Delfin LNG) sono suscettibili di essere rinviati. Ma gli acquirenti di GNL non cinesi che hanno firmato contratti con promotori di nuovi progetti di esportazione sono comunque numerosi. Ad esempio, Venture Global, la società responsabile del progetto LNG di Calcasieu, ha firmato sei accordi di vendita e acquisto (SPAs) di durata ventennale, quattro già dal maggio 2018, con Shell, Galp, Repsol, BP, EDF/Edison e PGNIG. I cinque progetti chiave (Lake Charles LNG, Louisiana; Golden Pass LNG, Texas; Magnolia LNG; il summenzionato Calcasieu Pass LNG; Driftwood LNG) dovrebbero in ogni caso vedere la FID nel 2019, aggiungendo a quella esistente una capacità aggregata di 75 Mtpa, e iniziare le prime consegne nel 2022-2024. Inoltre l'espansione dei progetti della prima ondata (Corpus Christi Train 3, FID del 2018, Sabine Pass Train 6, Corpus Christi Stage 3, Freeport Train 4, FID prevista nel 2019) potrebbero portare alla realizzazione di altri 23,5 Mtpa di capacità entro il 2022.

Grazie ai bassi costi di estrazione (3\$/MMBtu) e a costi di liquefazione futuri compresi nell'intervallo 2 (progetti *brownfield*) - 2,5 (progetti *greenfield*) \$/MMBtu, e ipotizzando una tassa di liquefazione variabile del 15% e costi di trasporto pari a circa \$1,5/MMBtu per il trasporto in Asia, il prezzo finale potrebbe essere di circa 7-7,5\$/MMBtu rendendo il GNL statunitense molto competitivo (sebbene l'impennata dei prezzi dell'acciaio USA possa aumentare i costi di capitale degli impianti di GNL del 10% secondo quanto suggerito dalla World Bank¹⁰).

Per quanto concerne la Russia il progetto Yamal LNG è entrato in operatività con successo alla fine del 2017. La Novatek sta ora cercando di sviluppare un secondo progetto su larga scala, Arctic LNG 2, basato su tre treni da 6,6 Mtpa ciascuno, per il quale la FID è attesa nel 2019 e che dovrebbe entrare in funzione nel 2023.

Anche la decisione finale per la terza fase dell'impianto Sakhalin è prevista nel 2019, mentre resta solo "in programma" il progetto Baltic LNG. Novatek prevede inoltre di costruire il terminale Arctic LNG 2 su chiatte con struttura a gravità, riducendo così i costi di costruzione del 30% rispetto a Yamal LNG. Novatek prevede di costruire un impianto di trasbordo in Kamchatka al fine di ridurre i tempi di viaggio per la consegna GNL in Asia e favorire l'uso della rotta del Mare del Nord.

Le importanti scoperte di gas in mare aperto al largo del Mozambico hanno purtroppo risentito della mancanza di esperienza governativa che ha rallentato il ritmo di realizzazione dei progetti GNL ma il recente contributo di ENI e dei suoi *partner*, che hanno varato un progetto galleggiante (FLNG), il Coral LNG, con una capacità di 3,4 Mtpa e entrata in operatività prevista nel 2022, ha finalmente

¹⁰ Global Economic Outlook (GEO), 2019.

sbloccato la situazione. Altri due progetti stanno avanzando verso la decisione finale di investimento: il Mozambico LNG, guidato da Anadarko, ha ricevuto l'approvazione governativa nel marzo 2018 per due treni di liquefazione della capacità complessiva di 12,88 Mtpa con prime consegne di GNL previste tra il 2023 e il 2024. ExxonMobil ha presentato nel luglio 2018 il progetto per la prima fase di Romuva LNG comprendente due treni di liquefazione da 7,6 Mtpa ciascuno, alimentati da un ampliamento del campo di Rovuma al fine di ridurre i costi di produzione. La decisione finale di investimento dovrebbe essere raggiunta nel 2019, con inizio di operatività nel 2024.

Sempre ExxonMobil, in collaborazione con Total, prevede di raddoppiare la capacità di esportazione del progetto PNG LNG di Papua, aggiungendo tre nuovi treni per una capacità totale di 8 Mtpa. L'impianto di esportazione sarà collegato al giacimento Elk-Antelope di Total al fine di abbattere i costi, preventivati in circa 20 miliardi di dollari, a 12-14 miliardi, rendendo l'espansione molto più economica.

Sono già stati siglati due accordi di fornitura a breve termine, uno con BP per 3,15 Mt su cinque anni e il secondo con PetroChina per 1,35 Mt per tre anni.

Nonostante il Canada fosse ritenuto un luogo ideale per la realizzazione di strutture di esportazione di GNL la mancanza di sostegno politico, l'opposizione ambientale, l'alto costo del lavoro, le tasse provinciali sul GNL e i dazi all'importazione sull'acciaio hanno rallentato lo sviluppo dei progetti di liquefazione: dei 23 proposti nessuno ha progredito, diversi sono stati rinviati e cinque terminali pianificati sono stati cancellati.

Dopo che il neo-eletto governo della Columbia britannica ha concesso sussidi e agevolazioni fiscali a favore del GNL i due progetti Canada LNG e Woodfibre LNG stanno finalmente avanzando verso l'inizio della costruzione. All'inizio di ottobre 2018 Shell e i suoi *partner* (Mitsubishi, Petronas, PetroChina e Kogas) hanno annunciato la FID per Canada LNG destinato ad avere una capacità di 28 Mtpa da costruire sulla costa occidentale di Kitimat.

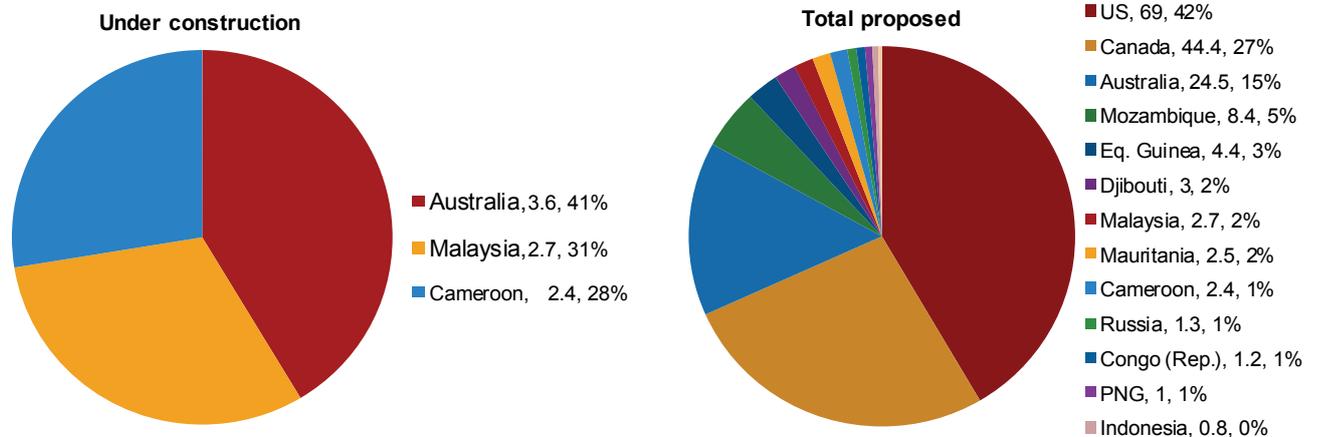
In Nigeria, paese con una lunga tradizione di GNL, il progetto Nigeria LNG a Bonny Island sta per essere arricchito di un settimo treno della capacità di 8,5 Mtpa, che aumenterebbe la produzione totale a oltre 30 Mtpa. La FID è prevista nel 2019 e le prime consegne nel 2024.

Cominciano ad essere numerosi anche i progetti FLNG, in particolare su piccola scala: lo scorso anno risultavano in costruzione 8,7 Mtpa (quattro progetti in Australia, Malesia e Camerun). Altri ventiquattro impianti, per un totale di 156,9 MTPA, risultavano alla stessa data pianificati principalmente negli Stati Uniti, in Canada, Australia, e Mozambico.

I progetti FLNG presentano diversi vantaggi rispetto a quelli tradizionali tra cui:

- minore durata dell'iter normativo-autorizzativo in genere associato alle realizzazioni *on-shore*;
- riduzione dei costi: in molti casi gli impianti FLNG presentano stime di costo inferiori, anche se, solo una volta che i progetti saranno operativi, sarà possibile quantificare i costi effettivi.

Fig.1.6 – Progetti di terminali di liquefazione off-shore in costruzione e pianificati nel mondo nel 2017



Fonte: BP, 2018.

1.5 Lo shipping e la rigassificazione

La crescita della produzione globale di GNL ha alimentato l'incremento degli scambi internazionali. Ciò ha aperto nuove opportunità per la navigazione, sebbene la redistribuzione del portafoglio di offerta globale abbia reso non più competitive alcune rotte commerciali in precedenza redditizie. La distanza dal mercato per il GNL - un fattore importante nel determinare la domanda di spedizione - è in calo dal 2013: la riduzione da 5.000 a meno di 4.500 miglia nautiche (tra 2012 e 2016) è proseguita nel 2017.

In termini assoluti, nel 2018, l'Australia ha registrato la crescita maggiore in termini di volumi esportati rispetto a qualsiasi altro paese produttore di GNL. Tuttavia, il numero di paesi che ha ricevuto il suo GNL è sceso da 14 del 2016 a 10.

Le consegne si sono concentrate in Asia orientale a spese dei mercati finali più lontani. Nel 2016, ci sono stati 13 viaggi di oltre 7.500 miglia nautiche dall'Australia, principalmente in Medio Oriente, passati a zero nel 2018.

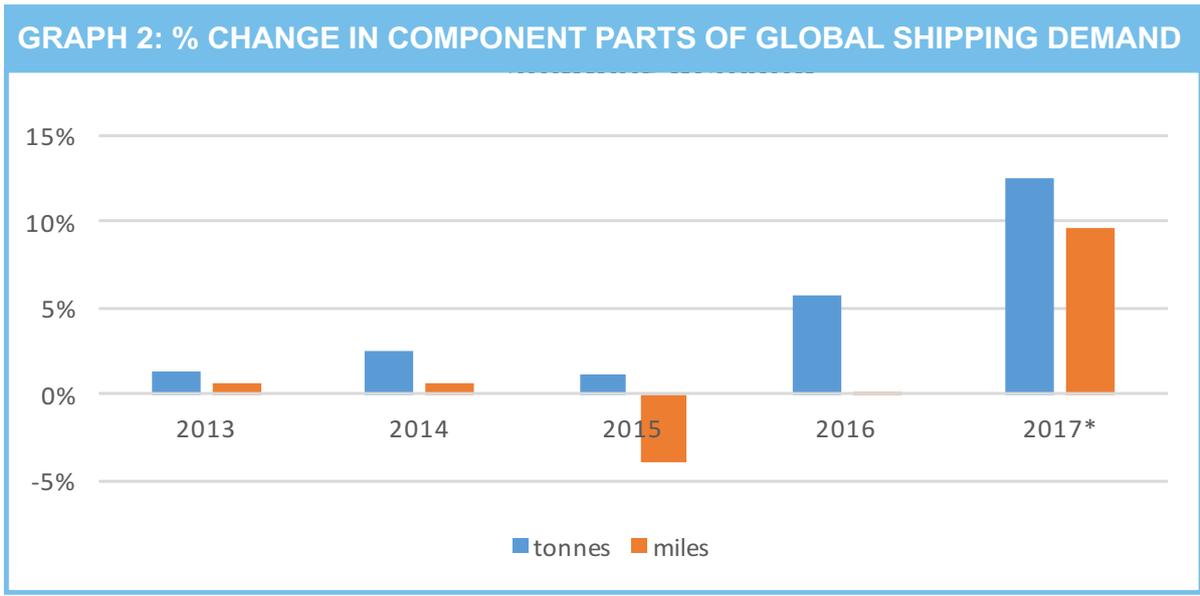
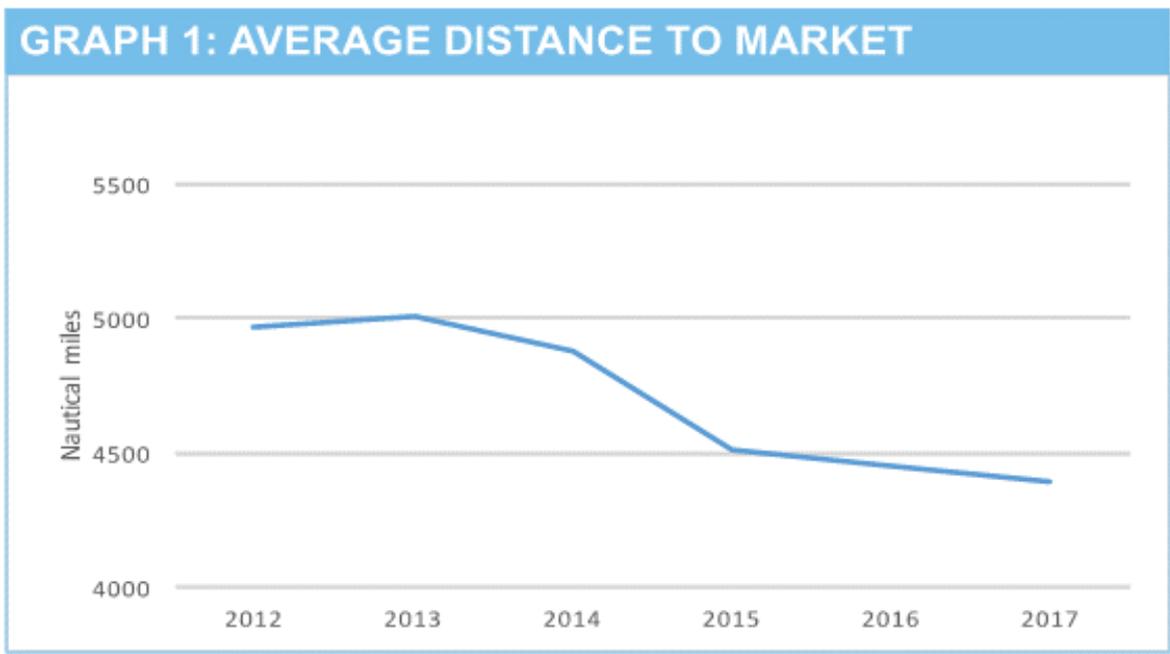
Ciò ha ridotto le percorrenze. Allo stesso modo la distanza media dal mercato per i volumi nigeriani è diminuita per il terzo anno consecutivo, con i maggiori volumi contrattuali diretti nella penisola iberica e India, anziché in Giappone e Corea.

Tale riduzione delle percorrenze è stata tuttavia più che compensata dall'incremento delle quantità trasportate.

Al contrario, nel 2018, le esportazioni dagli USA sono state indirizzate verso 29 paesi (15 in più rispetto all'anno precedente) dando luogo a oltre 20 viaggi di oltre 11.000 miglia nautiche, più del doppio rispetto al 2016.

Nel 2017, le tonnellate consegnate e le miglia percorse sono cresciute anno su anno rispettivamente del 10% e del 10%.

Fig. 1.7 – Percorrenze medie e domanda di shipping



Fonte: ICIS, 2018.

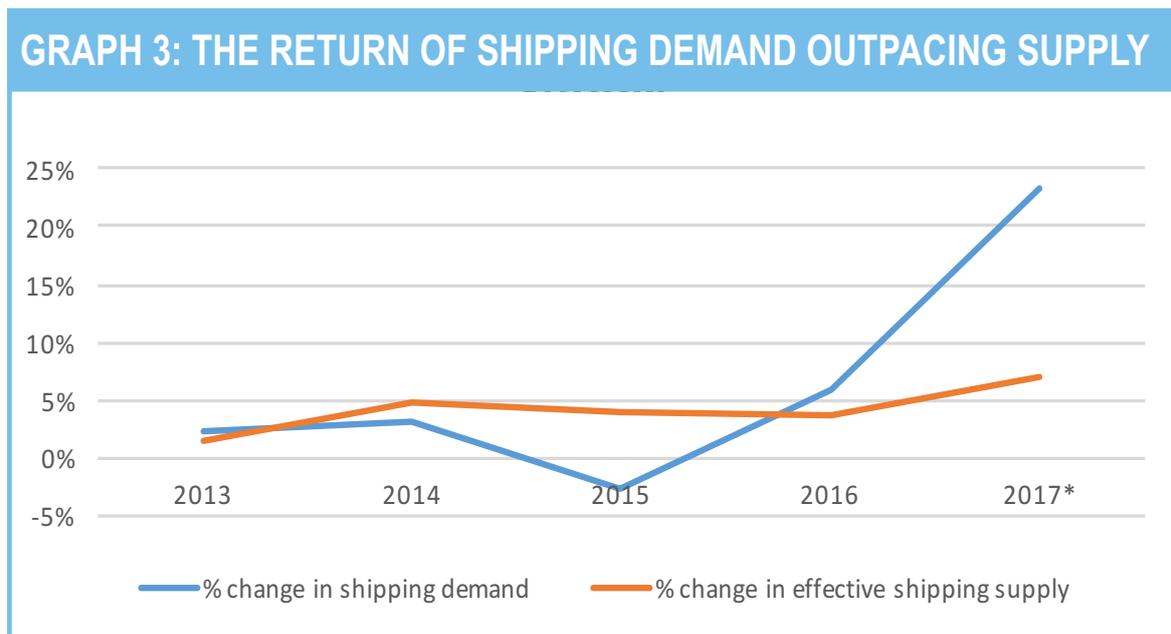
Nonostante il numero di navi «in acqua» appaia più che sufficiente rispetto ai volumi movimentati, i natanti effettivamente disponibili per il noleggio al tempo e luogo richiesti possono essere di fatto insufficienti in relazione alla condizione dei serbatoi di carico e i vincoli di compatibilità *ship-shore* che spesso limitano l'offerta di spedizione concreta.

L'offerta di trasporto effettiva (prendendo in considerazione le sole navi che hanno fatto almeno tre viaggi carichi l'anno) appare in crescita dal 2013, (in particolare nel 2017, + 7%, rispetto al 2016).

All'aumento dell'offerta di *shipping* fa però fronte un significativo incremento della domanda di trasporto (+23% nel 2017) che ha creato tensioni sul mercato e una conseguente lievitazione dei noli.



Fig. 1.8 – Domanda e offerta di shipping (2013 – 2016)



Fonte: ICIS, 2018.

Tale fatto, unito alla perdurante naturale segmentazione del mercato basata sulle distanze, e alle frequenti congestioni presso lo stretto di Panama (fino a 11 giorni nel 2017), si traduce in una «razionalizzazione» delle percorrenze attraverso un aumento degli *swap* e dei viaggi «*double drop*» (c.d. logistica innovativa), che hanno registrato un incremento del 28% tra il 2016 e il 2017, al fine di ridurre i costi dello *shipping*: 28 hanno avuto come destinazione il Giappone e 26 la Cina.

Tab. 1.3 – Servizi di bunkeraggio e truck loading presso i terminali di rigassificazione europei

SERVIZI	NUMERO DI TERMINALI
Reloading large scale ship	15
Reloading small scale ship	13
Transhipment berth to berth	5
Transhipment ship to ship	1
Truck Loading	14

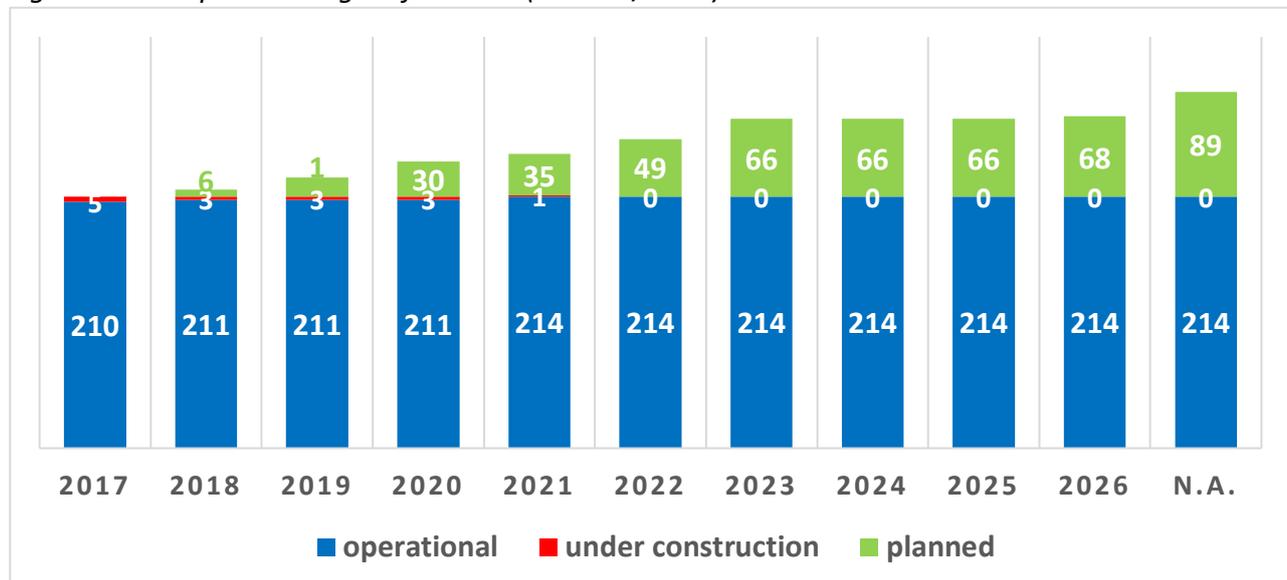
Fonte: GIE, 2019.

I 23 terminali di rigassificazione esistenti in Europa, rappresentano in aggregato una capacità di 227 Gmc/a (211 Gmc di capacità operative nell'UE28), e si differenziano tra loro in base a:

- la capacità;
- la capacità di stoccaggio;
- problemi *ship-shore*;
- il tasso di utilizzo;
- le tariffe di accesso e i meccanismi di allocazione della capacità;
- la presenza di servizi accessori (*reloading*, *truck loading*, *bunkering*, etc.).

I servizi di rifornimento di navi di grandi e piccole dimensioni direttamente dal terminale (*reloading*), sono disponibili presso 15 e 13 terminali rispettivamente. Quello di rifornimento autocisterne, destinate a trasportare il GNL verso le utenze (*truck loading*) è offerto presso 14 impianti. Il servizio di trasferimento di GNL da nave a nave o da bettolina (*transshipment*) sono disponibili solo in 5 e un terminale (Fos Caveau) rispettivamente.

Fig. 1.9 – La capacità di rigassificazione (in Mmc/anno) esistente in nell'UE al 31 dicembre 2018



Fonte: GIE, 2018.

L'Europa importa il GNL principalmente dalla Nigeria, dall'Algeria e dal Qatar, ma riceve carichi da una vasta gamma di fornitori globali. Dal momento che gli utilizzatori asiatici del GNL americano continuano a mostrare interesse per l'accesso all'Europa, la porzione di volumi consegnati dagli Stati Uniti dovrebbe crescere.

Una serie di contratti di fornitura flessibili è stata già siglata tra produttori di GNL e gli acquirenti detentori di capacità di rigassificazione in Europa negli ultimi due anni (Tokyo Gas ha ad es. di recente negoziato uno swap relativo a volumi provenienti da LNG Cove Point negli Stati Uniti con l'*utility* Centrica del Regno Unito detentrici di capacità ad Isle of Grain).

Alcuni venditori potrebbero prendere in carico dagli Stati Uniti considerevoli volumi senza destinazione da ridirigere verso l'Europa (mercato di ultima istanza?) in assenza di domanda e/o segnali di prezzo favorevoli da altri mercati.

Ciò potrebbe verificarsi in caso di convergenza di prezzo tra *hub* europei, Henry *Hub* e prezzi ancora legati al petrolio, che limiterebbe le opportunità di arbitraggio inter-bacino.

1.6 I costi della filiera GNL

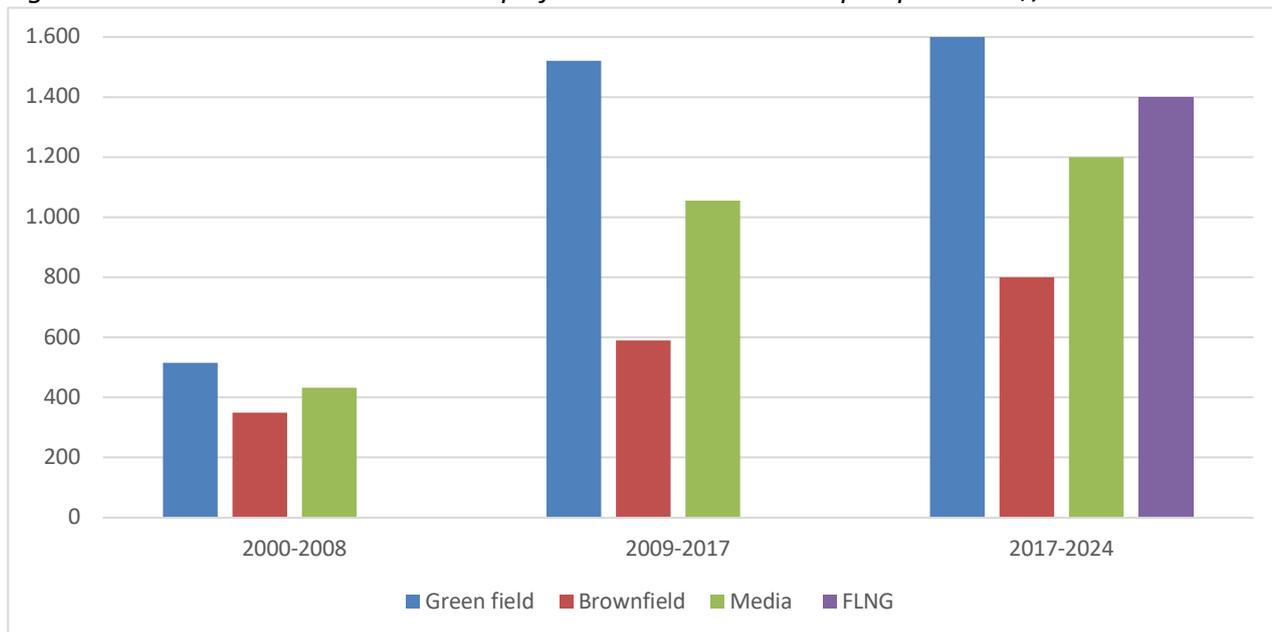
1.6.1 I costi delle liquefazione

La recente *escalation* dei costi nel settore della liquefazione dell'ultimo decennio, imputabile alla concomitanza di progetti in fase di realizzazione e alle conseguenti tensioni sui mercati del lavoro, è stata considerevole, con diversi progetti che hanno registrato un superamento dei costi preventivati (alla FID) compreso tra il 70% e il 200%.

I costi unitari sono aumentati da una media di 433 \$/t del periodo 2000-2008 a 1.055 \$/t del 2009-2017. L'aumento ha interessato diversamente le differenti tipologie di progetti:

- i costi unitari relativi ai progetti *green-field* sono aumentati da 515 \$/t a 1.520 \$/t;
- l'incremento per i progetti *brown-field* è stato più contenuto, da 350 \$/t e 590 \$/t.

Fig. 1.10 – Evoluzione dei costi della liquefazione: valori storici e prospettici in \$/t



Fonte: nostre elaborazioni su dati OIES, 2017 e Costruttori vari, 2018.

Per quanto concerne la tecnologia FLNG i costi sono diversi a seconda che si tratti di una realizzazione ex novo o della conversione di una nave.

L'incremento dei costi si è registrato a livello globale ma con punte particolarmente elevate in Australia per la difficile accessibilità/trattabilità di alcuni siti e per le fluttuazioni del tasso di cambio. Secondo autorevoli fonti (Drewry, 2018; ICIS, 2018) le tensioni sui prezzi proseguiranno per alcuni anni ma tenderanno a riassorbirsi a partire dal prossimo decennio.

I principali *driver* di costo della liquefazione sono i seguenti:

- posizione;
- capacità;
- processo di liquefazione (incluso compressore e processazione);
- numero di depositi di stoccaggio;
- regolazione e iter autorizzativo.

I dati raccolti su 24 progetti di cui 6 già entrati in operatività, 5 in costruzione e i rimanenti pianificati entro il 2024, consentono di affermare che:

- la summenzionata tendenza è confermata seppur con differenze, anche sostanziali, tra diversi progetti e aree geografiche;
- i costi minori sono quelli rilevati in Medio Oriente seguiti da quelli del Bacino Atlantico e da quelli del Pacifico.

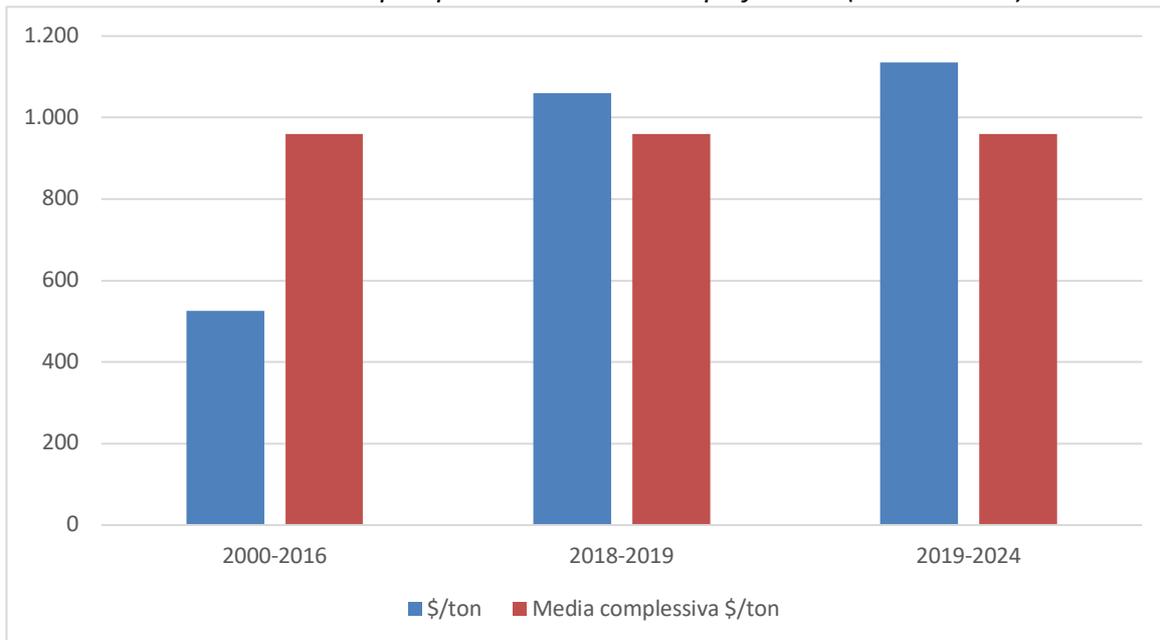
Tab. 1.4 – I costi di alcuni progetti di liquefazione

A	B	C	D	E	F	G	H
Infrastruttura	Paese	Operatore	Tipologia	Status	Entrata in esercizio	Capacità MTPA	Costo in \$/ton
NLNG	Nigeria	NNPC, Shell, TOTAL, Eni		existing	2000	3,30	450
Qatargas II	Qatar	Qatar Petroleum, Exxon Mobil		existing	2009	7,80	450
RasGas III	Qatar	Qatar Petroleum, Exxon Mobil		existing	2009	7,80	450
Qatargas IV	Qatar	Qatar Petroleum, Shell		existing	2011	7,80	500
Arzew-Gassi Touil	Algeria	Sonatrach		existing	2014	4,70	450
Sabine Pass	USA	Cheniere Energy, Blackstone		existing	2016	4,50	850
Elba Island	USA	Kinder Morgan		under construction	2018	1,50	1000
Cameron	USA	Sempra, Mitsubishi/NYK JV, Mitsui, ENGIE		under construction	2018	4,00	950
Yamal LNG	Russia	Novatek, TOTAL, CNPC, Silk Road Fund		under construction	2018	5,50	1300
Freeport	USA	Freeport LNG, JERA, Osaka Gas		under construction	2018	5,10	950
Corpus Christi	USA	Cheniere Energy		under construction	2019	4,50	1100
Rio Grande LNG	USA	NextDecade		planned	2020	20,00	950
Texas LNG	USA	Texas LNG		planned	2021	4,00	1200
WCC LNG	Canada	Exxon Mobil		planned	2025	15,00	1100
LNG Canada	Canada	Shell		planned	2022	13,00	1000
Prince Rupert LNG	Canada	Shell		planned	2024	14,00	1100
Pechora	Russia	Altech		planned	2019	4,00	1300
Portovaya	Russia	Gazprom		planned	2019	1,50	1100
Gorskaya	Russia	Altech Group	FLNG	planned	2024	1,50	1200
Baltic LNG	Russia	Gazprom		planned	2021	10,00	1100
Mamba LNG	Mozambico	Eni	FLNG	planned	2021	10,00	1300
Coral LNG	Mozambico	Eni	FLNG	planned	2022	3,40	1200
Pemex LNG	Messico	Pemex		planned	2021	5,00	1000
Costa Azul LNG	Messico	Sempra Energy		planned	2024	2,00	1200

Fonti varie, 2018.

In particolare si può constatare un raddoppio dei costi tra il periodo 2000-2016 e il periodo 2018-2019 a fronte di una sostanziale stabilità dei costi relativi ai progetti con entrata in operatività prevista tra il 2018 e il 2024.

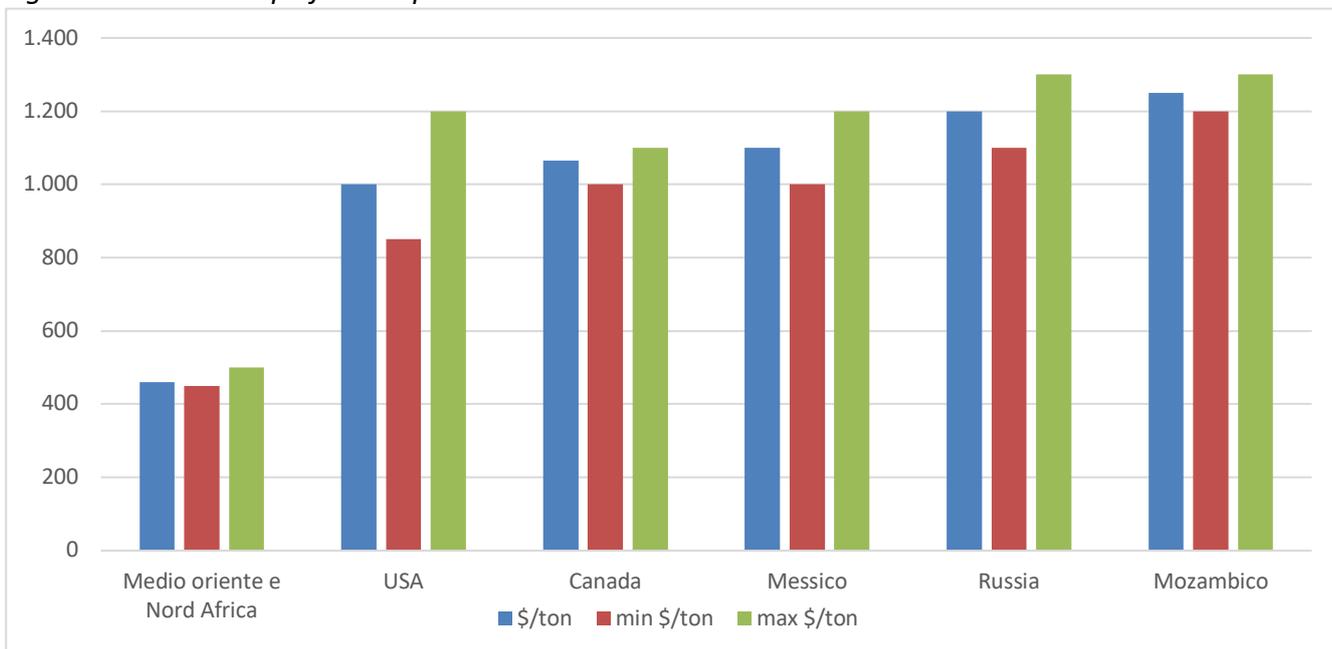
Fig. 1.11 – L’andamento storico e prospettico dei costi di liquefazione (2000 – 2024)



Fonte: CERTeT, 2018.

I dati di investimento sono per l’85% effettivi e, per la parte rimanente, inferiti in base a dati di letteratura e a contiguità/similarità con impianti i cui CAPEX sono noti. Le fonti utilizzate sono rappresentate dalle società che gestiscono gli impianti e/o costruttori (Air Products, Linde, etc.).

Fig. 1.12 – Costi di liquefazione per Paese



Fonte: CERTeT, 2018.

1.6.2 I costi di trasporto

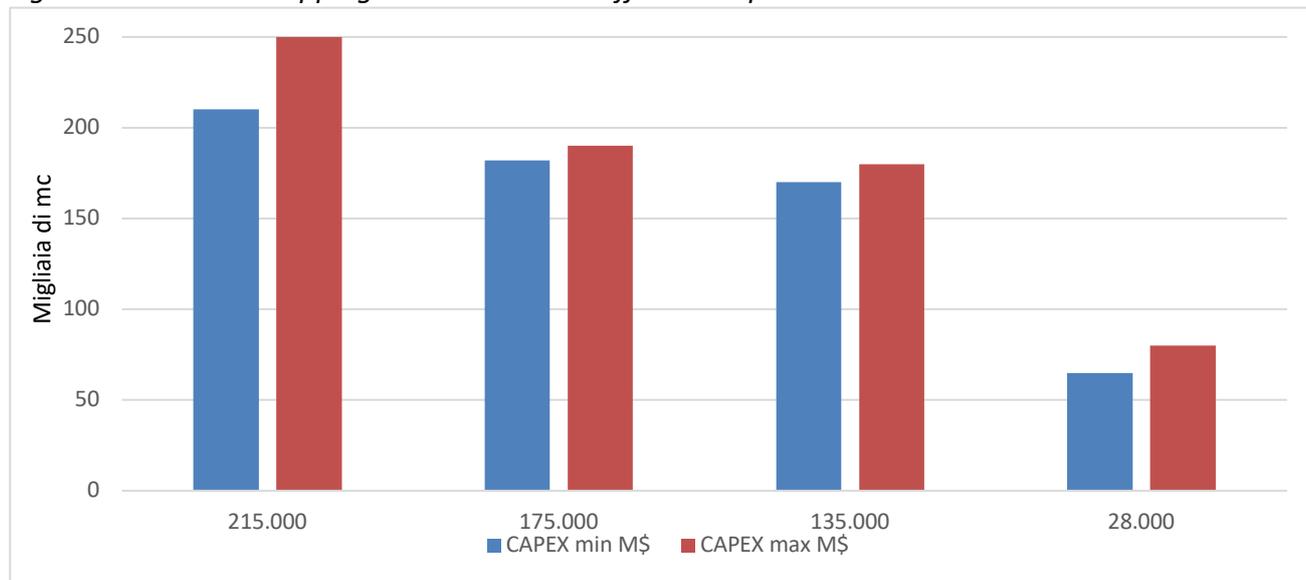
La capacità di stoccaggio dei *tanker* continua a crescere al fine di ridurre il costo unitario del GNL trasportato. Quella media nel 2017 è stata di 175.000 metri cubi contro i 168.000 del 2016 e i 153.000 del 2015.

Alla fine del 2017 le metaniere erano circa 500 unità, incluse quelle adibite a FSRU (il 5% circa).



Le navi commissionate ai principali costruttori (Daewoo, Samsung, Hyundai) con consegna prevista tra il 2015 e il 2019 sono state pari a circa 200 unità.

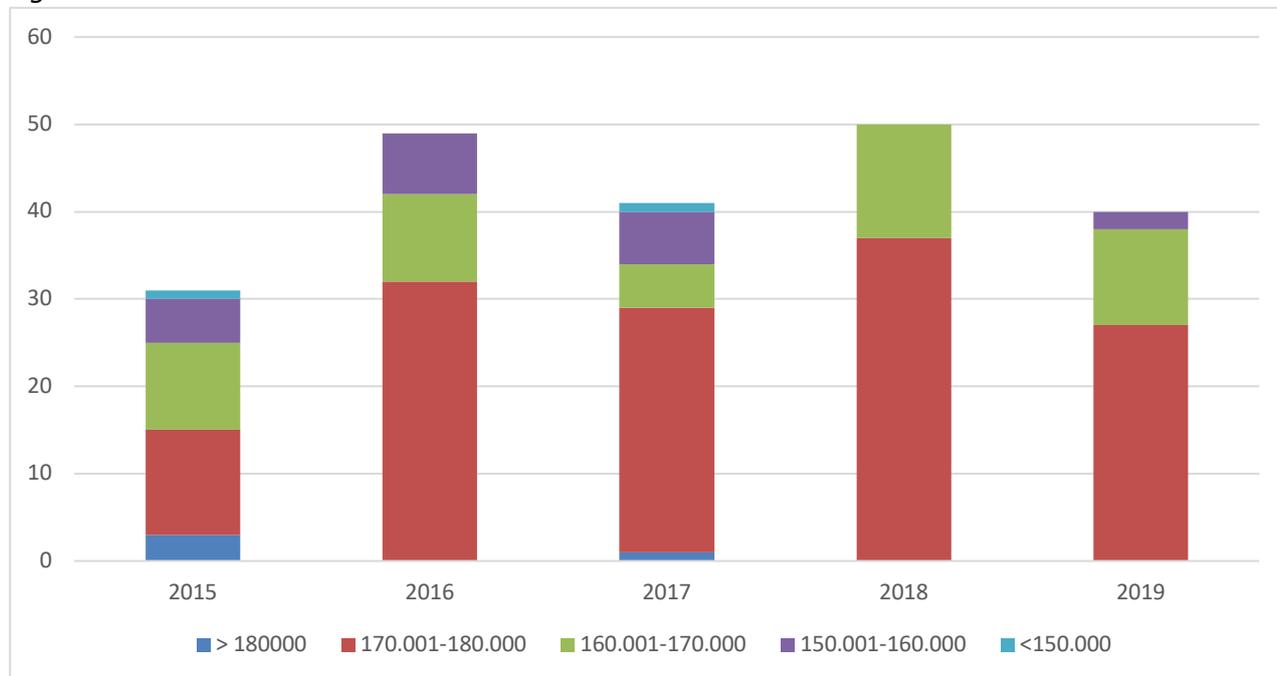
Fig. 1.13 – I costi di shipping in relazione alle differenti capacità



Fonte: CERTeT, 2018.

Tra esse si registra una marcata convergenza sulla fascia di capacità pari a 170 e 180.000 mc così come risulta anche dagli ordinativi di nuove navi effettuati tra il 2015 e il 2019. I costi di investimento crescono in maniera meno che proporzionale alle capacità.

Fig. 1.14 – Ordinativi navi metaniere 2005 – 2019



Fonte: CERTeT, 2018.

Al significativo incremento della flotta corrispondono:

- una flessione nei costi di investimento che si collocano in genere sotto i 190 M\$ per le navi appartenenti alla categoria di capacità più diffusa;



-l'incremento dei noli passati dai 25-35.000\$/g del 2104, ai 35-40.000\$/g del 2015, sino a toccare massimi compresi tra 70-80.000\$/g di inizio 2018.

I dati ad oggi raccolti riguardano 43 metaniere che coprono svariate rotte globali.

1.6.3 I costi di rigassificazione

I dati relativi ai 16 progetti di rigassificazione analizzati forniti da società di consulenza internazionali, operatori e costruttori (Hyunday e Air Liquide per la maggioranza) sono per la maggioranza reali, altri sono invece stimati a partire da dati di letteratura specializzata (*Capex* terminali *onshore* compresi tra 500 e 600 M€/Gmc e tra 200 e 330 M€/Gmc per *floating vessels* - Opex annui tra 3,5 e 5 M€/Gmc per la prima tipologia e tra 1,5 e 3 M€/Gmc per FSRU) e dalle caratteristiche degli impianti.

Il mercato internazionale del gas naturale in generale, e quello del GNL in particolare, mostrano di essere in fase di profondo cambiamento sia sul fronte della domanda che su quello dell'offerta e destinati a conservare l'attuale dinamismo anche nei prossimi due decenni.





**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

2.1 Introduzione

Il contesto normativo-regolatorio afferente (direttamente o indirettamente) il tema dello sviluppo del gas naturale nel settore dei trasporti si presenta particolarmente articolato e di natura sia sovra-nazionale che nazionale.

Tab. 2.1 – Gli obiettivi europei e nazionali per il clima e l’energia

	OBIETTIVI PACCHETTO 20-20-20	OBIETTIVI PER L’ITALIA	Grado di compliance (percentuale effettiva)	OBIETTIVI 2030	OBIETTIVI PER L’ITALIA	PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA CLIMA
Rinnovabili (penetrazione sui consumi finali lordi di energia)	20%	17% (overall target da Direttiva 28/2009) ¹¹	18,3%	27% Vincolante, innalzato al 32% a giugno 2018 (con clausola di innalzamento entro il 2023)	29,7% (stimato in aumento rispetto al 28% della Sen 2017)	30%
<i>di cui trasporti:</i>	-	10%		14%		21,6%
Emissioni di gas serra in CO2 eq (riduzione rispetto ai livelli 1990)	20%	13% per i non ETS	17,5% in meno rispetto al 2005 nel 2016	40% (43% per i settori ETS; 30% per i non ETS ¹² , rispetto ai livelli 2005) vincolante	33% rispetto al 2005	33% (per i non ETS rispetto ai livelli 2005)
Efficienza (riduzione dei consumi finali di energia)	20%		Obiettivo raggiunto per circa il 29,4% al 2016 (sui 25,5 Mtep richiesti)	(almeno) 27% indicativo aumentato a 32,5% a giugno 2018 (con clausola di innalzamento entro il 2023)	30% rispetto al tendenziale (SEN)	43% (rispetto a Primes 2007 ¹³)

Da anni i temi della riduzione delle emissioni di gas climalteranti, dello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell’aumento dell’efficienza energetica, sono centrali nelle politiche europee e strettamente correlati tra loro.

¹¹ Una possibile traiettoria annuale del percorso di raggiungimento dei due obiettivi tra gli anni 2010 e 2020 è stata individuata nel Piano d’Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN), trasmesso alla Commissione europea nel 2010. Lo stesso PAN introduce due ulteriori obiettivi nazionali per il 2020, non vincolanti, che consistono nel raggiungere una quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili pari al 26,4% nel settore elettrico e al 17,1% nel settore termico.

¹² Edilizia, agricoltura, trasporti (eccetto quello aereo).

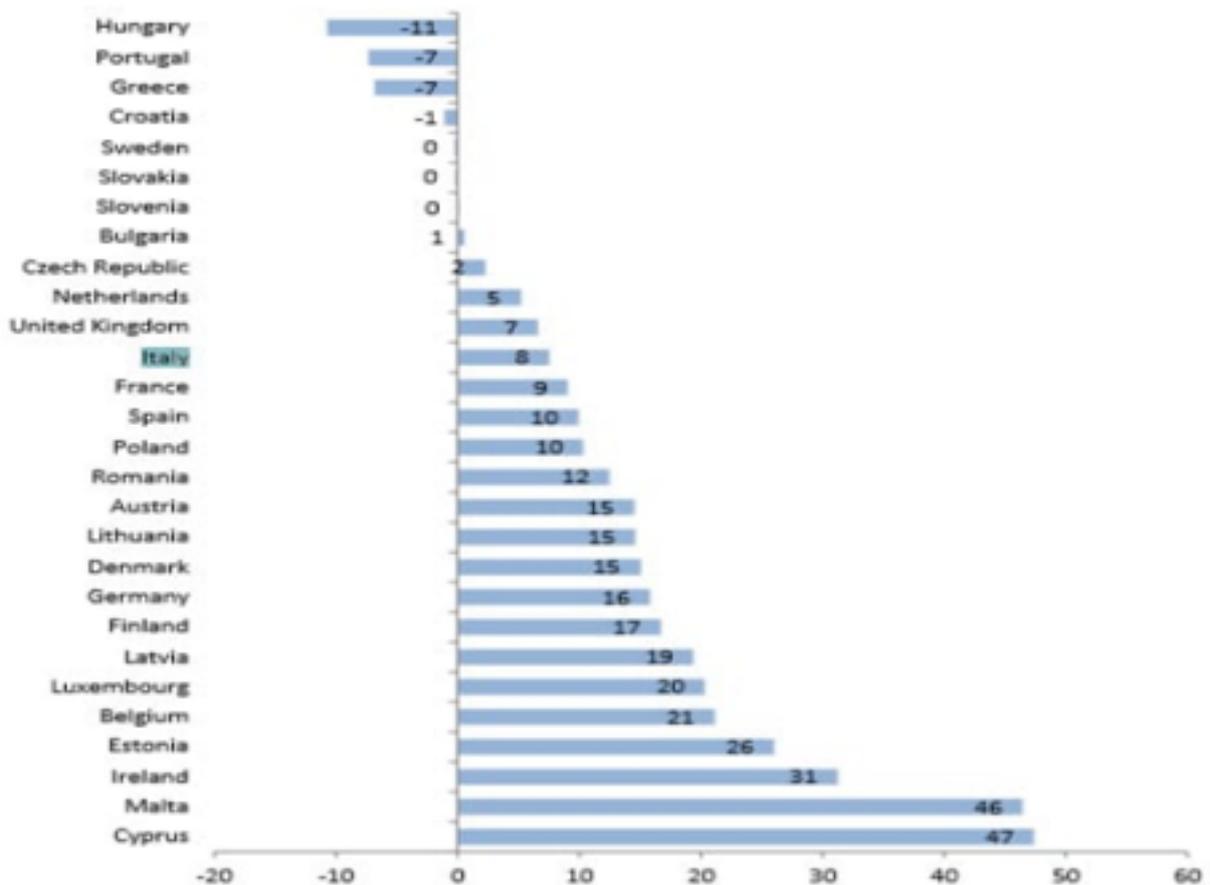
¹³ European Energy and Transport, trends to 2030:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2030_update_2007.pdf.



Nel recente Report “EU and the Paris climate agreement: taking stock of progress at Katowice Cop”¹⁴ la Commissione Europea evidenzia che, se i target al 2030 per le rinnovabili e l’efficienza, aumentati rispettivamente lo scorso anno al 32 e 32,5%, saranno attuati pienamente, le emissioni Ue sono destinate a ridursi del 45%, ovvero ben oltre gli impegni sottoscritti dall’Unione Europea nell’ambito dell’Accordo di Parigi. Il documento mostra inoltre che tra il 1990 e il 2017 le emissioni sono scese del 22%, nonostante un aumento del Pil del 58%, testimoniando come l’Unione si trovi sulla traiettoria giusta per l’obiettivo di riduzione del 20 e 30%, rispettivamente al 2020 e al 2030, grazie alle politiche già in essere, destinate ad essere rafforzate con l’adozione dei Piani Energia-Clima nazionali. In particolare, in base alle proiezioni nazionali (basate appunto sulle misure esistenti), le emissioni non-ETS saranno nel 2020 del 16% al di sotto dei livelli del 2005. Per quanto riguarda il 2030 si ipotizza invece una riduzione solo del 21%.

Fig.2.1 – Differenza (in termini di punti percentuali) tra obiettivi ed emissioni attese al 2030



Fonte: CE, 2018.

2.2 La normativa comunitaria

Il pacchetto *Clima-Energia*, definito anche strategia “20-20-20”¹⁵, che prevedeva, entro il 2020, la riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli 1990, l’incremento al 20% della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e l’aumento del 20% dell’efficienza energetica, ha aperto il varco all’emanazione di un corpus legislativo assai nutrito e articolato.

¹⁴ COM (2018) 716.

¹⁵ Contenuto nella Direttiva 2009/29/CE, ed entrato in vigore nel giugno 2009.

Di seguito i principali provvedimenti per la sua attuazione:

- Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili (2009/28/EC);
- Direttiva *Emission Trading* (2009/29/EC);
- Direttiva sulla qualità dei carburanti (2009/30/CE);
- Direttiva *Carbon Capture and Storage - CCS* (2009/31/EC);
- Decisione *Effort Sharing* (2009/406/EC);
- Regolamento CO2 Auto (2009/443/EC modificato dal Regolamento 333/2014) e Regolamento veicoli commerciali leggeri (Van 510/2011 successivamente modificato dal Regolamento 253/2014);
- Regolamento Effort Sharing (2018/842/EU);
- seconda Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili (2018/2001/EC).

Sette dei nove summenzionati provvedimenti comunitari hanno avuto come obiettivo la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra.

2.2.1 La policy europea relativa alla riduzione delle emissioni

La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG) - e in particolare della CO₂ - è uno degli obiettivi fondamentali della politica energia-clima dell'UE.

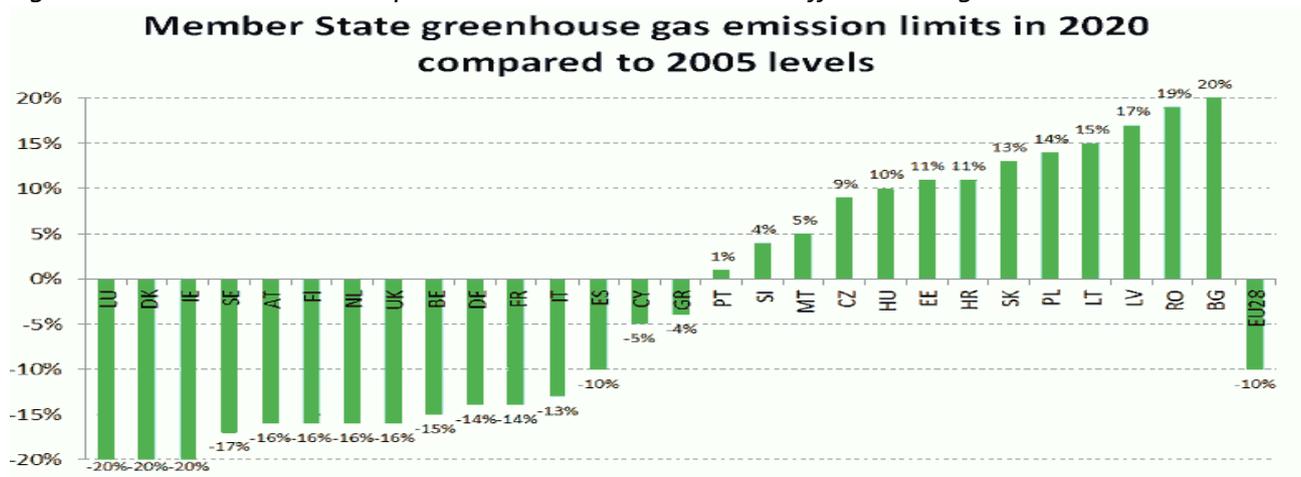
Dopo la fissazione dell'obiettivo di riduzione delle emissioni globali di GHG del 20% al 2020 l'Unione si è più recentemente impegnata a ridurre le emissioni di gas serra del 40% al 2030 e dell'85% al 2050 rispetto ai livelli 1990¹⁶.

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di GHG è distinto tra settori ETS¹⁷ e settori non-ETS (tra cui i trasporti).

Per i settori non ETS l'obiettivo di riduzione è del 10% al 2020 e del 30% al 2030 rispetto al 2005 con significative differenze tra gli Stati Membri (SM). Mentre la gestione della politica di riduzione delle emissioni per i settori ETS è realizzata direttamente a livello centrale europeo, per i settori non-ETS ogni Stato Membro deve provvedere alla riduzione delle emissioni attraverso l'implementazione di politiche nazionali.

La riduzione delle emissioni dei settori non-ETS di ciascuno stato è stata decisa nel 2009 per l'orizzonte 2020 e nel 2018 per il 2030 tramite una "Effort Sharing Decision" (ESD) che ripartisce in modo diverso tra gli stessi la riduzione stabilita per l'insieme dell'Unione Europea.

Fig. 2.2 – Limiti alle emissioni per settori non-ETS secondo la Effort Sharing Decision



¹⁶ https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu_it

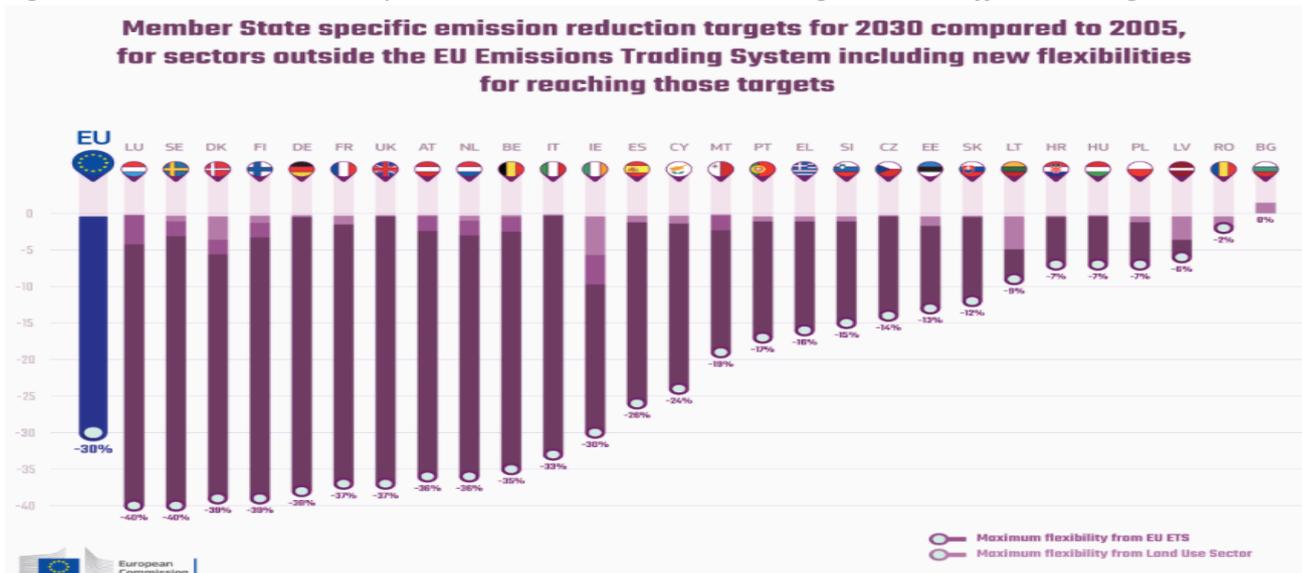
¹⁷ Emission Trading Scheme.



Oltre a fissare il livello massimo di emissioni al 2020 al 2030, l'accordo europeo stabilisce un livello annuale di emissioni che va decrescendo linearmente fino a raggiungere l'obiettivo finale. Se uno Stato Membro emette meno dei permessi annuali a disposizione può utilizzare la quota residua negli anni successivi o cederla a un altro Stato Membro. I valori annuali di emissione degli SM sono stati fissati per il periodo 2013-2020, mentre non sono ancora noti quelli dal 2021 al 2030.

L'ESD ha fissato per l'Italia l'obbligo di ridurre le emissioni dei settori non-ETS del 13% al 2020 mentre il Regolamento dell'*Effort Sharing*, approvato il 14 maggio 2018, ha portato questo obbligo al 33% per il 2030 (entrambi i valori con riferimento alle emissioni del 2005). Poiché i trasporti rientrano tra i settori non-ETS, l'Italia dovrà impegnarsi con politiche nazionali a ridurre le emissioni di GHG anche in questo settore.

Fig. 2.3 - Limiti alle emissioni per settori non-ETS secondo il Regolamento *Effort Sharing*



2.2.2 La policy europea relativa allo sviluppo delle fonti rinnovabili

Quello di incrementare l'impiego delle fonti rinnovabili (FER) è uno dei tre obiettivi tradizionali dell'Unione europea nella sua politica energia-clima. L'incremento dell'uso delle FER è sinergico non solo con l'obiettivo di ridurre le emissioni di CO₂, ma anche con una maggiore sicurezza delle forniture e con positive ricadute sull'economia e sull'occupazione.

L'UE ha da tempo promosso l'incremento dell'uso delle FER, dapprima con "obiettivi indicativi", poi con obiettivi vincolanti sempre più ambiziosi. Finora si possono distinguere tre periodi che fanno riferimento ai traguardi rispettivamente del 2010, 2020 e 2030.

In tutti e tre i periodi sono stati indicati obiettivi distinti per la promozione della penetrazione delle FER in generale e nel settore trasporti.

Con riferimento al traguardo da raggiungere nel 2010 per l'insieme delle fonti rinnovabili in tutti gli usi, la Direttiva 2001/77/CE aveva fissato un obiettivo indicativo del 12% sul consumo interno lordo. In questo caso era indicato anche un *target* specifico per la penetrazione delle FER nel settore elettrico (22,1%) diverso per singoli paesi (per l'Italia il 25%). Per quanto riguarda i trasporti, la Direttiva 2003/30/CE aveva invece fissato che la percentuale minima di biocarburanti e altri carburanti rinnovabili, uguale per tutti i Paesi, fosse del 5,75% rispetto ai quantitativi di benzina e gasolio consumati nei trasporti nel 2010.

Nel fissare gli obiettivi per il 2020, l'UE ha deciso di aggiornare le due direttive unificandole nella Direttiva 2009/28/EC (chiamata anche "RED 1") e di trasformare i *target* da raggiungere da indicativi

in vincolanti, anche se diversificati per Paesi. Per l'insieme delle FER, il peso minimo che dovranno avere sui consumi energetici finali lordi nel 2020 è stato fissato al 20%. Per l'Italia l'obiettivo vincolante è del 17%.

Tab. 2.2 – La disciplina comunitaria relativa allo sviluppo delle FER - sintesi

	2003/30/CE	RED 1 (2009/28/CE)	ILUC (2015/1513/CE)	RED II (2018/2001/CE)
2010	Penetrazione del 5,75% sul totale gasolio e benzina consumati nel 2010.			
2020		<ul style="list-style-type: none"> -Penetrazione del 10,00% su totale consumi trasporti stradali e ferroviari. -Utilizzo di biocarburanti che garantiscano un risparmio emissioni di GHG del 35% rispetto alle fonti fossili (del 50% dal 2017 e 60% dal 2018); -Fattore moltiplicativo per biocarburanti prodotti da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligneo-cellulosiche considerato equivalente a 2; -Fattore moltiplicativo elettricità prodotta da FER pari a 2,5 volte nel trasporto su strada. 	<ul style="list-style-type: none"> -Limite del 7% per contributo da prodotti agricoli destinati ad uso umano o animale; -Precisione materie prime per cui vale il "double counting"; -Biocarburanti ricavati da materie prime e da combustibili indicati nella Parte A dell'Allegato B ("avanzati") almeno allo 0,5% dei consumi energetici nei trasporti; -Fattore moltiplicativo per elettricità da FER pari a 5 e 2,5 rispettivamente in caso di strada e ferrovia; -Quota prodotta da FER assunta pari alla media comunitaria. 	
2030				<ul style="list-style-type: none"> -Penetrazione al 14% dei consumi finali lordi dei trasporti stradali e ferroviari: rientrano nel computo solo benzina, diesel, gas naturale, biocarburanti, biogas, carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, carburanti derivanti da carbonio riciclato ed energia elettrica; -Per il calcolo dell'energia rinnovabile consumata si considera anche quella utilizzata in segmenti diversi da quelli stradali e ferroviari; -La quota dei biocarburanti e biogas avanzati deve essere almeno dello 0,2% nel 2022, dell'1% nel 2025 e del 3,5% nel 2025; -Conferma del limite del 7% per la quota di biocarburanti ottenuti da prodotti alimentari o foraggeri nel 2020 che non può essere aumentata negli anni successivi. L'eventuale differenza in difetto tra il limite posto dal singolo SM e il livello raggiunto nel 2020 può essere utilizzata per ridurre la quota del 14%; -Riduzione del coefficiente premiante per elettricità rinnovabile a 4 in caso di veicoli stradali e a 1,5 in caso di trasporto ferroviario; -La quota prodotta da FER viene assunta pari al peso delle FER sul mix di generazione nazionale di due anni prima; -Elettricità usata nei trasporti computata come interamente rinnovabile se esiste un collegamento diretto tra l'impianto di generazione e la fornitura al veicolo stradale o se quella prelevata dalla rete è prodotta interamente da FER e la sua natura viene dimostrata solo una volta e solo in un settore di utilizzo finale.

2.3 Le fonti rinnovabili nel settore dei trasporti

Per quanto riguarda il settore trasporti, la RED1 ha fissato l'obiettivo obbligatorio e uguale per tutti gli Stati membri di fare in modo che il peso delle FER rispetto all'energia consumata nei trasporti stradale e ferroviari sia almeno del 10% nel 2020.

In realtà il quantitativo di biocarburanti e altri carburanti rinnovabili¹⁸ da utilizzare nel settore trasporti non è di calcolo immediato, anche se si può dire che è inferiore a quanto appare a prima vista. Infatti la RED1 esclude dal calcolo del denominatore (energia consumata nei trasporti stradali e ferroviari) alcuni prodotti¹⁹ e, soprattutto, prevede alcuni "coefficienti premianti" per alcuni

¹⁸ La RED1 stabilisce che l'energia elettrica utilizzata nei trasporti stradali e ferroviari venga considerata "rinnovabile" per una quota pari alla percentuale di elettricità prodotta da FER o nell'intera Comunità o nello Stato membro in questione due anni prima.

¹⁹ "Per il calcolo del denominatore, ossia della quantità totale di energia consumata nel trasporto ai fini del primo comma, sono presi in considerazione solo la benzina, il diesel, i biocarburanti consumati nel trasporto su strada e su rotaia e l'elettricità, compresa l'elettricità utilizzata per la produzione di carburanti per autotrazione rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica" (art.3, par 4, lett a). Sono perciò esclusi dal computo prodotti come il cherosene, il GP

prodotti inclusi nel numeratore (carburanti rinnovabili). Nel 2009 è stata approvata anche la direttiva sulla qualità dei carburanti, la cd FQD (2009/30/EC), che obbligava tra l'altro i venditori di carburanti a ridurre l'intensità di emissione dei loro carburanti del 6% nel 2020.

Uno dei problemi più dibattuti nell'uso dei biocombustibili e dei bioliquidi come fonti rinnovabili è stato il loro contributo alla effettiva riduzione delle emissioni di GHG e alla sostenibilità in generale. La Direttiva ha quindi fissato alcuni criteri di sostenibilità perché taluni prodotti (in particolare quelli di origine agricola) potessero essere inclusi dagli Stati membri tra quelli che contribuiscono al rispetto dell'obbligo comunitario. Per essere considerati sostenibili, i biocombustibili e i bioliquidi devono rispettare una serie di condizioni, la più importante delle quali è che essi devono garantire un risparmio di almeno il 35% delle emissioni di GHG rispetto ai combustibili fossili. È stato anche deciso che il risparmio minimo deve arrivare al 50% a partire dal 2017 e al 60% nel 2018 per le nuove colture. Inoltre la RED1 stabilisce che tutte le emissioni durante il ciclo di vita devono essere tenute in conto nel calcolo del risparmio di emissioni. Ciò significa che devono essere considerate le fasi di coltivazione, trasformazione e trasporto dei prodotti.

Malgrado questi sforzi per garantire un risparmio di emissioni, la RED 1 è stata criticata perché non teneva conto dell'aumento delle emissioni dovuto al *cambiamento dell'uso dei terreni* provocato soprattutto dall'impiego di alcuni prodotti agricoli per la produzione di biocarburanti. In altri termini, se per produrre biocarburanti si usano prodotti agricoli destinati all'alimentazione di uomini o animali, bisogna aumentare le aree coltivate per mantenere inalterata la quantità di produzione di cibo. Per superare questo limite, nel 2015 l'UE ha varato la Direttiva 2015/1513 (cd ILUC, Indirect Land Use Change) che ha introdotto un limite del 7% al contributo massimo che può venire dai biocarburanti che usano prodotti agricoli destinabili alla produzione di cibo o di mangimi.

La Direttiva ILUC ha introdotto alcune novità per quanto riguarda la classificazione delle materie prime e i "coefficienti premianti", ovvero la possibilità di contabilizzare alcune fonti come se avessero un contenuto energetico effettivo superiore a quello reale. La Direttiva RED1 aveva già disposto che "il contributo dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligneo-cellulosiche è considerato equivalente al doppio di quello di altri biocarburanti" (art. 21.2) e che l'elettricità "rinnovabile" utilizzata dai veicoli elettrici stradali contasse 2,5 volte (art. 3.4 lett c). La Direttiva ILUC ha cancellato l'indicazione generica e ha precisato quali fossero i rifiuti, residui, ecc. per cui valeva il cd "*double counting*" elencandoli in uno specifico allegato (Allegato IX) e suddividendoli in due liste denominate Parte A (comprendente 20 voci) e Parte B (comprendente solo l'olio da cucina usato e i grassi animali). Inoltre ha imposto agli Stati membri che i biocarburanti ricavati dalle materie prime e dai combustibili indicati nella Parte A dell'Allegato B (in Italia di solito chiamati "biocarburanti avanzati") rappresentino almeno lo 0,5% dei consumi energetici nei trasporti. Infine, mentre la RED 1 prevedeva che l'elettricità utilizzata dai veicoli elettrici stradali contasse 2,5 volte (art. 3.4 lett c), l'ILUC ha disposto che tale coefficiente premiante venisse portato a 5 volte e che l'elettricità di origine rinnovabile impiegata nel settore ferroviario (prima non premiata) contasse 2,5 volte.

Quanto precede mostra quanto sia complessa ed evolutiva la politica europea di promozione dell'uso delle fonti rinnovabili nel settore trasporti, da un lato per garantire la "sostenibilità" dei prodotti utilizzati dall'altro per premiare le fonti o i vettori ritenuti più coerenti con gli obiettivi dell'UE.

Tale evoluzione è continuata con l'approvazione della Direttiva 2018/2001 (cd RED2) pubblicata il 21 dicembre 2018 che ha fissato i nuovi obiettivi per il 2030 pari al 32% per l'insieme degli usi delle

o il metano che in Italia pesano per circa il 20% dei consumi interni per trasporti. Va inoltre ricordato che non si considerano i consumi per il trasporto aereo e marittimo internazionale.



rinnovabili nei consumi finali lordi di energia (art. 3) e del 14% del consumo finale lordo di energia nei trasporti (art. 25). A proposito di tale obbligo la RED 2 precisa che:

- a. per il calcolo dei consumi finali lordi si considerano solo i carburanti per trasporti stradali e ferroviari e sono presi in considerazione solo i consumi di “benzina, diesel, gas naturale, biocarburanti, biogas, carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, carburanti derivanti da carbonio riciclato ed energia elettrica fornita ai settori del trasporto stradale e ferroviario” (art. 27.1. lett. a);
- b. per il calcolo di energia rinnovabile consumata nel settore trasporti si considerano invece anche l’energia rinnovabile utilizzata in settori diversi da quelli stradali e ferroviari (ad es. navigazione e aviazione interna) (art. 27.1. lett. b);
- c. l’obbligo deve essere posto in capo ai distributori di carburanti (art. 25.1);
- d. la quota dei biocarburanti e biogas avanzati (di cui all’Allegato IX parte A) deve essere almeno dello 0,2% nel 2022, dell’1% nel 2025 e del 3,5% nel 2025 (art. 25.1);
- e. la quota di biocarburanti ottenuti da prodotti alimentari o foraggeri nel 2020 deve essere inferiore al 7% nel 2020 e non può essere aumentata negli anni successivi. Se lo Stato membro decide di limitare ulteriormente l’uso di tali biocarburanti, la differenza tra il limite posto e il livello raggiunto nel 2020 può essere utilizzata per ridurre la quota dell’obbligo del 14% (ad es. se uno SM avesse una percentuale di biocarburanti “agricoli” del 5% nel 2020 e decidesse di fissare un limite per il loro uso del 2% nel 2030, potrebbe abbassare la sua quota d’obbligo dal 14 all’11% nel 2030) (art. 26.1);
- f. la quota di biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a elevato rischio ILUC deve essere ridotta gradualmente fino ad azzerarsi nel 2030 (art. 26.2).

La RED2 ha confermato il “*double counting*” per i biocarburanti e i biogas per trasporti prodotti a partire dalle materie prime elencate nell’Allegato IX anche se la lista è stata leggermente modificata, ma ha invece ridotto il coefficiente premiante dell’elettricità rinnovabile a 4 volte se fornita ai veicoli stradali e a 1,5 volte se fornita al trasporto ferroviario.

Quando si usa elettricità nei trasporti, la quota rinnovabile sarà calcolata sulla base del peso che le FER hanno nella fornitura elettrica di quel territorio due anni prima (art. 27 par. 3). Dal 2012 non sarà quindi più possibile scegliere di usare la media comunitaria (come attualmente con la RED 1). Inoltre l’UE farà in modo che l’elettricità usata nei trasporti sia addizionale rispetto alla baseline dell’elettricità rinnovabile che ogni Stato membro dovrà presentare nel suo Piano integrato energia-clima per raggiungere l’obiettivo del 32% dell’UE.

E’ interessante osservare che ci sono però anche tre casi in cui l’elettricità usata nei trasporti potrà essere computata come interamente rinnovabile. Due di questi sono di particolare interesse. Il primo è quando vi è un collegamento diretto tra l’impianto di generazione elettrica da fonte rinnovabile e la fornitura al veicolo stradale. La seconda disposizione recita invece: “L’energia elettrica che è stata prelevata dalla rete può essere computata come pienamente rinnovabile, a condizione che sia prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili e le proprietà rinnovabili e altri criteri adeguati siano stati dimostrati, garantendo che le proprietà rinnovabili di tale energia elettrica siano richieste solo una volta e solo in un settore di utilizzo finale” (art. 27 par 3 comma 6). Questo caso, come diremo, può essere applicato anche al biometano così come previsto dal DM 2/3/2018.

In sintesi, si può dire che l’illustrazione delle decisioni per promuovere l’impiego delle fonti rinnovabili in generale e nel settore dei trasporti in particolare negli ultimi dieci anni mostra che la politica dell’UE ha seguito un percorso piuttosto complesso nel quale non è sempre facile capire e

verificare quali prodotti siano effettivamente contabilizzabili come “rinnovabili” e quale sia la quota “teorica” raggiunta.

A titolo di esempio si riporta la quota italiana di FER nei trasporti “reale” e calcolata secondo i criteri della RED1 e RED2. Come si vede, a fronte di un peso effettivo nel 2016 del 3,5%, il peso “ufficiale” calcolato secondo i criteri RED1 e ILUC era più che doppio (7,2%) (cfr fig. 4.2.6). Ciò mostra che l’obbligo reale al 2030, anche con i criteri della RED2, può essere considerato decisamente più basso rispetto al target apparente del 14%. In pratica (se la nostra interpretazione è corretta) fissando un limite per i biocarburanti non-allegato IX del 3%, il target rimanente sarebbe del 10% (14%-4% “guadagnato” riducendo il contributo dei carburanti agricoli “sostenibili”) e, grazie al *double counting*, tale livello potrebbe essere raggiunto con un uso del 5% di biocarburanti “allegato IX” (avanzati e non).

Se poi si volesse rispettare quel limite con un forte incremento dell’uso di elettricità per veicoli stradali (contabilizzabile 4 volte), il target europeo sarebbe raggiunto con un contributo inferiore al 3%.

2.3.1 I Pacchetti mobilità e altri provvedimenti

La Direttiva 2014/94/EU sullo sviluppo dell’infrastruttura per i combustibili alternativi DAFI (*Deployment of Alternative Fuels Infrastructure*) prevedeva che, attraverso i rispettivi quadri strategici nazionali (da presentarsi entro novembre 2016), gli Stati membri assicurassero che prima del 31 dicembre 2025 fosse realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL nei porti marittimi appartenenti alla rete TEN-T (Trans-European Transport Network), ed entro il 31 dicembre 2030, nei principali porti della navigazione interna con possibilità di modifica del provvedimento a mezzo inclusione di analoga previsione per il trasporto pesante su gomma.

La Direttiva DAFI prevedeva inoltre che *“nel creare le loro reti per la fornitura di GNL ai veicoli pesanti alimentati a GNL, gli Stati membri dovrebbero garantire la realizzazione di punti di rifornimento accessibili al pubblico, almeno lungo la rete centrale della TEN-T in un raggio di distanze adeguate tenendo conto dell’autonomia minima dei veicoli pesanti alimentati a GNL. A titolo indicativo, la distanza media necessaria tra i punti di rifornimento dovrebbe essere approssimativamente di 400 km.”*

Il 28 novembre 2018, la Commissione ha presentato la sua *“visione strategica a lungo termine²⁰ per un’economia prospera, moderna, competitiva e neutrale rispetto al clima entro il 2050”*, mostrando la necessità di investire in soluzioni tecnologiche realistiche anche nel settore dei trasporti finalizzate ad una mobilità pulita, interconnessa e competitiva.

La Direttiva 2009/30 CE stabilisce le caratteristiche che devono avere benzina e combustibile diesel per essere commercializzati in Europa. Richiede ai fornitori di carburante di ridurre, entro il 31 dicembre 2020, fino al 10% le emissioni di gas serra in atmosfera per unità di energia prodotte durante il ciclo di vita dei carburanti e dell’energia fornita, rispetto alla quantità di gas serra prodotti nel medesimo ciclo di vita nel 2010.

Il Regolamento CO2 auto (ed il Regolamento CO2 Van) impongono ai produttori di auto e veicoli commerciali leggeri di raggiungere standard minimi di efficienza per le vetture immatricolate per la prima volta nel territorio dell’Unione dal 2012. L’obiettivo medio che l’UE ha dato ai produttori è stato pari a 95 g CO2/km dal 2021 per le auto e 147 g CO2/Km dal 2020 per i veicoli commerciali

²⁰ La strategia *Roadmap 2050* è stata adottata anche in vista del vertice sul clima delle Nazioni Unite (COP24) dal 2 al 14 dicembre a Katowice, in Polonia.

leggeri. L'obiettivo annuale specifico di ciascun produttore è proporzionato alla massa media del parco auto prodotte ed immatricolate. In caso di inadempienza, i produttori sono soggetti al pagamento di un'imposta per ogni grammo di CO₂ in eccesso rispetto all'obiettivo annuale.

I tre “pacchetti mobilità” sono stati adottati dalla Commissione rispettivamente nel maggio 2017, nel novembre 2017 e nel maggio 2018, e sono attualmente oggetto di negoziati inter-istituzionali tra il Parlamento europeo e il Consiglio in vista delle elezioni del Parlamento europeo nel 2019. Gli emendamenti includono nuovi standard di CO₂ per auto e furgoni e, per la prima volta, anche l'introduzione di standard di CO₂ per autocarri e veicoli pesanti.

Il terzo pacchetto mobilità completa il processo iniziato con la “strategia per una mobilità a basse emissioni” del 2016 e con i precedenti pacchetti "L'Europa in movimento".

Tutte queste iniziative costituiscono un insieme unico di politiche coerenti per affrontare i numerosi aspetti interconnessi del nostro sistema di mobilità. L'ultimo pacchetto comprende, oltre che un nuovo quadro strategico per la sicurezza stradale, una comunicazione specifica sulla mobilità connessa e automatizzata e iniziative legislative che istituiscono un ambiente digitale per lo scambio di informazioni nel settore dei trasporti e snelliscono le procedure autorizzative nell'ambito della rete centrale trans-europea (TEN-T), precise prescrizioni relative alle emissioni di CO₂ dei veicoli pesanti che nel 2025 dovranno essere inferiori del 15% rispetto al livello del 2019. Per il 2030 si propone un obiettivo di riduzione indicativo di almeno il 30% rispetto allo stesso anno.

2.4 Le politiche nazionali e il Piano Nazionale Integrato Energia Clima

È del 9 luglio 2015 il DM MISE n. 144 che istituisce un tavolo interministeriale di lavoro sul GNL che ha contribuito all'inclusione nell'Allegato II della Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) di indicazioni relative alla realizzazione di una rete di depositi costieri di GNL di piccola taglia (SSLNG) ubicati a Cagliari, Sassari e Oristano per la ricezione dello stesso da utilizzare mediante *reloading* per il traffico portuale locale, da immettere rigassificato nelle reti di distribuzione, o destinato ad essere trasportato via nave, o su gomma, verso i depositi ubicati in prossimità di utenze (civili e industriali), per uso diretto come GNL, anche nel trasporto pesante su gomma.

Il Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima ha previsto che gli Stati Membri presentassero le bozze dei loro Piani nazionali per l'energia e il clima per il 2030 (PNIEC) entro il 31 dicembre 2018. Nel piano troveranno applicazione i dettami dell'accordo raggiunto, con l'appoggio del governo italiano, fra Consiglio, Commissione e Parlamento europeo sul nuovo *target* al 2030 del 32% del consumo finale di energia coperto con fonti rinnovabili che comporterà un aumento consistente della penetrazione delle stesse sia nel settore elettrico, che in quello degli usi termici e in quello dei trasporti. In Italia, per questi ultimi la quota di fonti rinnovabili dovrebbe crescere dal 5,5% del 2017 a oltre il 20%.

L'Italia ha inoltrato alla Commissione UE la sua proposta in data 8 gennaio 2019. Al fine di raccogliere i commenti di cittadini e imprese, dopo la consultazione istituzionale, la bozza di Piano è stata oggetto, tra il 20 marzo e il 5 maggio 2019, di consultazione pubblica su un apposito portale governativo. Il 18 giugno scorso la Commissione Europea ha reso note alcune raccomandazioni specifiche²¹ sulla summenzionata proposta preliminare invitando, tra le altre cose, il Governo italiano ad innalzare il livello di ambizione per la diffusione delle fonti rinnovabili negli usi termici e di raffrescamento, a presentare le misure per conseguire l'obiettivo di penetrazione delle fonti

²¹ Pubblicate sulla Gazzetta ufficiale della Unione Europea in data 3 settembre 2019.



rinnovabili nel settore dei trasporti e a predisporre una chiara *roadmap* per il completamento delle riforme inerenti i mercati energetici.

Il Piano dovrà divenire definitivo ed essere adottato entro la fine del 2019. Esso, a differenza delle due Strategie Energetiche Nazionali (SEN 2013 e SEN 2017), avrà un valore giuridico cogente e dovrà essere rispettato o, in caso contrario, dovranno essere giustificati gli scostamenti.

Il Piano è strutturato sulla base di “5 dimensioni”: de-carbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell’energia, ricerca-innovazione e competitività.

I principali obiettivi contenuti nel piano sono così riassumibili:

- una percentuale di produzione di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di energia pari al 30% (nella SEN era il 28%), in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE, come risultante:

- dell’aumento al 55,4% del contributo previsto nella generazione elettrica (a fronte del precedente 55%), anche se l’evidenza empirica storica mostra come, in genere, l’obiettivo aggregato si traduca in una quota elettrica complessiva pari a circa il doppio dello stesso;
- di una penetrazione del 31% nella produzione di calore;
- di un contributo delle suddette fonti nei trasporti del 21,6% a fronte del 14% previsto dall’UE;

- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5% al 2030;

- la riduzione delle emissioni di gas climalteranti per tutti i settori non ETS del 33% rispetto al 2005, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto da Bruxelles.

Per quanto concerne le fonti fossili in generale il piano enfatizza la necessità di garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti energetiche convenzionali perseguendo sicurezza e continuità della fornitura. Per quanto attiene al gas naturale in particolare, secondo le assunzioni contenute nel documento, il fabbisogno di gas naturale dovrebbe ridursi, in conseguenza di misure di efficienza ed espansione delle rinnovabili, a circa 60 Gmc al 2030, segnando un calo del 17% rispetto alla domanda attuale. Tale riduzione è prevista nonostante la *phase out*²² del carbone anche se si tradurrebbe, a fronte degli effetti dell’efficienza sui consumi complessivi di energia, in una sostanziale stabilità della penetrazione della fonte gas sul mix energetico primario al 37%, a fronte di un’incidenza delle rinnovabili che salirà al 28% per progressiva sostituzione dei combustibili fossili, che dovrebbe determinare una riduzione dell’incidenza del metano verso al 33% alla fine del decennio successivo.

Ciò nonostante il piano specifica come il metano dovrebbe giocare un ruolo fondamentale all’interno del settore energetico italiano, in termini assoluti ma anche come fonte di flessibilità necessaria in conseguenza dell’aumento dell’uso di fonti rinnovabili, ed essere centrale nel sistema ibrido elettrico-gas nell’ambito della mobilità. Tale ruolo centrale deve essere mantenuto anche in considerazione della possibilità, ampliando il numero dei fornitori attraverso il GNL, di contribuire alla diversificazione di approvvigionamento ai sensi del Regolamento UE n. 1938/2017²³.

Stando al piano una maggior sicurezza è ottenibile attraverso la diversificazione della capacità di importazione che conseguirà all’apertura del cosiddetto corridoio sud di importazione rappresentato dal gasdotto TAP, nonché all’ottimizzazione dell’uso della capacità di importazione di GNL esistente ed in corso di realizzazione.

²² Il piano non stabilisce quali condizioni dovranno sussistere per la sua realizzazione nei tempi previsti e quali saranno i volumi di potenza assegnati tramite aste riservate alle fonti rinnovabili nei prossimi 3-5 anni.

²³ Misure volte a garantire la sicurezza dell’approvvigionamento di gas naturale.

L'aumento delle importazioni di GNL e della capacità di ricezione, anche in forma "small scale", vengono dunque ritenuti fattori fondamentali nella transizione, anche perché consentirebbero di beneficiare di un mercato, previsto, secondo il piano, in eccesso di offerta nel breve termine, compensando al contempo la riduzione delle importazioni coperte da contratti a lungo termine e offrendo alternative di approvvigionamento per il mercato spot che possano competere per la posizione di fonte marginale. Inoltre in Sardegna nella visione del PNIEC la disponibilità di GNL permetterebbe di risolvere il problema dell'approvvigionamento del metano dell'Isola e di sostituire i prodotti petroliferi nel trasporto pesante e nel settore del trasporto marittimo.

Per i suddetti motivi il piano contempla misure volte allo sviluppo dell'utilizzo del GNL per i trasporti marittimi e i servizi portuali, tra cui:

- la defiscalizzazione della costruzione di depositi e/o distributori di GNL nei porti;
- la riduzione delle tariffe portuali per navi a GNL;
- forme di incentivo per la cantieristica navale a GNL;
- forme di finanziamento per la costruzione di depositi e mezzi a GNL.

Per quanto riguarda il trasporto su gomma, i punti della DAFI ripresi nel PNIEC prevedono:

- punti vendita eroganti GNC dagli attuali 1.100 circa a 2.400 circa nel 2030;
- punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030

Il piano contiene poi diversi richiami al settore dei trasporti: esso prevede l'uso di biocarburanti avanzati con una quota pari all'8%, nonché l'incremento progressivo di nuove immatricolazioni di auto elettriche pure con l'obiettivo di raggiungere gli 1,6 milioni unità²⁴, in corrispondenza con quanto stimato da Terna nel 2018²⁵, stanziando, al contempo, investimento per 70 milioni di euro in reti infrastrutturali di ricarica.

Vengono esplicitati anche l'obiettivo, dal 2019 al 2033, di rinnovo di 2.000 autobus l'anno e di investimento di 300 milioni di euro per nuovi mezzi navali destinati al trasporto pubblico locale al fine di migliorare il livello di servizio e ridurre, entro il 2024, l'età media della flotta dagli attuali 20 a 11 anni a beneficio dell'efficienza media.

Il piano definisce inoltre una strategia di riduzione di autoveicoli con motori diesel e benzina, al fine contenere le emissioni inquinanti e conseguire gli obiettivi dell'accordo di Parigi sui cambiamenti climatici e prevede lo stanziamento di ingenti risorse finanziarie per il rinnovo del parco veicolare delle imprese di autotrasporto a favore dei mezzi a trazione alternativa alimentati a metano compresso, metano liquefatto.

È tuttavia necessario rilevare come nel piano politiche e misure appaiano ancora sostanzialmente non definite per il gas naturale e per il biometano per il quale viene definito un obiettivo di un utilizzo di 1,1 Gmc mc al 2030 nel settore dei trasporti (a fronte di un potenziale teorico complessivo di crescita al 2030 stimato dalla SEN di 8 Gmc).

2.4.1 Il decreto sul biometano

Data la maggiore diffusione dell'uso del metano nei trasporti in Italia rispetto gli altri Paesi dell'UE, l'Italia ha cercato di promuovere a partire dal 2013 l'uso del biometano nel settore trasporti come

²⁴ Queste ultime sommate alle auto ibride plug-in (4,4 milioni) consentirebbero di arrivare a un valore complessivo di 6 milioni di vetture ricaricabili con energia elettrica.

²⁵ Rapporto mensile sul sistema elettrico in Italia.

mezzo per soddisfare l'obbligo comunitario di impiego di biocarburanti. Già il decreto legislativo di recepimento della RED 1 (D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28) riconosceva anche al biometano, purché prodotto da rifiuti o sottoprodotti, di poter essere contato per il doppio del proprio contenuto energetico. Il DM 5 dicembre 2013 è stato però il primo provvedimento a incentivare l'uso del biometano immesso in rete e specificamente destinato all'impiego nel settore trasporti. Tale decreto è stato approvato a valle del "Tavolo di filiera per le bioenergie" istituito dal Ministero per le politiche agricole che aveva individuato un grande potenziale di sviluppo della produzione di biometano concludendo: "Destinando a colture dedicate 400.000 ha, una superficie pari ai terreni destinati a *set aside* e persi dalla coltura della barbabietola negli ultimi dieci anni, ovvero pari a circa il 50% dei terreni agricoli non utilizzati italiani, unitamente ad un crescente e progressivo utilizzo delle biomasse di integrazione, le aziende agricole italiane potrebbero essere in grado di produrre entro il 2030 8 miliardi di Nm³ di biometano/anno, equivalenti alla produzione italiana attuale di gas naturale o a quella del rigassificatore di Rovigo" (Mipaaf, 2013). Il Decreto 5 dicembre 2013 prevedeva il riconoscimento dei CIC ai produttori di biometano per 20 anni, la conferma del double counting e una maggiorazione del 50% dei CIC per 10 anni nel caso di immissione del biometano in un nuovo distributore di metano. L'anno successivo è stato fatto un ulteriore passo a favore dell'uso del biometano nei trasporti con il già menzionato DM 10 ottobre 2014 che ha introdotto un obbligo specifico di impiego dei biocarburanti avanzati, tra i quali, come detto rientrava il biometano con contratto specifico di impiego nei trasporti e purché prodotto in modo da poter essere considerato un biocarburante avanzato.

Il Decreto interministeriale del 2 marzo 2018²⁶ ha l'obiettivo di favorire l'utilizzo del metano rinnovabile, inteso come il combustibile prodotto con biogas ottenuto da digestione anaerobica, da gassificazione, da gas di discarica e da gas di depurazione (Art 1, c. 5), nel settore dei trasporti regolandone la produzione, sia con riferimento alla riconversione di impianti a biogas esistenti che alla realizzazione di nuovi impianti, e l'immissione in rete attraverso un meccanismo di incentivazione basato sui Certificati di Immissione al Consumo (CIC). In particolare la norma copre un periodo temporale di 5 anni (fino al 31.12.2022) fino al raggiungimento di un massimo produttivo di 1,1 Gmc/anno che siano destinati al settore dei trasporti.

Lo stesso decreto prevede che *"con decreto del direttore generale della Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche (DGSAIE) tale valore limite potrà essere modificato per tener conto della maggiore disponibilità di biometano sul mercato ed in presenza di incrementi dei consumi di gas naturale nel settore dei trasporti."*

Oltre al summenzionato incentivo il Decreto prevede:

- per ogni nuovo impianto di liquefazione pertinente ad uno o più impianti di biometano (Art 1, c. 12), un contributo del 70% dell'investimento per un importo massimo di 1.200.000€ a patto che uno o più produttori di biometano partecipino ad almeno il 51% dell'investimento;
- per ogni impianto di distribuzione pertinente ad uno o più impianti di biometano (Art 1, c. 7) un contributo del 70% dell'investimento per un importo massimo del contributo stesso pari a 600.000€ a patto che uno o più produttori di biometano partecipino ad almeno il 51% dell'investimento.

I CIC vengono rilasciati dal GSE (Gestore dei Servizi Elettrici) ai soggetti che immettono il biometano nel sistema nelle reti gas e destinato al settore dei trasporti. Un certificato corrisponde all'immissione in consumo di un quantitativo di biocarburanti pari a 10 Gcal. Per sostenere la produzione di determinate categorie di biometano, ottenuto dalle materie elencate nella parte A dell'allegato 3 al DLGS 10/10/2014, il GSE concede ai produttori un numero doppio di certificati a

²⁶ Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti.

parità di calorie immesse (cosiddetto “*double counting*”)²⁷. Il riferimento va in particolare ai seguenti carburanti/materie prime: alghe, rifiuti urbani non differenziati (esclusi quelli domestici non separati ma soggetti a riciclaggio) e gas di discarica, rifiuti organici da raccolta domestica (FORSU), rifiuti industriali non idonei all’uso nella catena alimentare umana o animale, paglia, concime animali e fanghi di depurazione, effluenti da oleifici che trattano oli di palma, pece, glicerina grezza, bagasse, vinacce, gusci, pule, tutoli di mais, rifiuti dell’attività forestale, materie cellulosiche di origine non alimentare, altre materie ligno-cellulosiche, carburanti rinnovabili per autotrazione liquidi e gassosi di origine non biologica, cattura e utilizzo del carbonio, batteri. È consentita la codigestione con altri prodotti di origine biologica nel limite massimo del 30% in peso. Ciò significa che il *double counting* e la qualifica di biometano avanzato saranno riconosciuti anche alla produzione di biometano derivante da processi che utilizzeranno le materie per l’ottenimento del *double counting* e del biometano avanzato ma in codigestione con altri prodotti di origine biologica, questi ultimi in percentuale comunque non superiore al 30% in peso. In tali casi, il *double counting* e la qualifica di biometano avanzato saranno riconosciuti al solo 70% della produzione. Il principio della codigestione varrà anche nel caso di riconversioni e/o potenziamenti di impianti esistenti. In tal caso la maggiorazione viene ridotta di conseguenza (1,7 CIC per 10 Gcal). Per il biometano “avanzato” il GSE garantisce l’acquisto con uno sconto pari al 5% sul prezzo di mercato (prezzo spot su MPGAS) e un valore fisso del CIC (pari a € 375) per dieci anni.

Trascorsi i primi 10 anni dalla sua implementazione, il meccanismo di incentivazione è destinato ad essere trasferito al mercato: i CIC relativi al “prodotto avanzato” divengono un prodotto commercializzabile il cui prezzo viene stabilito dai fondamentali di domanda e offerta. Gli acquirenti sono i cosiddetti “soggetti obbligati” ovvero coloro che vendono biocombustibili di origine fossile. L’adozione del Decreto (entrato in vigore il 20 marzo 2018) rappresenta un passaggio fondamentale per lo sviluppo del settore del biogas/biometano in Italia inserendosi in un settore di intervento ritenuto prioritario per il sistema nazionale, ossia il raggiungimento del *target* di biocarburanti da utilizzare nel settore dei trasporti entro l’anno 2020 e i successivi orizzonti temporali rilevanti. Esso si propone di superare l’*impasse* successiva alla promulgazione del precedente Decreto del 2013²⁸ fornendo certezza normativa e aprendo, almeno fino al 31 dicembre 2022, la strada alla concreta realizzazione degli impianti nella misura in cui:

- assicura il rilascio del CIC per l’intera vita utile dell’impianto;
- garantisce, a discrezione del produttore, un prezzo fisso del CIC per 10 anni;
- consente la vendita diretta al GSE, per i primi 10 anni, con un prezzo inferiore del 5% rispetto a quello registrato sul mercato e, in alternativa, la vendita in autonomia con destinazione di immissione al consumo nel settore dei trasporti percependo comunque il valore del CIC;
- consente di coprire con l’incentivo anche gli autoconsumi (che non vengono decurtati);
- non impone limiti di taglia per gli impianti;
- ammette la riconversione degli impianti di biogas già esistenti contemplando l’assegnazione dei CIC, oltre che ai nuovi impianti, (ivi inclusa l’opzione del ritiro per il biometano avanzato da parte del GSE) anche alla produzione di biometano derivante da un impianto biogas già esistente purché l’incentivo alla produzione di elettricità da biogas sia rilasciata in misura non superiore al 70% della produzione di elettricità annua storica rilevata.

²⁷ Ne consegue che in regime di *double counting* le calorie necessarie per l’ottenimento del certificato sono pari solo a 5 miliardi (in luogo di 10) e che, per il biometano avanzato, stando alle quotazioni 2018, il ricavo derivante dalla immissione in rete di un metro cubo sia approssimabile in 80 €cent: 20 derivanti dalla vendita e 60 connessi all’incentivo.

²⁸ Decreto 5 dicembre 2013, Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale.



L'importanza del provvedimento viene enfatizzata dalla consistenza del potenziale produttivo che, secondo la piattaforma tecnologica nazionale sul (bio)metano²⁹, ammonterebbe a ben 8,5 Gmc al 2030. Coerentemente il Consorzio Italiano Biogas ritiene che il raddoppio delle stazioni di servizio (CNG/LNG e/o biometano) da 1.000 a 2.000 e del consumo di gas naturale nel settore trasporti fino a 2 miliardi di mc entro il 2020 siano assolutamente realistici.

Lo schema di decreto prevede inoltre l'introduzione di un sistema di garanzie d'origine che, secondo le intenzioni del legislatore, serve a comprovare al consumatore l'origine rinnovabile del gas utilizzato evitando in questo modo ai soggetti obbligati la necessità di acquistare la quota di emissione in atmosfera di anidride carbonica nell'ambito del Sistema europeo di scambio di quote di emissione (*European Union Emissions Trading Scheme* - EU ETS). Nonostante tale sistema sia previsto solo per una quota limitata della produzione di biometano (produzione non incentivata e derivante unicamente da particolari categorie di materie prime), la sua introduzione rappresenta un elemento di sicuro interesse verso uno sviluppo effettivo dell'utilizzo diretto di biometano in tutti i settori.

²⁹ Istituita nel 2016 durante Ecomondo a Rimini Fiera e che unisce industria, trasporti, settore agricolo, utilities ed associazioni ambientaliste (tra cui il coordinamento del Consorzio italiano compostatori e del Consorzio italiano biogas e la partecipazione di Anigas, Assogasmetano, Confagricoltura, Fise-Assoambiente, Legambiente, Ngv Italy, Utilitalia).





**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

3.1 Introduzione

In questo capitolo sarà presentata una panoramica dello stato attuale delle principali grandezze che caratterizzano il mercato del gas naturale uso trasporti in Italia, con riferimento sia al numero di veicoli che alle infrastrutture già disponibili, in costruzione o pianificate. L’obiettivo è quello di valutare i presupposti di tipo strutturale su cui basare le future previsioni di sviluppo. Anche in questa sede si distinguerà fra i tre segmenti di utilizzo considerati: autotrazione leggera, trazione pesante su gomma e settore dei trasporti marittimi

3.2 Il comparto dell’autotrazione leggera

3.2.1 Il parco circolante

Nel 2017 il numero di autoveicoli circolanti a metano (solitamente in grado di utilizzare anche la benzina) era di poco superiore al milione (vedi tab. 3.1). A livello numerico le autovetture rappresentano più del 90% dei veicoli a metano, ma anche gli autocarri merci (così come classificati dall’ACI) hanno una buona consistenza.

Tab. 3.1 - Autoveicoli circolanti in Italia nel 2017 per alimentazione

	Bz/Metano	Benzina	Gasolio	Bz/Gpl	Altre alim.	Totale
Autovetture	926.704	18.196.563	16.896.736	2.309.020	191.298	38.520.321
Autocarri merci	86.781	197.603	3.749.849	43.702	5.413	4.083.348
- Autoveicoli speciali/specifici	4.401	21.020	688.924	6.938	806	722.089
Trattori stradali	487	155	172.222	35	158	173.057
- Autobus	4.203	468	93.607	316	506	99.100
Totale veicoli industriali (CV)	95.872	219.246	4.704.602	50.991	6.883	5.077.594
Totale autoveicoli	1.022.576	18.415.809	21.601.338	2.360.011	198.181	43.597.915

Fonte: ACI, 2018.

Il grado di vetustà del parco delle autovetture può essere giudicato dalla classificazione EURO. Poiché la classe EURO 5 è stata introdotta dal settembre 2009 e la classe EURO 6 dal 2014 (anche se alcuni modelli sono stati venduti prima della data di introduzione dell’obbligo), si può dire che il 46% delle autovetture a metano circolanti ha meno di dieci anni. Poiché tale percentuale per le auto a benzina era del 22% e per quelle a gasolio era del 40%, si può dire che il parco auto a metano è sensibilmente più “giovane” della media del parco autovetture italiano (vedi tab.3.2).

Tab. 3.2 – Parco autovetture secondo alimentazione e classe euro nel 2017

Alimentazione	EURO 0	EURO 1	EURO 2	EURO 3	EURO 4	EURO 5/6	NON IDENTIF.	TOTALE
ANNO 2017								
ALTRE	439	1	4	29	6.901	170.603	7.560	185.537
BENZINA	2.940.795	841.305	2.892.722	2.561.686	4.888.075	4.052.742	19.238	18.196.563
BENZINA O GAS LIQUIDO	206.591	62.478	159.225	112.122	935.892	832.358	354	2.309.020
BENZINA O METANO	36.219	13.755	53.064	54.110	343.038	426.454	64	926.704
GASOLIO	580.677	193.088	995.562	3.015.275	5.277.614	6.834.107	413	16.896.736
NON IDENT.	3.492	56	20	113	57	4	2.019	5.761
TOTALE	3.768.213	1.110.683	4.100.597	5.743.335	11.451.577	12.316.268	29.648	38.520.321

Fonte: A.C.I. - Statistiche automobilistiche, 2018



Il numero complessivo di autoveicoli a metano è cresciuto in modo sensibile negli ultimi dieci anni (è più che raddoppiato) anche se in modo diverso tra le differenti categorie (+ 239% per gli autocarri merci, + 119% per le autovetture) (vedi tab. 3.3).

Tab. 3.3- Andamento del parco circolante dei veicoli a metano in Italia

	AUTOBUS	AUTOCARRI TRASP. MERCI	AUTOVEICOLI SPECIALI/SPECIFICI	AUTOVETTURE	Totale
2007	2.437	19.756	1.168	423.358	447.198
2008	2.892	27.476	1.427	506.341	538.670
2009	3.150	39.384	1.784	612.275	657.167
2010	3.378	57.597	2.118	660.174	723.876
2011	3.543	61.976	2.301	680.994	748.814
2012	3.642	66.098	2.488	719.685	791.913
2013	3.738	71.658	2.889	773.539	851.824
2014	3.924	76.171	3.280	833.668	917.043
2015	4.007	80.074	3.638	883.190	970.909
2016	4.101	85.390	4.052	911.246	1.004.789
2017	4.203	86.781	4.401	926.704	1.022.089
2017/2007	1,72	4,39	3,77	2,19	2,29

Fonte: ACI, 2018.

Va osservato che nel decennio considerato il numero di veicoli circolanti alimentati a metano è cresciuto più di quello complessivo in tutte le categorie. La penetrazione dei veicoli a metano è dunque aumentata. Tuttavia il tasso di penetrazione dei veicoli a metano nel parco circolante rimane modesto (4,2% per gli autobus, 2,4% per le autovetture e 1,9% per i veicoli industriali nel 2017).

3.2.2 Le vendite di veicoli a metano

L'aumento della penetrazione dei veicoli a metano è dovuto a un numero di immatricolazioni superiore a quello degli altri veicoli, da mettere ovviamente in relazione con l'andamento delle vendite. Per quanto riguarda le auto a metano, che come detto rappresentano il 90% dei veicoli a metano, si può osservare che nell'ultimo decennio ne sono state vendute circa 600.000, ma con un andamento piuttosto irregolare (vedi tab. 3.4).

Tab. 3.4 – Immatricolazione di autovetture in Italia per alimentazione 2008-2018

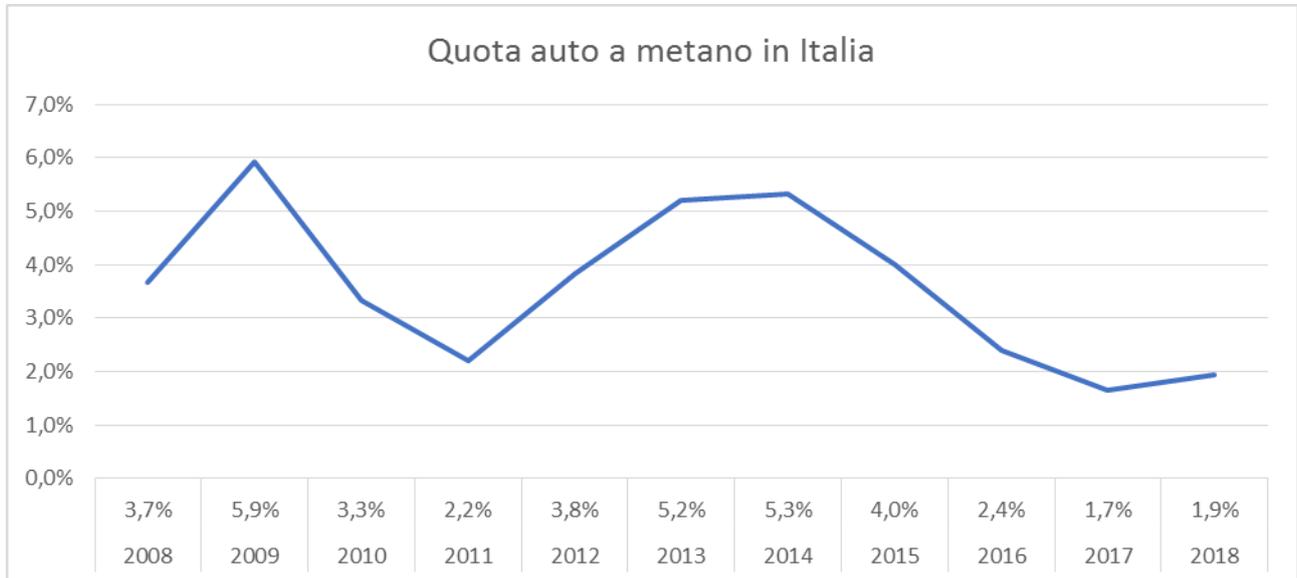
alimentazione	2008	2010	2015	2016	2017	2018	Media 2008-18
Diesel	1.093.444	901.125	872.555	1.040.564	1.129.129	992.524	917.345
Benzina	911.782	710.763	491.763	599.094	629.114	765.662	613.588
GPL	74.262	279.152	120.744	102.088	129.830	125.327	145.107
Metano (totale)	79.177	65.484	62.941	43.793	32.744	37.438	61.991
Ibride plug-in (PHEV+Rex)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.991	4.569	
Elettriche	132	117	1.452	1.377	2.016	5.010	1.178
Totale	2.162.230	1.956.641	1.575.624	1.825.606	1.992.653	1.923.717	1.764.960

Fonte: UNRAE, 2018.

L'irregolarità nelle vendite di auto a metano non è stata dovuta solo alle oscillazioni delle vendite complessive di auto in Italia, ma ha presentato variazioni più marcate come emerge guardando alla

quota di mercato che ha toccato un picco del 5,9% nel 2009 e un minimo dell'1,7% nel 2017, con una media del 3,2% nel decennio 2008-2018 (vedi fig. 3.1). Si deve perciò osservare che la dinamica delle vendite di auto a metano è stata influenzata soprattutto dalle politiche di incentivo che sono state adottate dal Governo italiano che si sono mostrate piuttosto altalenanti

Fig. 3.1 – Quota di mercato delle auto a metano vendute in Italia nel periodo 2008-2018



Fonte: ns elaborazione su dati ANFIA 2018.

Tra i fattori che possono influire sulle vendite dei veicoli a metano (in particolare delle autovetture) ne vanno segnalati soprattutto due: la disponibilità di scelta del tipo di veicolo da parte dei consumatori e la facilità di rifornimento legata alla capillarità della rete di distribuzione.

La disponibilità di modelli nuovi che coprano il più possibile tutti i segmenti di vendita in modo da potere soddisfare tutte le esigenze dei clienti è senz'altro un elemento importante per lo sviluppo delle vendite di auto a metano. Da questo punto di vista la situazione, tuttavia, non si presenta in modo favorevole. Nel 2018 si potevano acquistare in Italia una trentina di modelli di auto alimentate a metano. Di queste la metà erano messe sul mercato dal Gruppo Volkswagen presente con tutti i suoi marchi (VW, Audi, Seat e Skoda). Al momento perciò il Gruppo Volkswagen è quello che sembra credere di più a questo tipo di auto (ad esempio sta commercializzando anche un SUV a metano con il marchio Seat).

Il mantenimento o, ancora meglio, l'incremento dell'interesse delle case automobilistiche per questo tipo di alimentazione appare uno degli elementi più critici per la penetrazione del metano nel settore del trasporto leggero su gomma. Tale interesse appare non poco condizionato dalle politiche pubbliche che dimostrino di voler sostenere questo tipo di carburante nei trasporti.

Anche la facilità di rifornimento è sicuramente un elemento importante per la diffusione dei veicoli a metano. In Italia il numero di distributori è aumentato notevolmente negli ultimi anni (vedi tab. 3.5), ma dovrebbe crescere ancora in modo consistente grazie al recepimento della Direttiva DAFI. La SEN 2017 prevede che il loro numero salga a 2400 nel 2030. Dal punto di vista numerico, soprattutto se l'obiettivo della SEN venisse raggiunto, si può dire che la situazione possa essere considerata come soddisfacente³⁰ (soprattutto se venisse facilitato il rifornimento, vedi oltre).

³⁰ ³⁰ A tale proposito si segnala il piano di Snam volto anche a facilitare lo sviluppo delle stazioni di servizio nel Sud Italia (inclusa la Sardegna, quando il gas metano sarà disponibile).

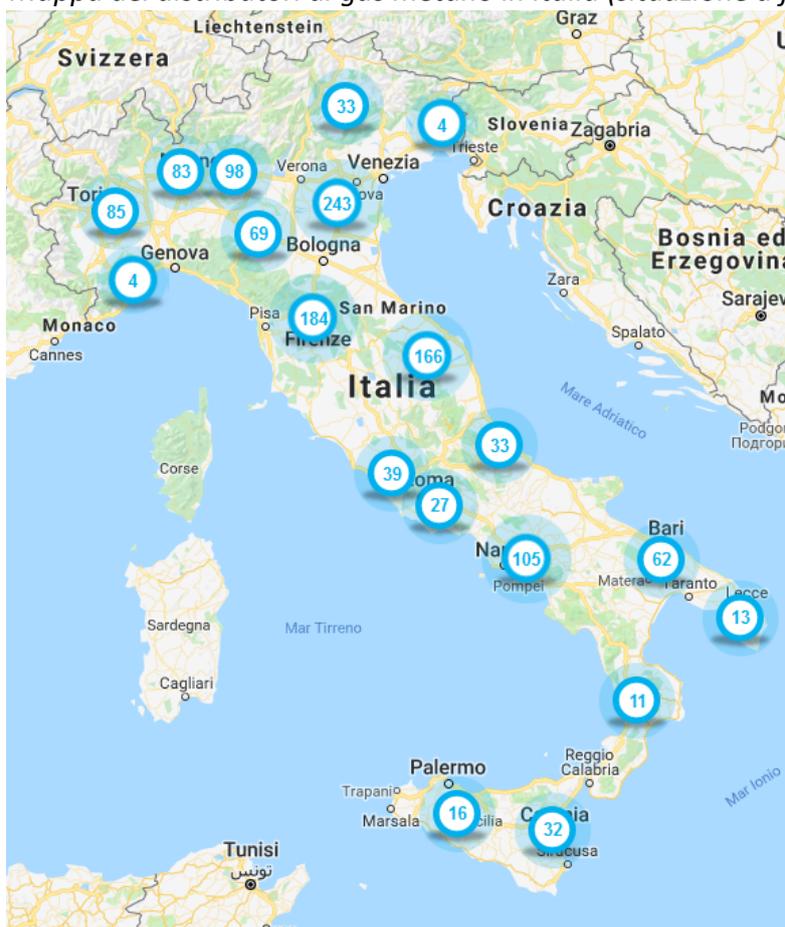
Tab. 3.5 - Evoluzione del numero di distributori stradali di metano in Italia

	2008	2010	2012	2014	2016	2018
Italia	≈700	790	959	1042	1072	≈1300

Fonti: NGV Global e MISE, 2018.

Anche per quanto riguarda la distribuzione territoriale delle stazioni di rifornimento la situazione può dirsi eccellente tranne che nel Sud Italia, dove la densità degli impianti è decisamente minore o addirittura assente come in Sardegna (v. Fig 3.2)

Fig. 3.2 – Mappa dei distributori di gas metano in Italia (situazione a fine 2018)



Fonte: NGV

Il punto critico della distribuzione in Italia rimane quello degli orari di apertura e la possibilità di utilizzare il *self-service* in modo che la ricarica possa avvenire in qualsiasi giorno e ora. La situazione attuale è decisamente anomala. Infatti, benché l'Italia sia di gran lunga il primo paese in Europa per numero di distributori di metano per autotrazione, se si guarda alla quota di distributori operativi per 24 ore al giorno, la situazione si presenta in modo molto meno brillante. Infatti in Italia gli impianti aperti a tempo pieno sono circa il 7% contro più del 70% in Germania e Olanda o addirittura quasi il 100% in Svezia e Belgio, paesi che hanno comunque una rete di distribuzione del metano non trascurabile se paragonata alla popolazione e al numero di auto a metano circolanti (vedi Tab. 3.6).

Tab. 3.6 - Impianti di distribuzione metano nei primi 10 Paesi europei (a inizio 2019)

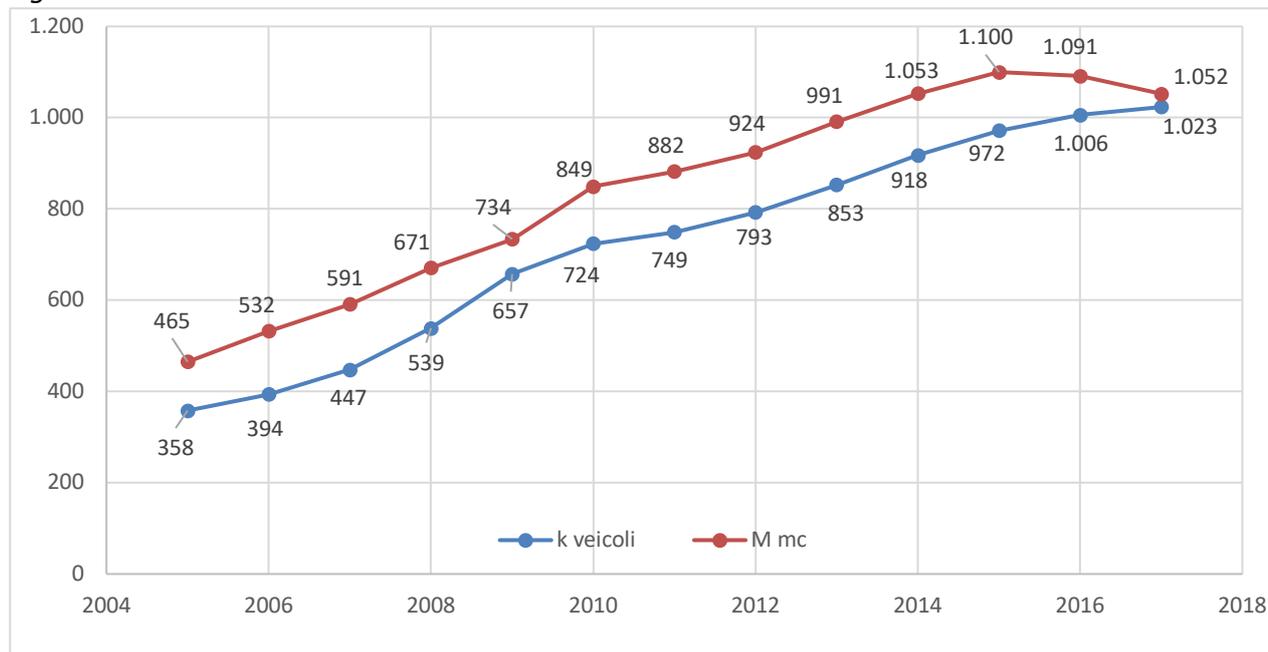
Paese	Impianti	Operativi	Non operativi	Autostradali	Aperti 24h	Aperti 24h/ operativi
Italia	1510	1301	209	47	84	6%
Germania	970	865	105	4	617	71%
Olandai	227	193	34	1	179	93%
Austria	194	167	27	9	65	39%
Turchia	189	186	3	6	154	83%
Svezia	182	174	8	0	171	98%
Svizzera	160	154	6	11	140	91%
Francia	146	100	46	1	86	86%
Belgio	129	109	20	0	108	99%
Bulgaria	111	106	5	1	92	87%

Fonte: Metanoauto.com, 2018.

3.2.3 Le vendite di metano per trasporti

Il consumo di metano per autotrazione è cresciuto in modo considerevole negli ultimi 10-15 anni.

Fig. 3.3 – Andamento dei consumi e del numero dei veicoli a metano



Fonte: MISE, BEN anni vari e ACI, Annuario statistico, anni vari.

Tale trend è stato in linea con l'aumento del numero di veicoli a metano circolanti. Più in dettaglio si osserva che i consumi sono passati da 465 milioni di metri cubi (Mmc) nel 2005 a 1.052 Mmc nel 2017 con una crescita del 126%. Il numero dei veicoli a metano è cresciuto nello stesso periodo un po' di più (+ 181%), ma in modo non molto diverso (vedi fig.3.3). La minor crescita dei consumi rispetto al numero di veicoli è dovuta, da un lato, alla modifica del mix del parco circolante (i mezzi

che consumano di più, gli autobus, sono cresciuti meno delle auto) e, dall'altro, alla generale tendenza all'aumento dell'efficienza dei veicoli. Più difficile è avere dati sulla percorrenza media. Sulla base delle nostre stime, le autovetture consumano il 70-80% del metano per autotrazione, mentre l'insieme dei veicoli industriali consumano tra il 20 e il 30% del totale.

3.2 Il comparto dell'autotrazione pesante

La già menzionata consolidata tradizione industriale del metano uso autotrazione (sia per quello che concerne i veicoli, che per l'innovazione, anche nell'*after market*.), ha consentito un certo sviluppo del mercato anche nel comparto della trazione pesante³¹.

In questo favorevole contesto, a partire dalla prima metà degli anni '90 del secolo scorso sono stati sviluppati e commercializzati veicoli industriali per la raccolta e il compattamento dei rifiuti massa a piano carico (o peso totale a terra-PPT) dalle 18 alle 26 tonnellate alimentati a GNC, a cui sul finire degli anni 2000 si sono affiancati veicoli per la distribuzione urbana delle merci. Nei primi anni '10 si è arrivati alla distribuzione regionale, grazie a trattori stradali con PPT 40 t e potenze superiori ai 300 CV e autonomie intorno ai 450 km, a cui si sono subito affiancati i primi veicoli alimentati a GNL, con PPT di 44t e aumentato raggio d'azione, che, a partire dal 2016, con l'introduzione del doppio serbatoio e potenze di 400 CV, si sono attestati su valori analoghi a quelli assicurati dal gasolio per le lunghe percorrenze.

Oggi i trattori stradali con doppio serbatoio di GNL, hanno potenze superiori ai 450 CV e PPT di 50 tonnellate.

A ottobre 2018 un Iveco Stralis NP LNG, da 460 CV con doppio serbatoio, percorrendo i 1.728 km della tratta Londra-Madrid senza effettuare soste per fare rifornimento, ha stabilito il nuovo record di percorrenza con un pieno di gas naturale liquefatto (GNL), superando di 318 km il precedente primato e segnando un'un'autonomia superiore di 178 km rispetto a quella dichiarata dal costruttore – 1.600 km – in fase di omologazione per il ciclo misto. Un risultato significativo perché ottenuto su normali strade e autostrade aperte al traffico³², con un risparmio dei costi di carburante rispetto ad un analogo modello a gasolio intorno al 40%.

Il vantaggio economico insieme a quello ambientale rappresentano del resto i *driver* del successo dei veicoli industriali alimentati a GNL, tuttavia è ancor più importante sottolineare che il gas naturale, in particolare se stoccato in forma liquida, possiede una serie di condizioni necessarie per poter fare concorrenza al gasolio. Condizioni che del resto rappresentano i tipici punti di forza dei prodotti petroliferi: elevata densità energetica, facilità e sicurezza di movimentazione e d'uso finale, ampia disponibilità.

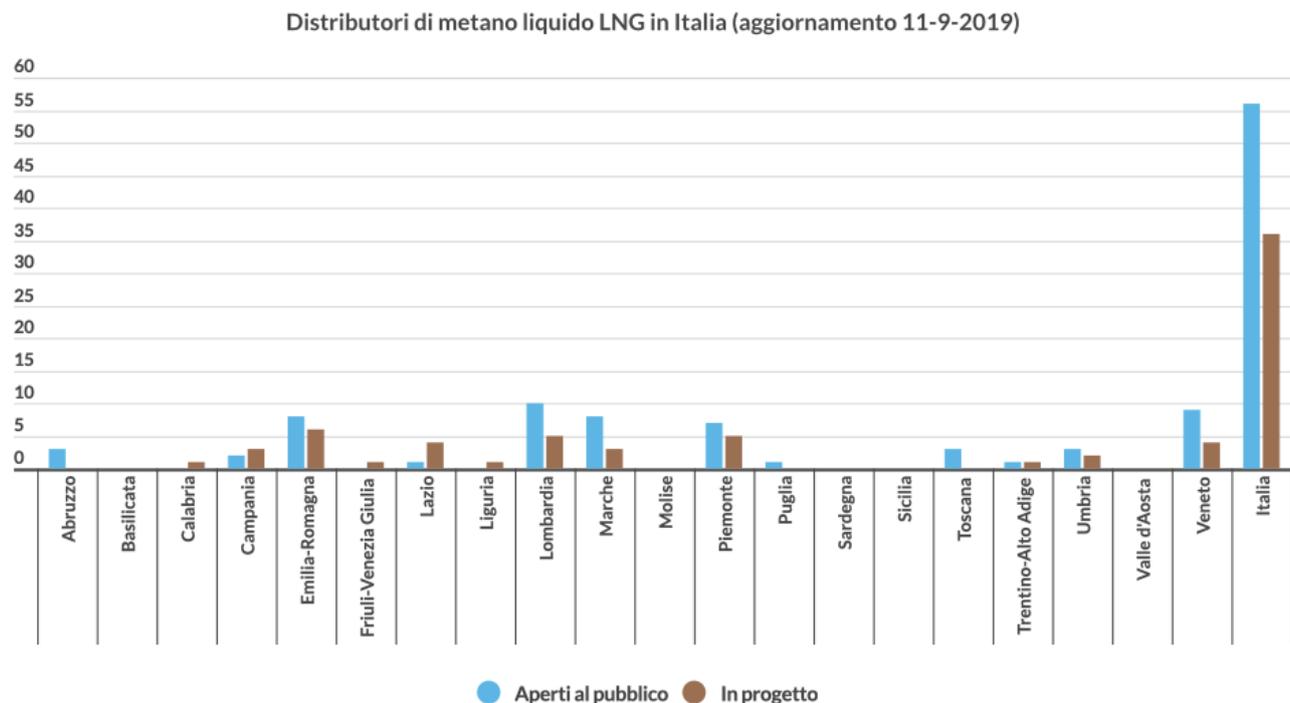
Il passaggio, tramite raffreddamento e condensazione, da stato gassoso a stato liquido riduce il volume specifico del gas naturale di circa 600 volte, cosa che permette di immagazzinare una grande quantità di energia in poco spazio. Caratteristica che ne facilita il trasporto su gomma ed è anche la ragione dell'utilizzo nei veicoli industriali, che sono appunto dotati di appositi serbatoi criogenici. Passando dal carburante all'infrastruttura di distribuzione non può non essere tenuto in debito conto che i mezzi a GNL, proprio in ragione di un'autonomia maggiore rispetto al GNC e del fatto che i veicoli industriali si spostano lungo direttrici, hanno bisogno di una densità di stazioni di rifornimento molto minore rispetto a qualsivoglia autovettura alimentata con un carburante alternativo.

³¹ Basti ricordare che le funzioni di carattere pubblico (tecniche e amministrative) della Gestione Fondo Bombole Metano, che si occupa della revisione obbligatoria delle bombole per veicoli immatricolati in Italia, trovano fondamento già a partire dalla Legge 640 del 1950.

³² Rallentamenti e congestione sulla sponda britannica della Manica, tratti con forte vento contrario in Francia e pendenze non trascurabili in Spagna, con una percorrenza di 22,6 di gas per percorrere 100 km.

Numero di stazioni di rifornimento e vendite di veicoli si sospingono vicendevolmente sia in Europa che nel nostro Paese, dove si è passati dalle 2 stazioni del 2016 alle 51 del 2019 (Fig. 3.4).

Fig. 3.4 - Impianti per l'erogazione di GNL in Italia: esistenti e pianificati a settembre 2019



Fonte: Federmetano, 2019.

Sulla base dei piani annunciati da diverse compagnie³³, la rete di distribuzione dovrebbe continuare a crescere rapidamente, poiché sono una trentina i progetti in fase di autorizzazione o di sviluppo. Anche il parco circolante di mezzi pesanti a GNL è atteso in crescita dalle attuali 1.300 unità.

Il progetto dimostrativo "LNG Blue Corridors" della Commissione Europea, finalizzato a migliorare la conoscenza e la consapevolezza del gas naturale liquefatto quale carburante alternativo per il trasporto stradale a medio-lungo raggio ha previsto, oltre alla realizzazione di stazioni di rifornimento, lo sviluppo di flotte con camion alimentati a GNL per consentire viaggi di veicoli pesanti lungo i corridoi TEN-T europei. A fine 2018, sulla rete dei BC c'erano circa 150 stazioni in esercizio e la percorrenza totale della flotta era pari a 50 milioni di km.

Si tratta di numeri importanti anche se notevole resta il distacco da paesi come la Cina, in cui le stazioni di servizio per camion e autobus sono oltre 2.500. Il Paese asiatico ha iniziato a sviluppare l'uso del GNL nel 2006 e da allora è diventata leader mondiale del settore.

3.3 Il settore del trasporto marittimo

Il settore del trasporto via nave si caratterizza ad oggi, nel nostro paese, per la sostanziale assenza di infrastrutture SSLNG e di navi alimentate a GNL (la prima nave da crociera alimentata a GNL e battente bandiera italiana ha fatto ingresso nel Mediterraneo ad aprile 2019, mentre nello stretto di Messina è già operativo un traghetto a gas) anche se gli ordinativi fioccano e le iniziative infrastrutturali, anche presso impianti già esistenti, sono numerose.

La filiera del gas naturale liquefatto ha ormai superato la fase di concentrazione su iniziative di grandi dimensioni nell'*upstream/midstream* della catena logistica, infatti numerosi sono i progetti

³³ Enercoop, Goldengas, Ham, Liquimet e Vulcangas.

di investimento posti in essere da molti operatori già in corso di autorizzazioni, autorizzati e in fase di costruzione.

Il bacino Mediterraneo si presenta in generale in ritardo rispetto ai mari del Nord Europa, dove già navigano decine di imbarcazioni a GNL che dovrebbero arrivare al 10% dell'intero naviglio entro pochi anni. A parte le grandi metaniere, l'utilizzo del GNL nel Mediterraneo è infatti al momento ancora marginale.

Il quadro strategico nazionale prevede tuttavia, già entro il 2020, oltre ad un considerevole sviluppo del mercato dell'autotrazione pesante, una significativa infrastrutturazione rappresentata da diversi impianti di stoccaggio di GNL, 7 navi alimentate con metano liquido che dovrebbero aumentare a 40 e 55 unità rispettivamente al 2025 e 2030, 4 punti di riferimento navi, destinati a diventare 12 al 2025 e 20 al 2030, con conseguenti consumi di GNL pari a 80.000 tonnellate che dovrebbero dunque concretizzarsi entro meno di due anni. La domanda è prevista decuplicare entro il 2025 per raggiungere 1 Mt entro il 2030.

Tab.3.7 – Gli obiettivi per il GNL nel Quadro Strategico Nazionale

OGGETTO	2020	2025	2030
Impianti di stoccaggio primari presso terminali	3	4	5
Impianti di stoccaggio GNL secondari	5	15	30
Stazioni di rifornimento GNC integrati con GNL	75 (2%)	375 (10%)	800 (20%)
Mezzi di trasporto pesante a GNL	2.000	-	30-35.000 (12-15%)
Consumi di GNL dei mezzi di trasporto pesante (t/a)	125.000	-	2.500.000
Consumi di GNL dei mezzi di trasporto leggero L-CNG (t/a)	44.000	-	500.000
Consumi di GNL sul mercato off grid (t/a)	138.000 (66.000 nel civile e 72.000 nell'industriale)	-	1.300.000 (300.000 nel civile e 1.000.000 nell'industriale)
Depositi satellite GNL off grid	22 nel civile e 120 nell'industriale	-	-
Domanda GNL bunkeraggi (t/a)	80.000	800.000	1.000.000
Navi a GNL nuove	2	20	35
Navi a GNL da retrofitting	5	20	25
Nuovi veicoli cisterna	50	-	-
Bunkership/punti di rifornimento GNL per navi	4	12	20
MONTE INVESTIMENTI M€	1,3	-	-

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati MISE.

L'attività industriale sembra funzionale al raggiungimento dei target fissati nella strategia energetica del nostro Paese e le società leader nella motoristica navale e nella costruzione dei serbatoi criogenici per i depositi costieri hanno di recente confermato come il trend di sostituzione del naviglio tradizionale con il GNL sia già in atto e costituisca la prospettiva della motoristica navale a livello internazionale.

Numerosi sono infatti i progetti in corso di realizzazione relativi a depositi intermedi di GNL, sia presso le grandi infrastrutture di rigassificazione già esistenti che come impianti autonomi e intermedi.

Tab. 3.8 – Terminali di rigassificazione esistenti e pianificati

NOME	SOCIETÀ	LUOGO	CAPACITÀ in Gmc/anno	SSLNG	Operatività
(grandi) TERMINALI ESISTENTI					
Panigaglia	GNL Italia (Snam)	Panigaglia (La Spezia)	4,00	Studio di fattibilità per SSLNG concluso	Esistente
FRSU Toscana	OLT Offshore (Toscana LNG)	Livorno off-shore	3,75	Studio di fattibilità per SSLNG e progettazione di dettaglio conclusi	Esistente
Terminale GNL Adriatico	Adriatic LNG	Porto Levante (Rovigo)	8,00	Studio di fattibilità per SSLNG concluso	Esistente
TERMINALI PIANIFICATI					
Falconara	API – Nova Energia	Falconara Marittima			Autorizzato
Porto Empedocle	Nuove Energie	Porto Empedocle			Autorizzato
TERMINALI PREVISTI già CON DOTAZIONE SSLNG					
Gioia Tauro	LNG MED GAS Terminal	Gioia Tauro	-	x	Autorizzato
Rosignano	Edison	Rosignano	-	x	In corso

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati Assocostieri e MISE 2019.

Presso i tre terminali già esistenti sono stati conclusi, con esito positivo, gli studi di fattibilità relativi alla realizzazione di infrastrutture di Small Scale LNG (SSLNG) come depositi satellite, strutture per il rifornimento di autobotti, rifornimento e trasporto di *isocontainer*, sistemi di *truck loading*.

Oltre ai terminali di Falconara Marittima e Porto Empedocle, rispettivamente proposti dalle società Api/Nuova Energia e da Nuove Energie, e già autorizzati, esistono due progetti che prevedono già in origine la realizzazione di infrastrutture logistiche per lo SSLNG. Si tratta del terminale di Gioia Tauro che sarebbe realizzato da LNG MED GAS e quello di Rosignano di Edison.

Per quanto concerne i depositi costieri sono previste realizzazioni in tutta Italia per una capacità di stoccaggio complessiva pari a circa 180.000 mc liquidi.

Su 14 sono tuttavia solo 4 i progetti completamente autorizzati, di cui due in costruzione ovvero Ravenna e Oristano (uno dei tre depositi previsti in questa località). Per 5 iniziative l'iter autorizzativo è avviato e in corso, per 3 è stato presentato lo studio iniziale di fattibilità, mentre per 2, è stata fatto un bando per la raccolta di manifestazioni di interesse.

Il fiorire delle summenzionate iniziative è stato preso in considerazione anche dall'Autorità di regolazione che, facendo seguito alla delibera 16 marzo 2017, 141/2017/R/gas, ha di recente avviato con apposito documento del 20 novembre 2018 590/2018/R/gas, una consultazione sugli "Orientamento della regolazione dei depositi di stoccaggio di GNL e dei servizi di Small Scale forniti da infrastrutture regolate, al fine di raccogliere elementi utili alla definizione delle condizioni tecniche ed economiche di accesso ed erogazione dei servizi connessi, approfondendo il perimetro

e le attività riconducibili ai servizi di Small Scale LNG e sviluppando la definizione degli obblighi di separazione contabile.

Tab. 3.9 – Depositi di stoccaggio GNL in Italia – situazione a inizio 2019

LUOGO	GESTORE	STATUS autorizzativo	CAPACITA' in mc di gas liquido	ENTRATA IN ESERCIZIO	NOTE
Brindisi	Edison	Studio di fattibilità	20.000	-	Progetto della capacità annua di 1 Mmc che prevede il rifornimento di navi, autocisterne ed <i>isocontainer</i> che viaggerebbero sia su strada che su rotaia.
Cagliari	ISGAS ENERGIT	In corso	22.000	-	
Crotone	IONIO fuels	Studio di fattibilità	20.000	-	Capacità nominale annua di approvvigionamento e distribuzione fino a 1,44 Mmc (700.000 via camion e 340.000 via nave).
Livorno	Costiero Gas Livorno SpA (Enifuel/Liquigas)/ Neri Vulcangas Investimenti (Neri SpA/ Vulcangas) che insieme costituiscono Livorno LNG Terminal SpA	In corso	9.000	-	Investimento di 50 M€ (co-finanziabile nell'ambito del programma <i>Gainn4Sea</i>); sarà approvvigionato tramite navi gasiere per successiva distribuzione mediante autocisterne e bettoline, per il rifornimento di stazioni di servizio e navi.
Napoli	Autorità di Sistema del Mar Tirreno Centrale	Manifestazione di interesse	-	-	Domande presentate da Butangas-Confapi Napoli-De Biase-Edison-Energas-Engie-Galdieri-Italcost-Higas-Kuwait Petroleum-Liquigas-Marine Service-Snam-So.De.Co-Sofregaz-Wartsilia.
Porto Marghera	Decal	In corso	32.000	-	Capacità iniziale di 150 Kmc a salire a 9 Mmc annui. Oltre allo stoccaggio sono previsti nuova infrastruttura per attracco navi, un sistema di carico di bettoline e 5 corsie per carico di autocisterne con investimento di 100 M€.
Porto Torres	Consorzio Industriale Provinciale Sassari	In corso	10.000	-	-

Ravenna	Edison/Petrolifera Italo Rumena SpA - PIR (Depositi Italiani GNL)	In costruzione	20.000	2021	Capacità annua di 1 Mmc con potenzialità di alimentazione di 12 mila veicoli e 48 traghetti; Investimento da 10 M€, con allocazione dell'85% capacità a Edison che ha sottoscritto un contratto della durata di 12 anni (rinnovabile per altri 8) con Knutsen OAS Shipping finalizzato alla costruzione di una nave della portata di 32.000 mc che trasporterà il Gnl ai depositi costieri.
Oristano	Edison SpA	Autorizzato	10.000	-	-
Oristano	Gas and Heat/CPL Concordia/Stolt-Nielsen Gas (Higas Srl)	In costruzione	9.000	2020	Capacità annua complessiva di 350 Kmc; Investimento di 100 M€ cofinanziato dall'Unione europea. Stolt-Nielsen Gas ha ordinate 6 metaniere con capacità 7.500 mc liq, di cui una sarà operativa a fine 2019/inizio 2020 nel Mediterraneo
Oristano	IVI Petrolifera SpA	In corso	9.000	2021	Capacità annua complessiva di 60 Kmc.
Salerno	Sol SpA	Autorizzato	300	2019	Investimento da 2 M€ che prevede la movimentazione di GNL con 48 autobotti l'anno
Genova/La Spezia/Savona	Novella, Cosulich e Autogas, Eni	Studio di fattibilità	-	-	Progetto finalizzato al rifornimento di navi da crociera e traghetti.
Augusta	Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sicilia Orientale	Manifestazione di interesse, scadenza bando 6 febbraio, assegnazione entro 60-90 gg	15.000		Progetto cofinanziato dalla Commissione Europea in ambito Gain4Mos per la fornitura di GNL a mezzi navali e ISO containers; è prevista la realizzazione di un distributore C- LNG collegato

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati Assocostieri e MISE 2019.

Nei prossimi capitolo si analizzeranno nel dettaglio i driver di consumo del gas naturale, liquefatto e compresso, nel settore dei trasporti in Italia, arrivando ad un'ipotesi di crescita dei consumi per singolo segmento di utilizzo.





**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

4.1 Introduzione

L'impiego di metano nei trasporti può essere il risultato della scelta degli attori privati in base alle convenienze determinate dalle condizioni del mercato lasciato libero di funzionare autonomamente oppure in base a condizioni influenzate dall'intervento pubblico finalizzato a promuovere (o a dissuadere) l'uso del metano. Si può dire che nel settore energetico l'intervento pubblico è sempre presente tramite la fiscalità, gli incentivi o i regolamenti. Si può però distinguere l'intervento in atto da quello potenziale e soprattutto si possono esaminare le ragioni che possono spingere l'autorità politica ad intervenire.

In questo capitolo esamineremo dapprima la convenienza che i soggetti privati hanno oggi a scegliere un veicolo a metano sulla base dei dati economici attuali valutati tramite il "total cost of ownership" (TCO) per l'uso di un mezzo di trasporto. Benché, come detto, tali costi dipendano anche oggi da alcuni interventi politici (ad es. la fiscalità sui carburanti), chiameremo tale convenienza in "ottica privata" perché poco influenzata da obiettivi politici che in prospettiva sembrano destinati a diventare molto più rilevanti, sia per scelte interne che internazionali.

Successivamente esamineremo le ragioni che possono spingere i pubblici poteri ad intervenire nel settore della mobilità per meglio allineare i comportamenti privati agli interessi collettivi in una "ottica pubblica" confrontando il trasporto a metano con altre alimentazioni alternative. In particolare esamineremo l'impatto che potrebbero avere l'obiettivo della riduzione delle emissioni climalteranti e ad impatto locale e l'obiettivo dello sviluppo dell'impiego di fonti rinnovabili. Il loro perseguimento, imposto dalla politica energia-clima dell'UE, potrebbe infatti incidere sullo sviluppo dell'alimentazione dei diversi tipi di veicoli. Da ultimo, sulla base delle conclusioni emerse da questa analisi e dai dati visti nel capitolo precedente, presenteremo una stima delle prospettive di impiego del metano nel trasporto leggero su gomma in Italia fino al 2030.

4.2 La convenienza economica degli autoveicoli a metano nell'ottica privata

La scelta di un "consumatore razionale" (dal punto di vista economico) si basa sulla minimizzazione dei costi a parità di servizio reso. La penetrazione degli autoveicoli a metano dipende quindi anzitutto dalla loro convenienza rispetto agli autoveicoli simili con diversa alimentazione. I costi da prendere in considerazione sono i costi totali (*Total Cost of Ownership*) che includono i costi di acquisto e i costi di esercizio (carburante, manutenzione, assicurazione, bollo, ecc.).

Tali costi, essendo sia fissi che variabili, danno luogo a un costo per chilometro percorso ("il servizio") che dipende dalla percorrenza annua. Il costo chilometrico di esercizio è quindi il parametro che dà una misura della convenienza economica di un veicolo rispetto ad un altro.

Per quanto riguarda i costi fissi, i dati di mercato mostrano che i costi di acquisto di un'auto a metano sono solo leggermente superiori a quelli per l'acquisto di un'auto a benzina o gasolio dello stesso modello.

L'importanza di questa voce di costo sul costo totale diminuisce appunto all'aumentare della percorrenza annua. Ciò attenua l'importanza del differenziale di costo del mezzo di trasporto per quegli automobilisti che, come avviene di solito per quelli che acquistano auto a metano, hanno una percorrenza annua elevata. Anche per questa ragione, il consumatore attento all'aspetto economico, nel decidere il tipo di veicolo da acquistare, considera soprattutto i costi di esercizio, che sono dominati dai costi del carburante. Va però anche tenuto presente che i veicoli a metano presentano lo svantaggio di avere un peso superiore e una minore capacità del bagagliaio a motivo delle bombole a gas compresso.

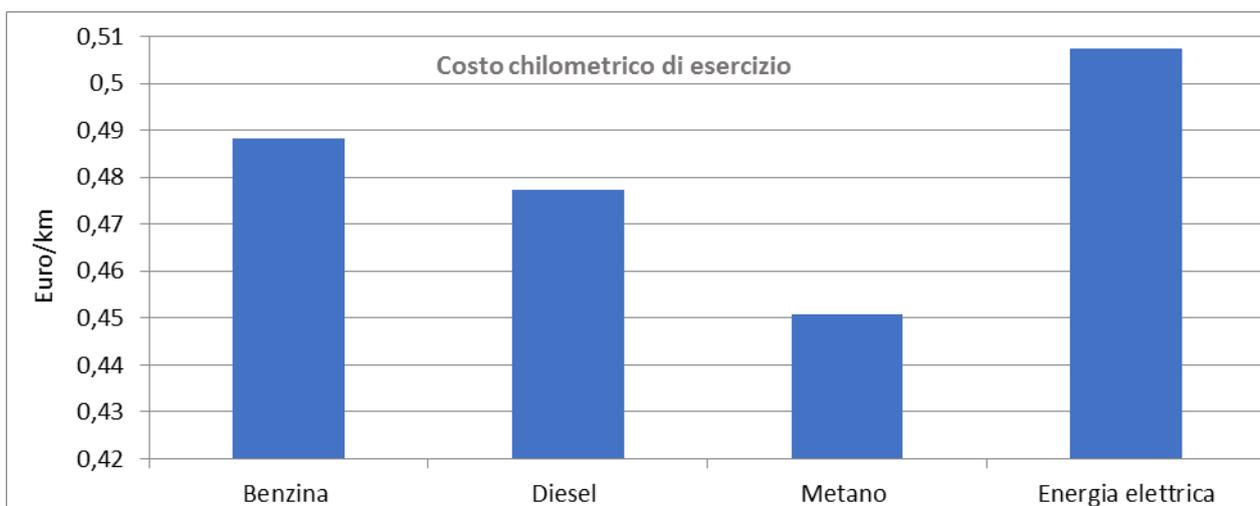
Al fine di evitare di commettere errori facendo sì un confronto tra auto dello stesso segmento, ma aventi caratteristiche diverse perché di costruttori diversi, un modo abbastanza semplice per

valutare la convenienza del metano rispetto alle altre alimentazioni è quello di confrontare i costi per km della stessa autovettura con la stessa percorrenza ma con alimentazione diversa. Ragionamento analogo può essere fatto anche per i veicoli commerciali leggeri. Per questa ragione nelle figure che seguono vengono confrontati i costi chilometrici dello stesso veicolo con diversa alimentazione della stessa casa costruttrice.

Per quanto riguarda le auto è stata scelta la Golf, cioè una delle vetture più vendute del segmento C in Italia, che è disponibile con tutti i tipi di alimentazione. La fonte dei dati è l'ACI che pubblica il "costo di esercizio del veicolo", inteso come "l'insieme delle spese che l'automobilista sostiene per l'uso del veicolo, più le quote di ammortamento (quota capitale e quota interessi) del capitale necessario all'acquisto del veicolo, ammortizzato in un determinato periodo d'uso espresso in km (vita tecnica)". I valori riferiti al 2018, riportati in figura, mostrano che l'auto a metano ha un costo di esercizio riferito a una percorrenza di 15.000 km annui (rappresentativa della percorrenza media degli automobilisti con auto a metano) inferiore tra il 5% e l'11 % rispetto alla medesima auto alimentata a gasolio, benzina o elettrica.

Il ricorso ai dati del "costo di esercizio del veicolo" computato dall'ACI, di norma utilizzato per calcolare l'importo dei rimborsi chilometrici che spettano al lavoratore dipendente per le autovetture concesse in uso promiscuo, si è reso necessario evitare scelte discrezionali nell'individuazione e nell'aggiornamento dei parametri.

Fig. 4.1 Confronto dei costi di esercizio di una Golf (VII) alimentata con diversi tipi di carburante e con motorizzazioni il più simili possibile per una percorrenza annua di 15.000 km

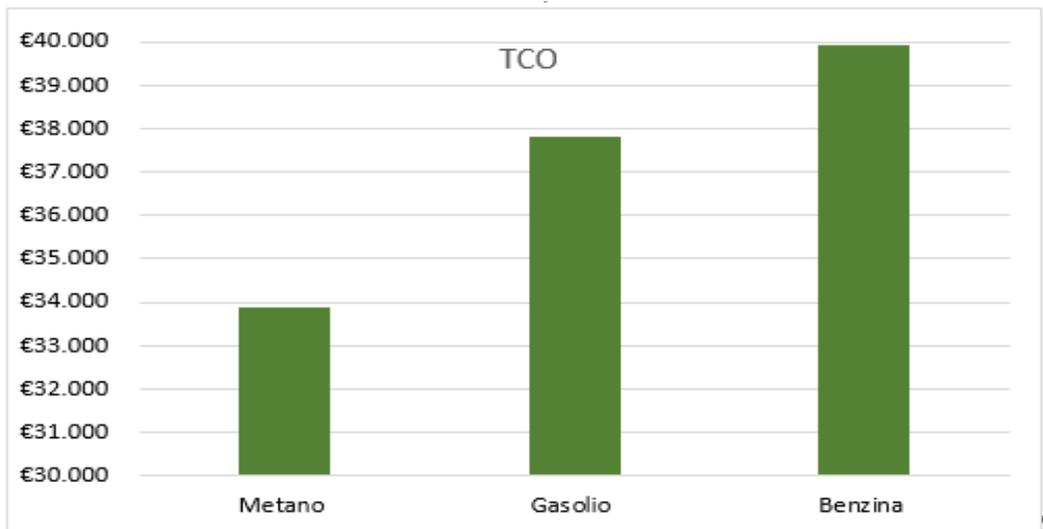


Fonte: Tabelle nazionali 2018 dei costi chilometrici di esercizio di autovetture e motocicli elaborate dall'ACI (Dlgs n. 314/1997).

Per quanto riguarda i veicoli commerciali leggeri si è scelto il Doblò della Fiat, anch'esso uno dei veicoli più diffusi e più rappresentativi di questa categoria, e si è utilizzato il calcolatore messo a disposizione dal costruttore (FCA) per confrontare il TCO e il costo chilometrico per l'uso del veicolo. Nelle figure sono riportati i risultati del TCO e del costo chilometrico del Doblò nelle diverse alimentazioni: metano, gasolio e benzina. Come si può osservare, anche in questo caso, l'alimentazione a metano è quella che consente i minori costi, con un risparmio del 10% rispetto all'alimentazione a gasolio³⁴ e del 15% rispetto a quella a benzina³⁴.

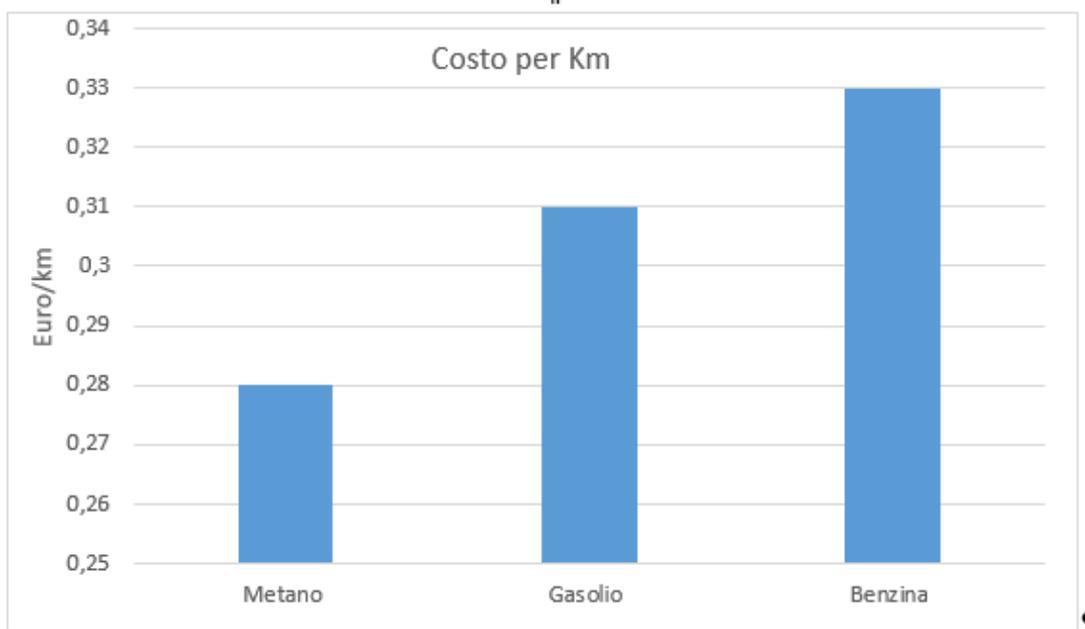
³⁴ Prezzi dei carburanti relativi all'ultima settimana di settembre 2018.

Fig.4.2 - Confronto del TCO dello stesso veicolo commerciale leggero (Fiat Doblò) alimentato con diversi tipi di carburante e mossa da motorizzazioni con identica potenza.



Fonte: Simulazione operata con TCO Calculator di FCA

Fig. 4.3 - Confronto del costo chilometrico tra lo stesso veicolo commerciale leggero (Fiat Doblò) alimentato con diversi tipi di carburante e mossa da motorizzazioni con identica potenza.



Fonte: Simulazione operata con TCO Calculator di FCA.

I casi esaminati possono essere considerati rappresentativi della situazione attuale. Pertanto possiamo concludere che le auto e i veicoli commerciali leggeri a metano sono competitivi rispetto ai veicoli a benzina e a gasolio entro un intervallo dal 5 al 15%. Se malgrado la convenienza economica gli acquisti di auto a metano sono marginali, si può pensare che vi siano altri fattori (per esempio le difficoltà di rifornimento, il limitato numero di modelli tra cui poter scegliere) che compensano il vantaggio del minor costo chilometrico.

Va peraltro ricordato che il vantaggio delle auto a metano è legato al minor costo del carburante. In effetti il gas naturale per autotrazione nel 2018 - a parità di contenuto energetico- costava meno

della metà della benzina e poco più della metà del gasolio e circa il 20% in meno del GPL (vedi tab. 4.1). Tale vantaggio dipende dall'accisa agevolata di cui gode il metano (vedi tab. 4.2)

Tab.4.1 - Prezzi medi annuali dei carburanti in Italia

CARBURANTE		2005	2009	2012	2015	2016	2017	2018
Benzina s. piombo	€/l	1,221	1,234	1,787	1,535	1,444	1,528	1,599
Gasolio	€/l	1,109	1,081	1,705	1,405	1,282	1,384	1,488
GPL Auto	€/l	0,570	0,563	0,823	0,613	0,564	0,634	0,673
Metano auto	€/kg	0,704	0,838	0,966	0,986	0,979	0,967	0,980

Valori in unità fisiche omogenee*

Benzina s. piombo	c€/MJ	3,682	3,721	5,390	4,629	4,355	4,608	4,822
Gasolio	c€/MJ	3,029	2,953	4,657	3,839	3,502	3,780	4,064
GPL Auto	c€/MJ	2,292	2,264	3,310	2,465	2,268	2,549	2,706
Metano auto	c€/MJ	1,534	1,826	2,104	2,148	2,133	2,107	2,135

Fonte: ACI e ns elaborazioni su dati MISE e Assogasmetano 2018.

*I coefficienti di conversione adottati (in MJ/l e MJ/kg per il gas naturale) sono i seguenti: 33,16 per la benzina, 36,61 per il gasolio, 24,87 per il GPL e 45,90 per il gas naturale.

Tab.4.2 – Accise dei diversi carburanti in Italia

Carburante		2005	2009	2012	2015	2016	2017	2018
Benzina s. piombo	€/1.000 l	563,0	564,0	724,2	728,4	728,4	728,4	728,4
Gasolio	€/1.000 l	413,0	423,0	613,2	617,4	617,4	617,4	617,4
GPL Auto	€/1.000 l	156,6	125,3	147,3	147,3	147,3	147,3	147,3
Metano auto	€/1000 kg	15,0	3,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Valori in unità fisiche omogenee*

Benzina s. piombo	c€/MJ	1,698	1,701	2,184	2,197	2,197	2,197	2,197
Gasolio	c€/MJ	1,128	1,155	1,675	1,686	1,686	1,686	1,686
GPL Auto	c€/MJ	0,630	0,504	0,592	0,592	0,592	0,592	0,592
Metano auto	c€/MJ	0,033	0,008	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007

Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

*I coefficienti di conversione adottati (in MJ/l e MJ/kg per il gas naturale) sono i seguenti: 33,16 per la benzina, 36,61 per il gasolio, 24,87 per il GPL e 45,90 per il gas naturale.

Se si confrontano invece i prezzi industriali dei carburanti, il metano per autotrazione risulta avere (a inizio 2019) un prezzo allineato se non superiore a quello degli altri carburanti a parità di contenuto energetico (vedi tab. 4.3). Poiché la determinazione dell'accisa è a discrezione del potere politico (al di sopra di una soglia minima fissata dall'UE), può accadere che chi si accinge a comperare un'auto percepisca il vantaggio del costo del carburante come a rischio di futuri cambiamenti. Un atteggiamento pubblico favorevole all'uso del metano dovrebbe perciò fugare ogni dubbio al riguardo.

Tab. 4.3- Prezzo medio annuo dei carburanti in c€/MJ al netto delle tasse

CARBURANTE		2005	2009	2012	2015	2016	2017	2018
Benzina s. piombo	c€/MJ	1,645	1,680	2,747	1,949	1,675	1,928	2,142
Gasolio	c€/MJ	1,675	1,566	2,631	1,781	1,445	1,723	2,007
GPL Auto	c€/MJ	1,536	1,659	2,593	1,742	1,545	1,827	1,984
Metano auto	c€/MJ	1,494	1,815	2,096	2,140	2,125	2,099	2,127

Fonte: elaborazioni proprie degli autori.



4.3 Veicoli a metano ed emissioni di CO2

4.3.1 L'impatto dell'obbligo di riduzione delle emissioni per il settore trasporti

Va anzitutto osservato che sia a livello europeo che italiano la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GES) nel settore trasporti si è presentata come la più difficoltosa. Ad esempio nell'UE mentre le emissioni complessive di gas serra si sono ridotte del 22% tra il 1990 e il 2016 (ultimo anno con dati ufficiali disponibili), quelle per i trasporti sono cresciute del 27% (vedi Tab. 4.4).

L'Italia ha fatto decisamente meglio dell'UE nel settore trasporti, tuttavia, anche nel nostro paese, mentre le emissioni di GHG sono diminuite del 23% tra il 1990 e il 2016, quelle nel settore trasporti sono cresciute del 2%.

Se si prende come riferimento il 2005, anno base su cui vanno calcolate le emissioni per il rispetto dell'ESD³⁵, la situazione migliora decisamente perché le emissioni sono diminuite sia nell'UE che in Italia, tuttavia anche questa diminuzione è stata molto più bassa di quella generale (cfr tab. 4.5). Ciò ha fatto sì che il peso delle emissioni del settore trasporti, pari al 19,8% nel 1990, sia salito al 26,3% nel 2016.

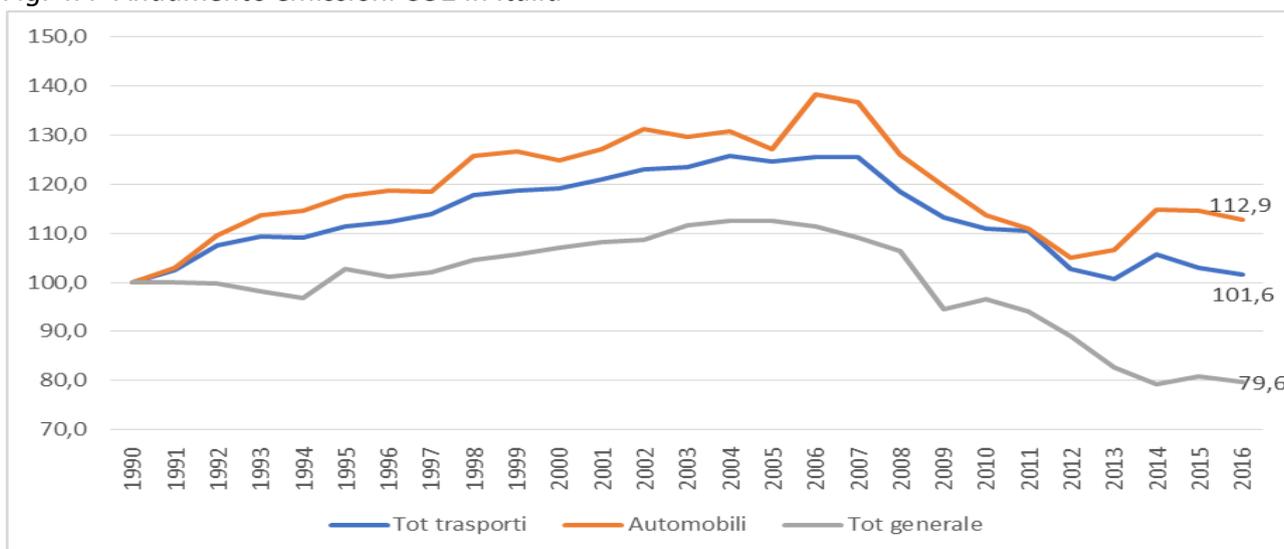
Tab. 4.4 – Andamento delle emissioni di gas serra (totale e trasporti) nell'UE e in Italia

(Mt CO2-eq)	1990	2000	2005	2010	2016	2016 vs 1990	2016vs 2005
EU-28 Total GHG Emissions	5 719,6	5 277,7	5 351,2	4 909,1	4 440,8	-22%	-17%
EU-28 Transport, including International Bunkers	967,1	1 175,7	1 269,5	1 228,5	1 226,4	27%	-3%
Italy, Total (net emissions)	515,3	511,1	553,3	473,3	397,9	-23%	-28%
Italy, Transport	102,1	113,6	128,0	115,2	104,5	2%	-18%

Fonti: UNFCC e DG-MOVE, 2018.

Se ci si concentra sulla CO2, che è di gran lunga il principale gas di serra, risulta che tra il 1990 e il 2016, a fronte di una riduzione del 20% delle emissioni totali di CO2 in Italia, il settore trasporti le ha invece incrementate del 2% (vedi fig. 4.4).

Fig. 4.4 -Andamento emissioni CO2 in Italia



Fonte: elaborazione su dati ISPRA, Serie storiche delle emissioni nazionali 1980-2016.

³⁵ Si veda il Capitolo 2.



In particolare le emissioni delle automobili, che rappresentano ca il 60% delle emissioni del settore trasporti in Italia (vedi tab. 4.5), sono cresciute più della media rispetto al 1990 (+13%) e sono calate rispetto al picco del 2006 meno che per gli altri mezzi di trasporto nonostante l'indubbio progresso nell'efficienza dei veicoli.

Tab. 4.5 - Emissioni di gas serra (Gg eq) per categoria di veicoli e di alimentazione

	1990	2011	2012	2013	2014
Autovetture Benzina	37.929,8	25.949,1	22.409,3	21.465,5	21.147,0
Autovetture Gasolio	13.906,1	33.462,9	28.689,3	29.768,3	30.692,9
Autovetture GPL	4.052,5	3.880,0	4.129,6	4.694,9	4.773,9
Autovetture E85		0,8	0,9	0,9	0,9
Autovetture Gas Naturale	538,4	1.545,3	1.630,9	1.747,6	1.859,2
Autovetture Ibride		27,5	32,9	47,1	68,2
Veicoli commerciali leggeri Benzina	1.674,1	737,6	725,9	675,8	658,8
Veicoli commerciali leggeri Gasolio	7.812,0	18.049,9	15.643,9	13.746,7	14.072,1
Veicoli commerciali pesanti Benzina	31,9	0,7	0,8	0,8	0,8
Veicoli commerciali pesanti Gasolio	22.842,9	20.506,3	19.507,3	18.600,2	18.725,3
Autobus Gasolio	3.650,2	3.011,2	2.792,9	2.803,7	3.152,0
Autobus Gas Naturale	2,3	195,9	198,4	206,0	215,0
Ciclomotori - Benzina	1.115,2	897,1	843,5	785,2	756,1
Motocicli - Benzina	1.611,8	2.120,6	2.108,8	2.040,5	2.088,6
Totale	95.167,2	110.384,9	98.714,4	96.583,1	98.210,8

Nota: a queste emissioni vanno aggiunte le emissioni della navigazione e dell'aviazione interna (rispettivamente 3,8 e 2,2 Mt CO₂ nel 2016)

Fonte: ISPRA 2016, citato da Guida MISE 2016.

Questi dati confermano che il problema della riduzione delle emissioni nel settore trasporti è più difficile che negli altri settori e questo obiettivo può diventare uno dei driver fondamentali dell'intervento pubblico in questo settore. Tuttavia il ricorso all'obiettivo di riduzione delle emissioni di GES per prevedere quale potrebbe essere la politica italiana nel settore trasporti non è facile da interpretare per diverse ragioni contrastanti.

Da un lato, malgrado le difficoltà per ridurre le emissioni nel settore trasporti, finora l'Italia ha ampiamente rispettato i limiti attribuiti per le emissioni nei settori non-ETS (vedi tab. 4.6). In particolare i settori non-ETS diversi dai trasporti hanno ridotto le proprie emissioni più della quota di obbligo. Se questa tendenza dovesse continuare significherebbe che vi sono a disposizione quantitativi di emissione utilizzabili nel settore trasporti senza superare il limite di emissioni concesso all'Italia e quindi l'urgenza di ridurre le emissioni nel settore trasporti sarebbe meno forte. Dall'altro però il *banking* dei permessi non è ammesso tra il periodo 2013-2020 e il periodo 2021-2030, e i permessi allocati all'Italia per il periodo 2021-2030 saranno calcolati sulla base delle emissioni medie nel triennio 2016-2018 (quindi partire da un livello iniziale più basso significa avere minori margini in futuro) e poi diminuiti linearmente in modo da raggiungere nel 2030 il livello desiderato (-33% rispetto al 2005).

Infine va tenuto conto che una parte della riduzione delle emissioni conseguita negli scorsi anni è stata dovuta alla stagnazione economica. L'Italia sarebbe certamente poco previdente se contasse sulla continuazione di tale situazione per non impegnarsi a ridurre le emissioni anche nel settore trasporti.

Tab. 4.6 – Allocazione ed emissioni di GHG dell'Italia nei settori non-ETS

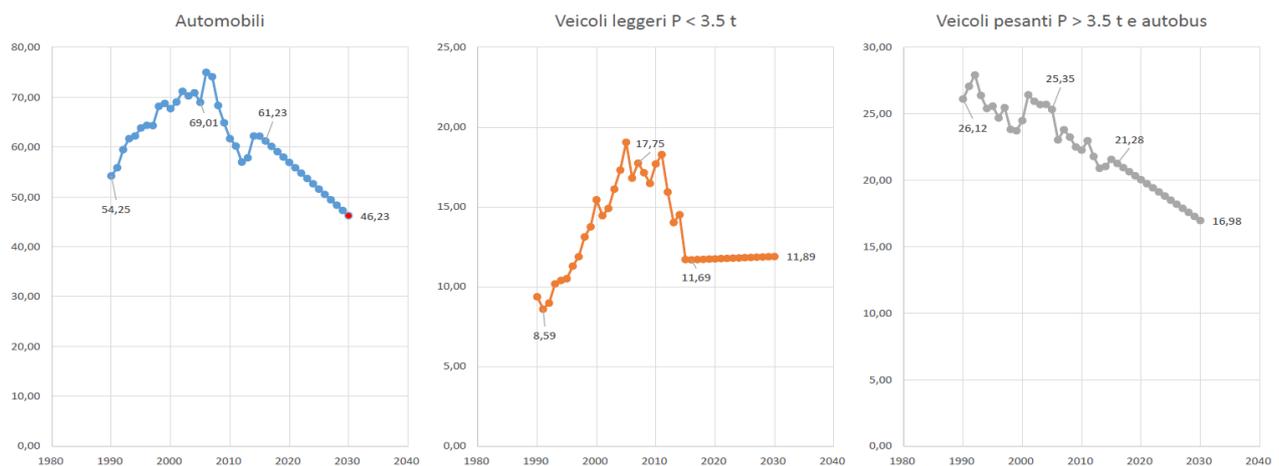
Anno	Allocazioni	Emissioni	Emiss-Alloc
2013	308.161.627	273.349.154	-34.812.473
2014	306.197.285	265.275.604	-40.921.681
2015	304.232.942	273.282.682	-30.950.260
2016	302.268.599	270.685.435	-31.583.164
2017	298.251.997		
2018	295.836.698		
2019	293.421.397		
2020	291.006.099		

Fonte: UE, EU Transaction Log, 2017.

Dalle ragioni esposte sopra emerge che è difficile dire quanta riduzione delle emissioni dovrebbe essere conseguita in ciascun settore (e quindi nel settore trasporti) per rispettare l'obbligo derivante dal traguardo tassativo fissato dell'UE per il 2030.

A soli fini indicativi, si può fare un esercizio supponendo che ogni settore e sub-settore non-ETS contribuisca nella stessa proporzione alla riduzione delle emissioni generali riducendo le proprie del 33% rispetto al 2005. Per calcolare tale riduzione ci si può limitare alla CO₂ che rappresenta il 99% delle emissioni nel settore trasporti in Italia (contro l'84% della media generale).

I risultati di tale esercizio, illustrati in fig. 4.5, mostrano che tra il 2016 e il 2030, le autovetture dovrebbero diminuire le loro emissioni di 15 milioni di tonnellate (da 61 a 46 Mt di CO₂). In altri termini le emissioni delle auto dovrebbero diminuire di circa il 25% tra il 2016 e il 2030, ovvero dell'1,7% all'anno, cioè di circa 1 Mt all'anno. I veicoli leggeri già oggi emettono 1/3 meno di quanto emettevano una decina di anni or sono e quindi potrebbero continuare ad emettere le stesse quantità. Infine i veicoli pesanti e gli autobus dovrebbero ridurre le loro emissioni di poco più di 4 milioni di tonnellate di CO₂, pari a circa l'1,4% all'anno.

Fig. 4.5 - Possibile obiettivo di andamento delle emissioni di CO₂ nel settore trasporti

Fonte: ns elaborazioni su dati ISPRA.

Se si accettano i dati sopra riportati come indicazioni di policy, emerge chiaramente che lo sforzo maggiore per ridurre le emissioni nel settore trasporti dovrebbe essere fatto agendo sui veicoli automobilistici e, in misura più contenuta, nel settore dei trasporti pesanti.

Questa “riduzione teorica” per conseguire l’obiettivo UE potrebbe essere ottenuta in molti modi, in particolare:

- aumentando l’efficienza media delle auto (come già richiesto dalle normative Euro VI);
- diminuendo la percorrenza totale delle auto;
- modificando il mix di alimentazione delle auto circolanti.

Si tratta di vedere quindi quanto possono contribuire le auto a metano al raggiungimento di questo obiettivo.

4.3.2 Confronto tra le emissioni di CO₂ delle automobili

Come già osservato la riduzione delle emissioni di CO₂ è una delle preoccupazioni fondamentali della politica energia-clima dell’UE e, quindi, di tutti i Paesi membri. Allo sforzo per ridurre le emissioni di CO₂ può contribuire la penetrazione delle auto a metano in sostituzione di quelle che usano benzina o gasolio.

Al fine di confrontare le emissioni di un’auto a metano rispetto a un’auto con diversa alimentazione si possono seguire due metodi.

Il primo metodo applicabile è quello di effettuare un calcolo teorico delle emissioni di un motore di pari potenza utile alimentato con diversi carburanti. In tal caso bisogna prendere in considerazione:

- le emissioni comparate di CO₂ derivanti dalla combustione dei carburanti considerati;
- il rendimento dei motori che utilizzano tali carburanti.

I fattori di emissione di CO₂ durante la combustione di metano, gasolio, o benzina per unità di energia rilasciata durante tale processo dipendono dai rapporti stechiometrici della reazione chimica che si instaura e sono quindi noti con certezza (se si conosce esattamente la composizione dei carburanti utilizzati). I dati ufficiali usati dall’ISPRA per le statistiche internazionali sulle emissioni italiane sono riportati nella tabella 4.7.

Tab. 4.7 – Fattori di emissione dei diversi carburanti utilizzati in Italia

	tCO ₂ /toe	Indice
Metano Italia 2016	2,415	100
Benzina, media sperim. 2012-2016	3,009	125
Gasolio media sperim. 2012-2016	3,081	128

Fonte: ISPRA, Italian Gas Inventory, 1990-2016

Se i motori delle auto a metano avessero esattamente lo stesso rendimento energetico delle auto alimentate con un carburante diverso, i rapporti di emissione di due auto identiche sarebbero uguali ai rapporti tra i fattori di emissione, pertanto i veicoli a metano avrebbero un vantaggio del 25-30% rispetto ai veicoli a benzina o gasolio. Tuttavia un motore a ciclo otto (benzina o metano) e un motore a ciclo *diesel* non hanno la stessa efficienza globale.

Benché i motori non abbiano tutti lo stesso rendimento a parità di ciclo usato, in linea di massima la letteratura tecnica indica che un motore *diesel* può avere un’efficienza superiore dal 15 e il 35% rispetto a un motore a ciclo otto (a benzina o a metano) di pari prestazioni³⁶. Ciò non esclude che in futuro la dinamica tecnologica possa modificare tali rapporti a vantaggio di uno o dell’altro tipo di motore.

³⁶ Ad esempio il prof. Vittorio Rocco, ordinario di Macchine a fluido nella facoltà di ingegneria dell’Università di Roma-Tor Vergata nel suo corso di Motori a combustione interna indica questi *range* di rendimento globale dei motori: motori Otto: 0,28-0,36; motori Diesel per autotrazione: 0,36-0,44.

Prescindendo da tali possibili evoluzioni, se combiniamo i fattori di emissione dei carburanti con i rendimenti dei motori oggi utilizzati, possiamo dire che un'auto a metano può far risparmiare il 20-25% di emissioni di CO₂ se sostituisce un'auto a benzina, mentre ha emissioni di CO₂ comparabili a quelle di un'analoga auto con motore diesel.

Il secondo metodo invece si basa sui dati delle emissioni di auto reali in commercio. Ovviamente si devono considerare auto identiche, o il più possibile simili, con l'unica differenza di essere alimentate con un carburante diverso.

Come è noto, le emissioni specifiche (in g CO₂/km) dei singoli modelli possono essere calcolate in molti modi. In particolare con riferimento a un ciclo di omologazione oppure a un ciclo di riferimento (urbano, extraurbano). Le missioni effettive dipendono però dall'uso reale dell'auto (tipo di percorso, comportamento del guidatore, ecc.). Non è dunque immediato fare un confronto che indichi le emissioni effettive di due auto uguali alimentate con un diverso carburante.

Abbiamo cercato di superare questa difficoltà selezionando modelli della stessa casa e dello stesso tipo che abbiano il più possibile una motorizzazione con prestazioni simili (o in qualche caso identiche). I dati di emissione sono quelli della "Guida sul risparmio di carburanti e sulle emissioni di CO₂ delle autovetture" pubblicata dal MISE, MATTM e MIT (utilizzata anche dal sito Economia&Lavoro del Sole-24 Ore da cui sono stati presi i dati di altri modelli). I risultati del confronto sono presentati nelle tab. 4.8 e 4.9

Tab. 4.8 – Consumi di carburanti ed emissioni di CO₂ di alcuni modelli di autovetture

Modello	Alimentazione	Cilindrata	extra-urbano			Emissioni CO ₂	
			Urbano	urb	misto	g/km*	cfr vs CH4
			Consumi (l/100 km o mc/100km)				
FIAT-Panda							
0,9 TwinAir ber 5P S&S Trekking	benzina	875	5,2	4,2	4,6	105	1,24
1,3 Multijet ber 5P SS trekking	gasolio	1248	4,4	3,5	3,8	100	1,18
0,9 Twin-Air Turbo ber 5P Trekking	metano/benz	875	6	4	4,7	85 (106)	1 (1,25)
Mercedes-Benz Classe B							
B200 5P multiu	Benzina	1595	8,3	5	6,2	144	1,21
B250 5P multiu	Benzina	1991	8,8	5,5	6,8	157	1,32
B200 d 5P multiu	Gasolio	2143	5,5	3,9	4,5	117	0,98
B200 5P multiu	Metano	1991	9,1	5,2	6,7	119	1,00
OPEL- Zafira Tourer							
1.4 120 cv	benzina	1364	8	5,5	6,4	150	1,10
1,6 CDTI 120 cv S&S	gasolio	1598	5,4	4,4	4,7	125	0,92
150cv CNG man	metano	1598	10,3	6	7,6	136	1
Volkswagen Golf							
1.4/92 kW aut	benzina	1395	6,2	4,4	5,1	119	1,29
1,6/81 kW aut	gasolio	1598	4,5	3,7	4	104	1,13
1,4/81 kW aut	metano/benz	1395	6,7	4,3	5,2	92 (124)	1 (1,35)

*Nota: I valori tra parentesi si riferiscono al secondo tipo di carburante dell'auto bi-fuel.

Fonte: Guida MISE, MATTM e MIT 2016.



Dalle tabelle 4.8 e 4.9, che possiamo considerare indicative delle emissioni di modelli identici o simili di auto alimentate con diverso carburante, possiamo trarre le seguenti conclusioni:

- le auto a metano riducono le emissioni di CO₂ del 20-35% rispetto alle auto a benzina;
- le auto a metano hanno emissioni di CO₂ paragonabili a quelle delle auto a gasolio (da + 8% a -13%).

In definitiva il metodo del confronto tra diversi modelli di auto uguali alimentate con diversi carburanti conferma le conclusioni ottenute con il metodo di calcolo basato sui fattori di emissione e sui rendimenti medi dei diversi tipi di motori anche se vi sono alcune differenze tra le prestazioni motoristiche dei diversi costruttori di automobili.

Tab. 4.9 – Emissione di CO₂ (g/km) di alcuni modelli di auto venduti in Italia con diverse alimentazioni

Modello	Benzina	Gasolio	Metano (benzina)
Panda 1.2	133	114	113 (146)
G. Punto 1.4 5P	139	119	115 (149)
VW Passat Variant eco 1.4	186	146-158	124 (167)
VW Touran 2.0	166	156	154

Fonte: Il Sole-24 Ore, 2018.

Si può pertanto concludere che la penetrazione delle auto a metano può favorire una riduzione del 20-30% delle emissioni di CO₂ se avviene a scapito delle auto a benzina, mentre ha un impatto trascurabile se avviene sostituendo auto a gasolio. Prima di generalizzare questa conclusione estendendola al futuro va tuttavia ricordato che:

- come accennato sopra, la tecnologia motoristica è mobile. In generale tutte le case automobilistiche tendono a migliorare l'efficienza delle proprie auto anche per rispettare le norme EURO che diventano sempre più severe. Solo se la dinamica tecnologica riguardante i diversi tipi di motore mantenesse le distanze attuali i valori sopra indicati possono essere considerati validi anche in prospettiva;
- il confronto relativo agli impatti ambientali dei diversi veicoli deve essere valutato secondo un approccio di *Life Cycle Assessment*, ovvero considerando tutte le fasi della filiera logistica, dall'estrazione del combustibile allo smaltimento del veicolo a fine vita utile, e non basandosi esclusivamente sulle emissioni allo scarico. Per questo tipo di analisi si rinvia all'apposito capitolo.

4.4 Veicoli a metano e possibilità di uso delle fonti rinnovabili

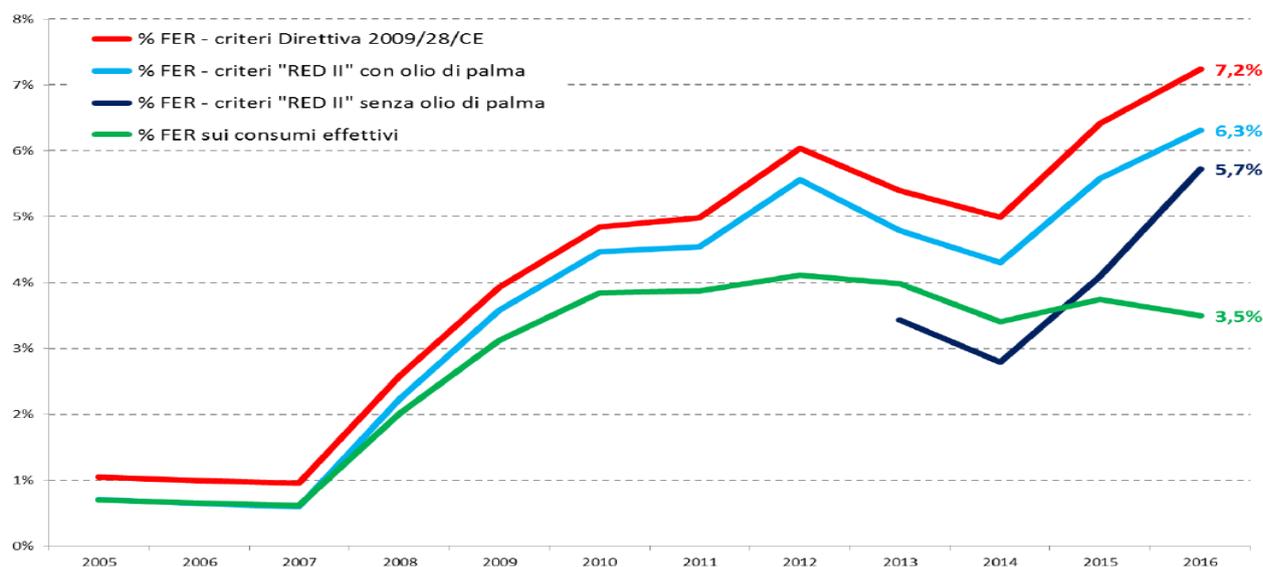
4.4.1 L'impatto dell'obbligo europeo di uso delle FER nei trasporti e la politica italiana

Come si visto nel cap.2, la RED2 impone ai paesi membri dell'UE di coprire nel 2030 i consumi energetici del settore trasporti con almeno il 14% da fonti rinnovabili. Vista la possibilità di produrre metano "rinnovabile" di cui si dirà più oltre, questo obbligo potrebbe non solo favorire, ma anzi imporre la promozione di una forte penetrazione dell'uso del metano (tramite l'impiego di biometano) nei trasporti anche in Italia.

Per capire quanto questa indicazione sia valida, occorre però prestare attenzione a molti aspetti. In primo luogo la quota "nominale" di obbligo del 14% può essere raggiunta con una quota "reale" decisamente inferiore grazie alla possibilità di conteggio multiplo di alcune fonti con coefficienti moltiplicativi che peraltro sono stati modificati più volte nel tempo. A titolo di esempio basti dire

che, per l'Italia nel 2016, a fronte di una quota reale del 3,5% la quota contabilizzata in base ai criteri della RED1 era del 7,2% (vedi fig. 4.6).

Fig. 4.6 – Quota dei consumi finali di energia coperta da FER nel settore trasporti in Italia



Fonte: elaborazioni GSE su dati Eurostat e GSE
 Per gli anni precedenti il 2013 non si dispone dei dati di dettaglio sulle quote dei biocarburanti prodotti a partire da olio di palma, motivo per cui le elaborazioni sulle quantità al netto dell'olio di palma (linea blu) partono dal 2013.

In secondo luogo si deve tenere presente che i biocarburanti (tra cui il biometano), per essere considerati "utilizzabili", ai fini del rispetto dell'obbligo della RED2, devono rispettare i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di GHG rispetto ai carburanti fossili.

Tab. 4.10 – Riduzione delle emissioni di GHG con il biometano nei trasporti con alcuni sistemi di produzione

BIOMETANO PER TRASPORTI (*)			
Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard
Letame umido	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	117 %	72 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	133 %	94 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	190 %	179 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	206 %	202 %
Pianta intera del granturco	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	35 %	17 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	51 %	39 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	52 %	41 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	68 %	63 %
Biorifiuti	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	43 %	20 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	59 %	42 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	70 %	58 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	86 %	80 %

(*) Le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra relative al biometano si riferiscono solo al biometano compresso rispetto al carburante fossile per trasporti di riferimento pari a 94 g CO₂eq/MJ.

Fonte: Direttiva 2018/2001 (RED 2).



In particolare, per gli impianti di produzione che entrano in funzione dal 2021, la riduzione delle emissioni deve essere almeno del 65% e il calcolo delle emissioni deve avvenire in base a quanto stabilito dalla Direttiva secondo un procedimento alquanto complesso perché bisogna tenere conto di tutta la catena logistica (il risultato dipende quindi non solo dalla materia prima utilizzata, ma anche dal processo di trasformazione e da altri elementi quali ad es. il trasporto). Per quanto riguarda il biometano i valori indicati dalla RED2 (che potranno essere modificati in futuro) sono riportati nelle tabelle 4.10 e 4.11.

Tab.4.11 – Valori standard di emissione nella catena del biometano secondo la RED2

Sistema di produzione di biometano	Soluzione tecnologica		VALORI TIPICI [g CO ₂ eq/MJ]						VALORI STANDARD [g CO ₂ eq/MJ]					
			Coltiva-zione	Tratta-mento	Upgra-ding	Traspor-to	Compr-essione presso la stazione d'im-barco	Crediti per letame	Coltiva-zione	Tratta-mento	Upgra-ding	Traspor-to	Compr-essione presso la stazione d'im-barco	Crediti per letame
Letame umido	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	-124,4	0,0	117,9	27,3	1,0	4,6	-124,4
		combustione dei gas di scarico	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	-124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	-124,4
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	-111,9	0,0	4,4	27,3	0,9	4,6	-111,9
		combustione dei gas di scarico	0,0	3,2	4,5	0,9	3,3	-111,9	0,0	4,4	6,3	0,9	4,6	-111,9
Pianta intera del granturco	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	18,1	20,1	19,5	0,0	3,3	-	18,1	28,1	27,3	0,0	4,6	-
		combustione dei gas di scarico	18,1	20,1	4,5	0,0	3,3	-	18,1	28,1	6,3	0,0	4,6	-
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	17,6	4,3	19,5	0,0	3,3	-	17,6	6,0	27,3	0,0	4,6	-
		combustione dei gas di scarico	17,6	4,3	4,5	0,0	3,3	-	17,6	6,0	6,3	0,0	4,6	-
Biorifiuti	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	30,6	19,5	0,6	3,3	-	0,0	42,8	27,3	0,6	4,6	-
		combustione dei gas di scarico	0,0	30,6	4,5	0,6	3,3	-	0,0	42,8	6,3	0,6	4,6	-
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	5,1	19,5	0,5	3,3	-	0,0	7,2	27,3	0,5	4,6	-
		combustione dei gas di scarico	0,0	5,1	4,5	0,5	3,3	-	0,0	7,2	6,3	0,5	4,6	-

Fonte: Direttiva 2018/2001 (RED 2).

Per la produzione di biometano è anche possibile utilizzare una miscela di materie prime (ad esempio letame e granturco) con un conseguente calcolo delle emissioni in proporzione. Dalla tab. 4.10 emerge ad esempio che il limite del 65% è certamente raggiunto se si utilizza il letame (le emissioni potrebbero risultare addirittura negative perché si evita il rilascio di GHG legato al suo spandimento), ma non viene raggiunto, ad esempio, utilizzando la pianta intera di granturco o anche i biorifiuti, se il trattamento del digestato è allo scoperto e non viene bruciato il gas di scarico.

Pur dovendo operare nel quadro della Direttiva RED2 e delle Direttive precedenti, ogni Stato membro ha alcuni margini di flessibilità e deve definire la propria politica per rispettare l'obbligo comunitario.

Dopo il recepimento della Direttiva 2003/30/CE con il d. lgs 27 maggio 2005 n. 102, l'Italia ha stabilito che la verifica del rispetto dell'obbligo da parte dei "soggetti obbligati" alla penetrazione delle FER nel settore dei trasporti, cioè coloro che immettevano al consumo benzina e gasolio, avvenga attraverso la consegna di "Certificati di Immissione al Consumo" (CIC), corrispondenti a 10 Gcal di energia del biocarburante utilizzato. Questo sistema è stato introdotto con il D.M. 29 aprile 2008 n. 110 per facilitare il controllo del rispetto dell'obbligo e, nello stesso tempo, per minimizzare il costo di promozione dei biocarburanti. Ciò è dovuto al fatto che tutti i biocarburanti in regola con

la normativa ricevono i CIC, perciò sono in concorrenza tra di loro e i soggetti obbligati possono limitarsi ad acquistare i CIC sul mercato.

Un'altra disposizione italiana che vale la pena ricordare è quanto stabilito per la quota dell'obbligo da soddisfare con "biocarburanti avanzati" a cui può partecipare anche il biometano. In base al D. lgs 51, 21 marzo 2017 di recepimento della Direttiva ILUC, la sottocategoria di biocarburanti inclusi nell'Allegato IX parte A della Direttiva (i cd "biocarburanti avanzati") deve rappresentare almeno lo 0,5% del consumo di carburanti nel settore trasporti su strada e ferroviari al 2020. Tale decisione era già stata preceduta dal DM 10 ottobre 2014 "Aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati" che fissava un obiettivo ancora più ambizioso del valore minimo imposto dalla Direttiva e si spingeva fino al 2022, stabilendo sia gli obblighi annuali di immissione di biocarburanti fino al 2022, sia la quota minima dei "biocarburanti avanzati" destinata a salire dall'1,2% nel 2018 all'1,6% nel 2020 e al 2,0% nel 2022.

Si può dire che da parte dell'Italia vi sia da tempo un'attenzione particolare all'impiego del biometano nei trasporti. Tuttavia, sia il DM 5 dicembre 2013 che quello del 10 ottobre 2014, pur avendo cercato di promuoverne l'uso, non hanno dato risultati significativi. Si è reso pertanto necessario un ulteriore decreto (DM 2 marzo 2018 "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore trasporti") che ha introdotto un obbligo specifico di impiego per il biometano e ha modificato in modo significativo il sistema di incentivazione dando maggiori certezze di recupero degli investimenti. Più in dettaglio, il DM 2 marzo 2018:

- ridefinisce gli obblighi quantitativi di biocarburanti, tra cui di quelli avanzati fino al 2022 (da 0,6% nel 2018 a 1,85% nel 2022), riducendo gli obblighi precedenti (a fronte della constatazione dei ritardi nel raggiungimento degli obiettivi);
- stabilisce che la quota dei biocarburanti avanzati inizialmente dovrà essere soddisfatta per $\frac{3}{4}$ dal biometano e per $\frac{1}{4}$ dagli altri biocarburanti avanzati. Indica però anche che tali percentuali potranno essere modificate in seguito "per tener conto della effettiva disponibilità ed economicità dei diversi tipi di biocarburanti avanzati";
- stabilisce che i produttori di biometano e i soggetti obbligati possono contrattare direttamente tra di loro la cessione del biometano da immettere in rete destinato all'impiego nel settore trasporti. In tal caso i produttori otterranno mensilmente per 20 anni un numero di CIC corrispondente alla quantità di biometano effettivamente venduto e immesso in rete, ma il numero di CIC non può superare quello corrispondente alla quantità di gas erogato dagli impianti di distribuzione stradale o autostradale indicati nel contratto di fornitura;
- in alternativa al "contratto diretto" tra produttori e soggetti obbligati, introduce un sistema di ritiro "a prezzo garantito" dei CIC e del biometano da parte del GSE al quale i produttori possono aderire. Il sistema di incentivazione garantita prevede che il GSE:
 - ritiri e paghi ai produttori i CIC (per i quali vale il principio del *double counting* che quindi assegna un CIC ogni 5 Gcal) a 375 euro l'uno entro un limite prestabilito per dieci anni;
 - possa (se richiesto dal produttore di biometano) ritirare anche il biometano (o una parte di esso) a un prezzo pari al 95% del prezzo medio mensile del gas naturale sul mercato a pronti del GME (MPGAS);
 - rivenda il biometano acquistato al PSV preferibilmente mediante asta pubblica a soggetti che dimostrino di poter consegnare e destinare tale gas alla vendita nel settore trasporti tramite distributori stradali (o comunque dove sia destinato ad alimentare mezzi di trasporto);

- assegna ai produttori di biometano l'ulteriore opzione di chiedere al GSE il solo ritiro e pagamento dei CIC e di vendere direttamente sul mercato il gas prodotto che deve però essere destinato al consumo nel settore trasporti;
- prevede ulteriori incentivi (maggiorazione 20% numero di CIC) per i produttori che investono e destinano il biometano a nuovi impianti di distribuzione (limite massimo del *bonus* pari a 600.000 euro a impianto) o che provvedono a liquefarlo (limite massimo del *bonus* 1.200.000 euro);
- stabilisce che gli impianti a biogas esistenti totalmente o parzialmente riconvertiti alla produzione di biometano godano delle stesse condizioni incentivanti dei nuovi impianti;
- stabilisce infine che l'incentivazione per il biometano si applichi agli impianti che entrino in esercizio entro il 31.12.2022 e fino a un quantitativo massimo di produzione annua di biometano di 1,1 miliardi di metri cubi (con pci di 8110 kcal/mc).

Anche se complesso³⁷, il Decreto biometano 2018 sembra in grado di riuscire davvero ad avviare la produzione di questo prodotto da destinarsi al settore trasporti. Esso spinge fortemente i soggetti obbligati e i produttori ad aderire al meccanismo gestito dal GSE in quanto in grado di dare maggiori garanzie sia ai primi che ai secondi. Tale meccanismo è stato opportunamente disegnato in modo tale da rispondere anche a due altre esigenze. Innanzitutto prevede misure che impediscano un eccesso di offerta di biometano rispetto all'obiettivo stabilito nel caso in cui l'incentivo si rivelasse molto generoso (come accaduto per i conti energia di promozione del fotovoltaico). In secondo luogo viene garantita la copertura dei costi del programma mettendoli a carico dei distributori di carburanti e, in definitiva, degli automobilisti e trasportatori che usano i carburanti tradizionali. Ad oggi gli allacciamenti relativi all'immissione di biometano nelle proprie infrastrutture già contrattualizzati da Snam Rete Gas ammontano a 400 Mmc, una quantità sufficiente ad alimentare l'attuale parco auto a metano compresso con una percentuale di energia rinnovabile del 40%, stando ai consumi attuali.

Non si può tuttavia non rilevare che, nonostante gli sforzi fatti per considerare tutti i casi possibili, rimane qualche punto non chiaro sulle prospettive e sull'applicazione del Decreto.

Non è ad esempio esattamente definita la reale quantità di biometano da mettere in rete per trasporti e soprattutto non vi è garanzia assoluta che ciò accada. Per quanto riguarda la quantità di biometano da immettere in rete abbiamo fatto un calcolo teorico (vedi col. 2 di tab. 4.12) sulla base della quota d'obbligo applicata a una domanda costante di carburanti di 340 milioni di Gcal (lo stesso valore utilizzato dal Ministero dello Sviluppo economico nel richiedere l'approvazione del Decreto all'UE), tuttavia è evidente che si tratta di un dato affetto da incertezza. Tale quantitativo potrebbe essere interamente contrattualizzato con il GSE o, almeno in parte, contrattualizzato direttamente tra produttori e soggetti obbligati. A priori non è quindi possibile dire quale sia la quota d'obbligo gestita direttamente dal GSE. Tuttavia alcuni dati resi noti dal GSE fanno propendere per l'ipotesi che tutti i soggetti obbligati abbiano aderito alla gestione dell'obbligo tramite il GSE. Infatti, nel gennaio 2019 il GSE ha pubblicato sul suo sito il dato dei CIC sottoscritti con un contratto decennale da parte dei soggetti obbligati. L'impegno sottoscritto dai distributori di carburanti è pari a 292.426 CIC corrispondenti a circa 180 milioni di metri cubi. Benché il GSE non abbia ancora pubblicato l'elenco dei soggetti obbligati aderenti, e non precisi se tale valore si riferisca al 2018 o al 2019, quest'ultimo è molto simile al valore calcolato per il 2018 per l'obbligo complessivo teorico a carico

³⁷ Per l'applicazione di questo Decreto il GSE ha pubblicato un documento intitolato "Procedure applicative DM 2 marzo 2018" di ben 197 pagine! (Scaricabile dal sito: www.gse.it/documenti_site/Documenti_GSE/Services_per_te/BIOMETANO/Procedure_applicative_DM_2_marzo_2018_18062018.pdf).

di tutti i soggetti obbligati (vedi Tab. 4.12). Ciò fa pensare che tutti (?) i soggetti obbligati abbiano aderito. Supponendo quindi che il dato si riferisca agli impegni per il 2018, si può calcolare la stima teorica del biometano avanzato da immettere in rete fino al 2022 applicando le quote crescenti dell'obbligo (vedi colonna 5 di tab. 4.12 con valori non molto diversi da quelli in colonna 2). Pertanto si può ritenere con buona confidenza che questo dato rappresenti: a) il quantitativo totale di biometano che i soggetti obbligati ritengono di dover fare immettere in rete e b) il quantitativo che ha diritto al sostegno diretto tramite la gestione del GSE (almeno per quanto riguarda i CIC).

Tab. 4.12 - *Stima dell'obbligo teorico e del quantitativo massimo di biometano acquistabile dal GSE*

	Mmc teorici*	N. CIC	Gcal biometano	Mmc
2018	188,7	292.426	1.462.130	180,3
2019	251,5	389.901	1.949.507	240,4
2020	283,0	438.639	2.193.195	270,4
2021	471,6	731.065	3.655.325	450,7
2022	581,7	901.647	4.508.234	555,9

* *Quantità teorica calcolata sulla base delle quote del DM 2.3.2018 applicate a una domanda di 340 milioni di Gcal di carburanti*

Fonte: ns elaborazioni in base al DM 2.3.2018 e al dato "Stima della quantità massima annua ritirabile" di CIC disponibile sul sito GSE a gennaio 2019.

Per quanto riguarda la garanzia che lo sviluppo dell'immissione di biometano segua effettivamente la traiettoria indicata, va osservato che, poiché i soggetti obbligati che aderiscono al sistema GSE sono considerati in regola con il rispetto dell'obbligo anche se il numero di CIC ottenuti dal GSE fosse inferiore a quelli richiesti (nel caso in cui il quantitativo di biometano immesso in rete non fosse sufficiente a soddisfare la domanda di CIC del GSE), non vi è certezza che la curva di immissione di biometano segua quella dell'obbligo. In altri termini il meccanismo esonera i soggetti obbligati aderenti dall'impegno diretto affinché si raggiunga l'obiettivo di immissione di biometano in rete indicato dal Decreto.

Dalla tab. 4.12 emerge anche che il quantitativo di obbligo di immissione di biometano avanzato destinato ai trasporti risulta uguale a ca 550 Mmc nel 2022, cioè è pari a circa la metà del limite di 1,1 miliardi di metri cubi standard indicato dal Decreto. Inoltre, poiché gli impianti a cui si applica il decreto devono entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2022, non è facile capire il significato del limite posto a 1,1 Gmc per la validità della disposizione stessa. Una possibile spiegazione potrebbe essere che i soggetti obbligati, oltre ad acquistare i CIC dal GSE ne comprino altri (un quantitativo equivalente) direttamente dai produttori (rimanendo però ignota la ragione per la quale dovrebbero superare il loro obbligo di immissione di biometano avanzato). Un'altra possibile spiegazione è pensare che il Decreto, pur riferendosi solo al periodo fino al 2022, abbia voluto porre un tetto ai quantitativi incentivabili da raggiungere nel periodo successivo al 2022.

Un altro punto non chiaro è il risultato delle aste per vendite di metano da parte del GSE. I soggetti obbligati aderenti non sembrano avere molto interesse a partecipare a tali aste perché sono già adempienti all'obbligo una volta che si siano procurati i CIC tramite il contratto con il GSE. Perché dovrebbero acquistare quel gas dovendo poi trovare un distributore di metano che lo ritiri? I distributori di metano sono probabilmente i soli soggetti interessati a partecipare a tali aste, a condizione di ottenere uno sconto sul prezzo del metano acquistato (che andrà ad appesantire il costo dei CIC dei soggetti obbligati).

Nonostante queste incertezze, la politica italiana di promozione del biometano nei trasporti fino al 2022 appare ormai definitiva. Rimane ora da decidere la politica per il periodo successivo, cioè almeno fino al 2030, sulla base degli obblighi introdotti dalla RED2.

La proposta di PNIEC, inviata dal Governo italiano alla Commissione a inizio 2019, costituisce il documento di riferimento, seppure provvisorio, per la politica energia-clima dell'Italia nel settore dei trasporti per ottemperare agli obblighi comunitari per il 2030. La tabella 4.13 ne riporta i principali contenuti per il settore trasporti.

Tab. 4.13 - Contributo delle FER nel settore trasporti secondo i criteri della RED2

	Fattore moltiplicativo	2016	2017	2025	2030
Numeratore		2.056	1.665	4.152	5.953
Biocarburanti avanzati	X 2	9	7	695	1.057
<i>di cui biometano</i>	X 2	0	0	511	793
<i>di cui altri biocarburanti</i>	X 2	9	7	184	264
Biocarburanti double counting non avanzati	X 2	765	350	630	570
Biocarburanti single counting		265	703	655	710
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	X 4	2	2	126	379
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	X 1,5	156	159	228	314
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti		31.719	30.352	28.851	27.607
Quota FER-T (%) – RED II		6,5%	5,5%	14,4%	21,6%

Fonte: MISE, MATTM e MIT, 2018.

Come si vede, l'Italia prevede di andare molto al di là dell'obbligo minimo di uso di FER nei trasporti (21,6% anziché 14%). Tale risultato è ottenuto anzitutto riducendo del 9% tra il 2017 e il 2030 la domanda complessiva di prodotti energetici (tra i quali non viene però conteggiato il GPL) nel trasporto stradale e ferroviario. Per quanto riguarda invece l'offerta il maggiore contributo (1097 ktep e 7,7% come quota con i fattori moltiplicativi RED2) dovrebbe venire dai biocarburanti avanzati, oggi praticamente assenti. Al loro interno il PNEC conferma che il biometano dovrebbe rappresentare "orientativamente" i $\frac{3}{4}$ del totale come stabilito nell'ultimo decreto biometano. Sorprende un po' però che mentre nel testo si afferma: "Per il biometano avanzato proveniente dagli scarti agricoli e FORSU si conferma il *target* di almeno 1,1 Gmc al 2030", nella tabella il dato indicato (793 ktep) corrisponde a poco meno di 1 mld di m³ (utilizzando il coefficiente pci di 8110 kcal/mc indicato dal decreto stesso)³⁸.

Il PNEC prevede però anche un contributo un po' da tutte le soluzioni oggi in campo, sia nuove che consolidate.

Tra le nuove (in quanto oggi hanno un peso trascurabile o sono assenti) vi è l'uso dell'idrogeno (obiettivo 1%, ma assente dai dati in tabella), i "recycled fossil fuels" e, soprattutto, lo sviluppo dell'uso dell'elettricità nel settore stradale. L'elettricità, infatti, dovrebbe fornire un contributo del 7,2%, di poco inferiore a quello dei biocarburanti avanzati, utilizzando i coefficienti premianti previsti dalla RED2. Tale contributo dovrebbe venire soprattutto da un consumo al 2030 di 4,5 TWh nei trasporti stradali (6 milioni di auto di cui 1,6 veicoli elettrici puri e 4,4 ibridi *plug-in*) e per 4 TWh nei trasporti ferroviari.

³⁸ Questa incongruenza tra testo e tabella non è purtroppo l'unica nel caso dei trasporti. Inoltre molti dati indicati non trovano corrispondenza con le statistiche del GSE specificamente destinate a fornire un quadro di riferimento e monitoraggio per il target UE.

Tra le “vecchie fonti rinnovabili” sorprende un po’ che venga previsto un contributo di 0,8 Mtep pari al 3% da biocarburanti di prima generazione (in tabella 0,71 Mtep), così come è curioso che si preveda di andare oltre al limite fissato dalla RED2 per i biocarburanti da allegato IX parte B (oli vegetali esausti e grassi animali) per i quali: “si propone un incremento fino al 2%, con contributo finale fino al 4% (con il doppio conteggio); traguardo da raggiungersi solo con gli oli vegetali esausti (UCO) e dando priorità all’UCO raccolto su territorio nazionale, rispettando il principio di economia circolare, e in linea con i nuovi obiettivi del pacchetto rifiuti” (PNIEC).

Per i biocarburanti di prima generazione la sorpresa dipende dal fatto che questi sono in grandissima parte importati (più del 70% nel 2017) e non ci sarebbe bisogno del loro contributo, in base alle previsioni del PNEC, per rispettare il *target* comunitario.

Per gli oli alimentari la perplessità dipende invece dalla considerazione che non sembra facile passare da circa 89.000 tonnellate di biodiesel prodotto nel 2017 (GSE, 2018) agli obiettivi indicati, anche se esiste un consorzio specifico (il CONOE) che si incarica della loro raccolta. Ad esempio, il CONOE stima che il potenziale di olio da cucina usato raccogliabile sia di 260 mila tonnellate di cui 80.000 da settori professionali e 180 da utenze domestiche, ma, attualmente, la raccolta dal settore professionale ha quasi raggiunto il tetto massimo, mentre quella domestica è quasi inesistente per motivi comprensibili.

4.4.2 Possibile contributo del biometano all’impiego delle FER nei trasporti

L’impiego del biometano nei veicoli alimentati a metano può senz’altro contribuire ad incrementare l’uso di fonti rinnovabili e a conseguire l’obiettivo UE nel settore trasporti. Posto che l’obiettivo politico attuale enunciato dalla bozza del PNIEC è quello di raggiungere un consumo di 1,1 miliardi di metri cubi (e il decreto biometano 2018 fissa proprio questo limite, oltre che la scadenza temporale del 31.12.2022 per l’entrata in esercizio degli impianti, per la validità delle sue disposizioni, e quindi per le incentivazioni previste), il raggiungimento (o il superamento) di questo traguardo dipende da tre condizioni:

- le potenzialità produttive;
- l’economicità della produzione;
- l’accettabilità sociale degli impianti.

4.4.2.1 Le potenzialità di produzione di biometano

La stima delle potenzialità di produzione di biometano può essere fatta affidandosi a lavori già disponibili o con stime autonome. Nel seguito presentiamo tre possibili valutazioni aventi significato diverso.

Come s’è visto, uno studio condotto sotto l’egida del Ministero delle politiche agricole aveva concluso nel 2013 che era possibile produrre in Italia 8 miliardi di metri cubi di biometano destinando a colture dedicate 400.000 ettari pari a circa il 50% dei terreni agricoli non utilizzati. Da questo dato si potrebbe concludere che non vi è alcuna difficoltà a raggiungere e superare l’obiettivo politico indicato dal PNIEC facendo ricorso alla sola produzione agricola. Va tuttavia osservato che tale produzione non potrebbe facilmente superare tutti i criteri di sostenibilità posti dalla legislazione europea e, ancor più difficilmente, il biometano così prodotto potrebbe essere fatto rientrare nella categoria dei “biocarburanti avanzati”. E’ peraltro vero che il decreto biometano (e la normativa europea) riconosce la possibilità di considerare biocarburante avanzato il 70% della produzione di biometano proveniente dalla codigestione di materie prime agricole (come il granoturco) mescolate in percentuale non superiore al 30% in peso a materiali rientranti nella classificazione per dare origine a “biometano avanzato”. Un’altra indicazione delle potenzialità di produzione di biometano si ha partendo dal biogas già oggi prodotto e utilizzato nella produzione

di energia elettrica (di solito incentivata). Infatti come si è visto, il Decreto permette la trasformazione degli impianti di biogas per produzione elettrica in impianti di biogas che producono biometano, mantenendo le stesse condizioni riconosciute agli impianti nuovi. Tale trasformazione può diventare conveniente per gli impianti che stanno esaurendo il periodo di diritto a ricevere incentivi per la produzione elettrica. Un calcolo approssimativo, fatto sulla base di un rendimento elettrico del 30-35% degli impianti a biogas (in quanto impianti solitamente di piccola dimensione) porta a stimare che l'utilizzo di biogas per produzione elettrica è stato dell'ordine di 2,5-3 miliardi di metri cubi di biometano equivalente negli ultimi 5 anni (vedi tab. 4.14).

Tab.4.14 –Produzione di elettricità da impianti a biogas e stima del quantitativo di gas impiegato

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produzione elettrica (GWh)								
Sola produzione di energia elettrica								
Biogas	1.451,2	1.868,5	2.160,6	3.434,9	3.537,8	3.139,0	3.073,2	2.961,1
- da rifiuti	1197,4	1273,5	1210,5	1274,1	1229,7	1057,1	992,8	884,6
- da fanghi	11,6	19,3	12,2	14,5	17,6	20,6	20,2	17,7
- da deiezioni animali	100,3	133,8	147,4	331,9	396,1	389,5	406,3	408,5
- da attività agricole e forestali	141,9	441,9	790,6	1.814,4	1.894,5	1.671,8	1.653,9	1.650,3
Produzione combinata di en.el. e calore								
Biogas	602,9	1.536,2	2.459,3	4.012,8	4.660,7	5.072,9	5.185,5	5.338,0
- da rifiuti	217,4	254,6	276,5	347,0	408,2	469,9	483,6	541,2
- da fanghi	16,6	43,2	68,3	95,6	103,4	107,0	108,3	118,7
- da deiezioni animali	120,7	227,8	371,2	484,9	592,6	677,7	753,2	785,3
- da attività agricole e forestali	248,3	1.010,7	1.743,2	3.085,3	3.556,5	3.818,3	3.840,3	3.892,8
Stima impiego di biogas (Milioni di metri cubi di metano equivalente)								
Da impianti sola produzione elettrica	435	561	648	1030	1061	942	922	888
Da impianti cogenerativi	211	538	861	1404	1631	1776	1815	1868
Totale (Mm3)	646	1098	1509	2435	2693	2717	2737	2757

Fonte: Terna 2018 e ns elaborazioni.

Il limite calcolato è certamente approssimato per eccesso in quanto il numero di impianti a biogas utilizzato per produrre energia elettrica è molto elevato (attorno ai 2000) e composto da impianti di piccola taglia (in media meno di 1 MW) (vedi Tab. 4.15).

Tab. 4.15 – Numero e potenza elettrica degli impianti biogas in funzione nel 2017

	n. impianti	kW	Pot unitaria (kW)
Biogas (sola prod. El.)	770	573.411	745
- da rifiuti	234	280.986	1.201
- da fanghi	20	6.741	337
- da deiezioni animali	216	68.748	318
- da attività agricole e forestali	322	216.937	674
Biogas (cogenerazione)	1.222	870.520	712
- da rifiuti	176	130.218	740
- da fanghi	58	38.100	657
- da deiezioni animali	386	166.414	431
- da attività agricole e forestali	705	535.788	760
Totale biogas	1.992	1.443.931	725

Fonte: TERNA, 2018.

Tali impianti possono pensare di riconvertirsi alla produzione di biometano da immettere in rete solo a condizione di trovarsi non molto lontano dalla rete gas. Non è quindi facile stimare in concreto quanti potrebbero effettivamente riconvertirsi, ma la stima del biometano producibile indica comunque che il potenziale potrebbe anche raggiungere da solo il limite indicato dal PNIEC. A vantaggio di tale riconversione vi è il fatto che, come risulta dalla tabella, il materiale utilizzato da molti degli impianti di biogas attualmente in funzione è compatibile con la produzione di “biometano avanzato”.

Un terzo metodo utilizzabile per calcolare la potenzialità di produzione del biometano è quello di stimare il biometano ottenibile dalla sola frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) avendo così la certezza che tale carburante apparterrebbe alla categoria dei biocarburanti avanzati e sostenibili.

Secondo il Rapporto Rifiuti urbani dell’ISPRA (ediz. 2018), nel 2017 in Italia sono stati prodotti 29,6 milioni di tonnellate di rifiuti urbani e di questi 16,4 milioni sono stati raccolti in modo differenziato. All’interno della raccolta differenziata la frazione organica (umido e verde) è stata di 6,6 milioni di tonnellate, pari al 40% del totale raccolto. ISPRA stima invece che la frazione organica dei rifiuti urbani raccolti sia stata nel periodo 2008-2017 pari al 35,7% (ISPRA, 2018, p. 87). L’andamento dei rifiuti urbani prodotti si aggira ormai attorno a 30 Mt da alcuni anni e anche le previsioni vanno nella direzione di una costanza o di una lieve riduzione. La raccolta differenziata invece è in continuo aumento essendo salita dal 42,3% nel 2013 al 55,5% nel 2017 sotto la spinta degli obiettivi europei di sviluppo dell’economia circolare. L’UE ha fissato l’obiettivo che la quota di rifiuti urbani da poter riciclare o riutilizzare sia almeno pari al 60% nel 2030³⁹ e che, dal 2023, debba essere fatta la raccolta separata dei rifiuti organici.

Il quantitativo di biometano ottenibile dalla FORSU dipende soprattutto dalla composizione della FORSU stessa oltre che dal processo seguito. I dati che si trovano in letteratura indicano una producibilità di biometano che va da meno di 60 metri cubi per tonnellata a più di 90 m³/t. I valori più frequenti si aggirano intorno a 70-75 m³/t. Ad esempio il progetto dell’impianto di biometano da FORSU di Hera a Sant’Agata Bolognese prevede di trattare 100.000 t/a di FORSU e di produrre 7,5 milioni di metri cubi di biometano. Anche il progetto presentato da IREN nel 2017 prevedeva una produzione di 7 milioni di metri cubi annui da una quantità di FORSU di 100.000 t. Facendo l’ipotesi che l’attuale quantitativo di circa 10 milioni di tonnellate di frazione organica da rifiuti urbani si mantenga costante nel tempo e che ne venga raccolto in modo differenziato il 60% al 2030 e che sia tutto trasformato in biometano, la produzione di biometano da FORSU potrebbe arrivare a 400-450 milioni di metri cubi annui. Si tratta di un quantitativo considerevole, ma non in grado di soddisfare da solo l’obbligo previsto dal decreto biometano per il 2022 (circa 550 Mmc) e ancora di meno quello di 1,1 miliardi di mc indicato dal PNIEC per il 2030.

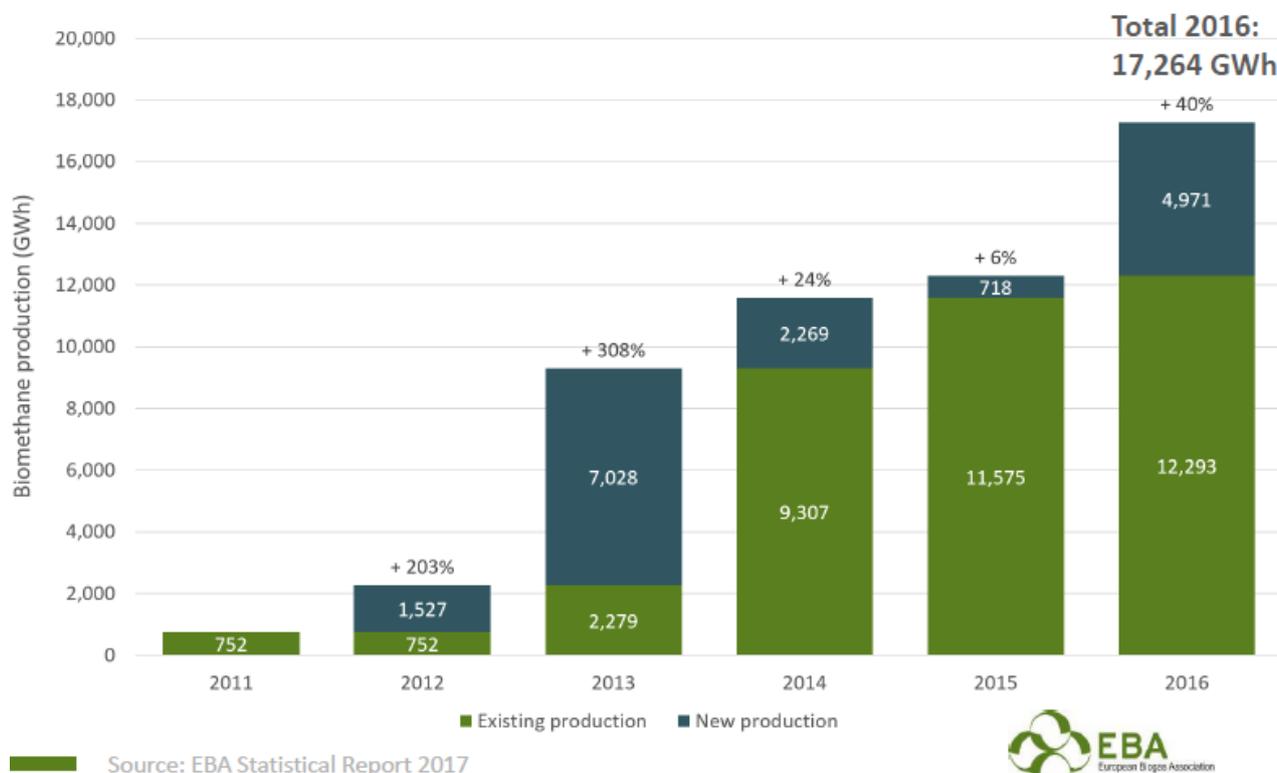
4.4.2.2 L’economicità della produzione di biometano

Per quanto concerne l’economicità è necessario partire dalla considerazione che normalmente il biometano è ottenuto attraverso l’*upgrading* del biogas (composto dal 50-65% di metano, da 35-50% di CO₂ e da piccole quantità di altri gas e impurità), cioè attraverso la separazione del metano dagli altri componenti del biogas. Ovviamente tale processo è conveniente solo a determinate condizioni oggi poco presenti in Europa, ma in via di sviluppo. Ad esempio in Europa nel 2016 c’erano più di 17.600 impianti di digestione anaerobica per la produzione di biogas, ma solo 500 impianti di produzione di biometano (con una netta prevalenza in Germania). Tuttavia la produzione di

³⁹ Gli obiettivi di riciclo sono diversi per i diversi materiali e crescenti nel tempo. Per il 2030 si va dal 85% per carta e cartone al 30% per il legno.

biometano è in netto aumento essendo passata da 752 GWh nel 2011 a circa 17.000 GWh nel 2016, equivalenti a 1,6 miliardi di mc di biometano (calcolati al PCS) (vedi fig. 4.7).

Fig. 4.7 - Andamento della produzione di biometano in Europa



La convenienza economica a produrre biometano dipende dai costi di produzione e dai ricavi ottenuti. La valutazione dell'economicità di questa produzione richiederebbe uno studio ad hoc adattato alle condizioni specifiche del caso esaminato. Si possono tuttavia formulare alcune considerazioni di carattere generale e fare riferimento a stime esistenti.

I costi dipendono dal tipo di impianto (tecnologia scelta) e dalla sua taglia (viste le economie di scala presenti), ma, soprattutto dal costo della materia prima utilizzata. A tal proposito va ricordato che in alcuni casi i costi della materia prima possono essere negativi: quando la materia prima ha dei costi per essere smaltita (tipico caso è quello della FORSU), il ritiro della materia prima non è più da considerarsi un costo, ma diventa un ricavo. Anche nel caso in cui fornitore di materia prima-rifiuto sia lo stesso soggetto che la usa per produrre biogas-biometano, l'utilizzo della materia prima per produrre biometano si configura come un costo negativo, pari al costo evitato per lo smaltimento del rifiuto.

Anche i ricavi possono essere molto variabili in funzione della destinazione del biogas-biometano. Se il biometano è utilizzato sul posto come gas in sostituzione del metano acquistabile dalla rete, chiaramente il suo valore è pari al costo-evitato del gas acquistato. Se il biometano è utilizzato per produrre elettricità da sola o in modo combinato con il calore, il ricavo è dato dalla cessione di energia elettrica e/o del calore (o al costo evitato per il loro acquisto nel caso di autoconsumo totale o parziale).

Tuttavia, in molti casi, la voce più importante dei ricavi sono i sussidi concessi dall'autorità pubblica. Ad esempio il forte sviluppo dell'uso del biogas per la produzione elettrica o la cogenerazione verificatosi nel decennio 2005-2015 è ascrivibile al riconoscimento dei certificati verdi e ad altre forme di sussidio riconosciuti a queste produzioni. Anche la produzione di biometano (avanzato) da

immettere in rete per uso di autotrazione segue la medesima strada attraverso il riconoscimento, oltre al valore del metano prodotto, dei CIC che possono essere venduti sul mercato ai soggetti obbligati ad acquistarli.

Tab. 4.16 – Calcolo dell'intensità di aiuto per le misure di incentivazione alla produzione di biometano per i trasporti (senza aiuti agli investimenti)

Dimensioni dell'impianto di produzione in kW		500	1 000	2 000	
Produzione annua (8 000h/anno)		4 000 000,00	8 000 000,00	16 000 000,00	
Produzione annua di biogas (mcs ¹⁷)		2 000 000,00	4 000 000,00	8 000 000,00	
a	Produzione annua di biometano (mcs)	1 000 000,00	2 000 000,00	4 000 000,00	
Produzione di biometano (mcs/ora)		125	250	500	
b	Costi di investimento - digestore	2 800 000,00	3 500 000,00	5 800 000,00	EUR
c	Costi di investimento - ammodernamento ¹⁸	1 000 000,00	1 350 000,00	1 750 000,00	EUR
d	Costi d'investimento: connessione di rete, misurazione e compressione	1 000 000,00	1 100 000,00	1 350 000,00	EUR
Totale ammortamento spese in conto capitale ¹⁹		240 000,00	297 500,00	445 000,00	EUR
Materie prime		560 000,00	1 120 000,00	2 240 000,00	EUR
Costo del lavoro		30 000,00	60 000,00	120 000,00	EUR
Altri costi operativi (ammodernamento, compressione,...)		160 000,00	320 000,00	640 000,00	EUR
f	Totale spese di esercizio	750 000,00	1 500 000,00	3 000 000,00	EUR
g = e - f	Costo di produzione totale	990 000,00	1 797 500,00	3 445 000,00	EUR
h = g/a	Costo unitario totale	0,99	0,90	0,86	EUR/mcs
di cui spese in conto capitale		0,24	0,15	0,11	EUR/mcs
di cui spese di esercizio		0,75	0,75	0,75	EUR/mcs
i	Equa retribuzione del capitale (5%)	0,24	0,15	0,11	EUR/mcs
l	Prezzo di mercato per il gas naturale ²⁰	0,199	0,199	0,199	EUR/mcs
m = h + i - l	Differenziale costo/prezzo	1,03	0,85	0,77	EUR/mcs
Numero di CIC ²¹		1 650,00	3 300,00	6 600,00	n
Valore dei CIC		618 750,00	1 237 500,00	2 475 000,00	EUR
Incentivo per unità di produzione		0,62	0,62	0,62	EUR/mcs

¹⁷ 1 mcs (metro cubo standard) è pari a 8 250 kcal; 1 MWh è pari a 102,04 mcs.

¹⁸ Il totale dei costi di investimento per l'ammodernamento dipende dalla tecnologia prescelta. Può spaziare tra 1,2-1,375 milioni di EUR per gli impianti di piccole dimensioni e 1,75-1,85 milioni di EUR per gli impianti di grandi dimensioni.

¹⁹ Totale annuo dei costi di investimento (digestore, ammodernamento, connessione di rete) sulla base delle norme contabili applicabili, tenendo conto di un periodo di vita utile residua stimato pari a 20 anni.

²⁰ Prezzo medio del gas naturale per l'anno termico ottobre 2016 – settembre 2017. I prezzi all'ingrosso per il gas naturale sono disponibili su: <http://www.mercatoelettrico.org/En/Statistiche/Gas/StatMGP-GAS.aspx>

La situazione attuale dei ricavi si prospetta nei seguenti termini. Il valore di riferimento dei CIC, in base al decreto biometano, è pari a 375 euro. Tenendo conto del contenuto energetico del metano equivalente fissato dal medesimo DM e del *double counting* (1 CIC ogni 5 Gcal anziché ogni 10 Gcal), tale valore corrisponde a riconoscere un premio pari a 0,61 centesimi per metro cubo. In base ai dati del prezzo su MGP-GAS del GME a gennaio 2019 (circa 24 €/MWh corrispondenti a 23 c€/m³) il ricavo di un produttore di biometano sarebbe di 0,84 €/m³, costituito per il 73% dal sussidio e per il 27% dal ricavo per la cessione del gas.

Più difficile, per le ragioni sopra enunciate, è stimare i costi. A titolo indicativo si può far riferimento alla tabella 4.16 che riporta i dati con i quali la Commissione ha giustificato l'approvazione "dell'aiuto di stato" rappresentato dagli incentivi previsti dal DM 2.3.2018 (dati presumibilmente forniti dal MISE con l'invio del Decreto biometano). Come si vede dalla tabella (che pure contiene numerosi errori e imprecisioni sfuggiti sia a chi ha trasmesso questi dati che a chi li ha esaminati) il ricavo unitario includendo l'incentivo (valore dei CIC) sarebbe di 0,82 €/mc contro un costo di produzione (includendo il costo del capitale) compreso tra 1,23 e 0,97 €/mc (se calcolato in modo corretto avrebbe dovuto essere compreso tra 1,14 e 0,93 €/mc). Con questi dati di costo (che andrebbero ulteriormente esaminati) la produzione di biometano non risulterebbe conveniente neppure con l'incentivo accordato. Va tuttavia osservato che se i costi della materia prima si azzerassero (o diventassero negativi, cioè ricavi, come nel caso della FORSU) i risultati dell'esercizio presentato dall'amministrazione italiana alla Commissione diventerebbero largamente positivi (includendo il ricavo da cessione CIC) soprattutto per gli impianti di 4 Mmc/a. Proprio per questo si può ritenere che lo sviluppo della produzione di biometano potrebbe avvenire utilizzando la FORSU o liquami e altri scarti di lavorazione a valore nullo o molto basso. La necessità di incentivi per promuoverne la produzione non è un caso isolato che riguarda il nostro paese. L'IRENA⁴⁰, ad esempio, stima un'ampia fascia di costi possibili che va da 0,28 a 1,93 \$/mc. A parere di J. Stern, un noto esperto internazionale del settore del gas, che restringe un po' tale intervallo portandolo a 40-115 \$/MWh, anche altri studi danno risultati comparabili. Pertanto: "Anche il limite inferiore di questo intervallo è ben superiore al costo del gas naturale fossile, confermando che l'uso del biometano continuerà ad aver bisogno del sostegno dei governi e/o di regolamenti che obblighino a ridurre le emissioni di carbonio" (J. Stern, 2018, p.6).

4.4.2.3. L'accettabilità sociale degli impianti di biometano

Al di là dell'aspetto economico, la principale barriera allo sviluppo della produzione di biometano è costituita dalla scarsa accettazione della popolazione degli impianti a biometano da rifiuti organici, che pure dovrebbero essere i primi candidati a questa produzione nell'ottica dell'economia circolare.

Fig.4.8 - Numero complessivo di impianti di trattamento dei rifiuti urbani (anno 2017)



Fonte: ISPRA, 2018.

Tra le principali critiche a questi impianti vi sono la paura degli odori provenienti anche dal digestato se mal gestito, l'aumento del traffico per il trasporto del materiale e, in generale, i "danni alla salute". Anche nel caso degli impianti a biometano si verifica quindi il NIMBY (*Not In My Backyard*), cioè l'opposizione a qualsiasi tipo di impianto localizzato vicino a casa⁴¹.

⁴⁰ International Renewable Energy Agency, 2018.

⁴¹ Ad esempio A2A ha presentato un progetto di realizzazione di un impianto per trattare 100.000 t/a di FORSU a Bedizzole (BS) e subito è sorto un comitato di cittadini per opporvisi. Stessa situazione a Gavassa e dintorni (RE) dove

Tab. 4.17 – Impianti di compostaggio e di digestione anaerobica in Italia nel 2017

Regione	Numero impianti	Frazione organica (t)	Verde (t)	Tot. RU (t)	Fanghi (t)	Altro (t)	Totale (t)
Compostaggio							
Piemonte	18	78.360	107.191	185.551	43.080	21.842	250.473
Valle d'Aosta	2	0	2.169	2.169	0	6.774	8.943
Lombardia	65	209.596	513.245	722.841	65.400	138.133	926.373
Trentino Alto Adige	10	12.331	24.823	37.154	8	4.253	41.415
Veneto	41	72.607	165.055	237.662	93.977	15.500	347.139
Friuli Venezia Giulia	16	8.897	49.361	58.259	0	11	58.270
Liguria	8	3.050	20.433	23.483	0	1.719	25.202
Emilia Romagna	18	201.039	137.722	338.761	23.891	13.178	375.830
Toscana	17	261.170	83.195	344.365	5.129	23.451	372.945
Umbria	4	6.777	15.193	21.970	25.431	23.675	71.075
Marche	4	65.483	19.079	84.562	18.693	2.509	105.764
Lazio	18	117.018	76.101	193.119	21.326	16.694	231.139
Abruzzo	7	137.790	10.600	148.390	21.065	3.130	172.585
Molise	2	13.250	1.038	14.288	1.350	204	15.843
Campania	4	15.779	4.593	20.372	12.460	10.154	42.986
Puglia	9	297.513	26.645	324.158	41.392	18.699	384.249
Calabria	8	120.102	14.007	134.109	5.137	1.030	140.276
Sicilia	17	142.602	35.775	178.377	95.463	10.120	283.961
Sardegna	17	153.352	36.132	189.484	140	5.512	195.137
Italia	285	1.916.717	1.342.357	3.259.074	473.942	316.587	4.049.603
Digestione anaerobica							
Piemonte	1	21.962	0	21.962	0	1.853	23.815
Lombardia	7	77.352	0	77.352	109.508	51.339	238.199
Trentino Alto Adige	7	19.540	0	19.540	0	153	19.693
Veneto	5	141.396	0	141.396	7.859	842	150.097
Emilia Romagna	2	0	0	0	252.172	43.761	295.933
Molise	1	27.349	0	27.349	0	0	27.349
Puglia	1	0	0	0	3.578	36.842	40.420
Italia	24	287.598	0	287.598	373.117	134.790	795.505

Fonte: ISPRA, Catasto rifiuti, 2018.

Il mancato coinvolgimento dei cittadini e la scarsa disponibilità di informazioni vengono visti come ostacoli alla realizzazione degli impianti anche da alcuni sostenitori di questa tecnologia. Ad esempio

Iren progetta di realizzare un analogo impianto e dove prontamente il Coordinamento dei comitati ambientali ha organizzato riunioni dei cittadini per allertarli contro i “notevoli rischi ambientali e sanitari legati alla presenza di batteri patogeni, alte concentrazioni di metalli pesanti e composti organici tossici con possibile contaminazione del suolo, della catena alimentare ed emissione di inquinanti in atmosfera, tra cui particolato, diossine, formaldeide” (Gazzetta di Reggio, 2 settembre 2018).



il progetto ISAAC (Increasing Social Awareness and ACceptance of biogas and biomethane), finanziato dall'UE e realizzato dal CNR con altri partner italiani, ha messo a punto una serie di proposte per favorire l'accettabilità sociale di tali impianti⁴². Non manca perciò qualche ragione per essere ottimisti. In particolare gli impianti di digestione anaerobica dovrebbero avere un impatto (odori) meno pronunciato degli impianti di compostaggio esistenti che pure sono abbastanza diffusi in Italia (285 nel 2017, vedi fig. 4.8).

Inoltre, dal catasto rifiuti, risulta che gli impianti di digestione anaerobica trattano già oggi un quantitativo doppio di quelli di compostaggio (vedi tab.4.17). Puntando sulla produzione di biometano si potrebbe quindi ottenere una ragionevole riduzione del numero di impianti di trattamento della FORSU.

Dall'analisi condotta risulta che l'impiego di biometano presenta alcuni problemi di economicità e di accettabilità sociale dei nuovi impianti, ma può senz'altro contribuire a far conseguire l'obiettivo del 14% di penetrazione delle FER nel settore trasporti così come definito dalla direttiva RED II per il 2030. Inoltre la produzione di biometano da FORSU può essere un tassello molto importante per lo sviluppo dell'economia circolare previsto dalla Direttiva UE 2018/851.

L'impiego di biometano non è però di per sé un fattore che può spingere gli automobilisti e gli altri utenti di veicoli di trasporto ad acquistare mezzi alimentati a metano (tranne coloro particolarmente sensibili ai temi ambientali). Il biometano infatti, come s'è visto, ha bisogno a sua volta di un sostegno pubblico per essere sviluppato. Ne deriva che sono essenzialmente gli obiettivi di penetrazione fissati dal potere politico e l'entità del sostegno pubblico, che deve essere in linea con tali obiettivi, a determinare lo sviluppo dell'uso del biometano nel settore trasporti. Il Decreto biometano 2 marzo 2018, se completamente attuato, fissa un impiego di biometano di circa 550 milioni di metri cubi nel 2022 con un esborso a regime di circa 500 milioni di euro annui e un esborso complessivo di 4,7 miliardi per i dieci anni di ritiro "garantito" dei CIC al prezzo di 375 euro (vedi tab. 4.18). A più lungo termine l'obiettivo enunciato dal PNIEC e posto come limite dal decreto biometano è di 1,1 Gmc. Tale quantità corrisponde all'incirca a porsi l'obiettivo di trasformare completamente l'attuale impiego di metano nei trasporti in "metano rinnovabile".

Tab. 4.18 – Calcolo degli incentivi massimi per il biometano

Anno	(M€)	Anno	(M€)	Anno	(M€)
2018	153	2023	471,75	2028	318,75
2019	204	2024	471,75	2029	267,75
2020	229,5	2025	471,75	2030	242,25
2021	382,5	2026	471,75	2031	89,25
2022	471,75	2027	471,75	Totale 2018-31	4.717,5

Fonte: ns elaborazioni su dati comunicati dalle Autorità italiane alla Commissione UE.

Se la politica nazionale di promozione del biometano nei trasporti fino al 2022 appare dunque ormai definita, e l'analisi condotta ha consentito di stimare un volume acquistabile dal GSE fino al 2022 pari a circa 500 Mmc, resta la necessità di promuovere maggiormente lo sviluppo di questa fonte, decidendo le misure per il periodo successivo, cioè fino al 2030, sulla base degli obblighi introdotti dalla RED2.

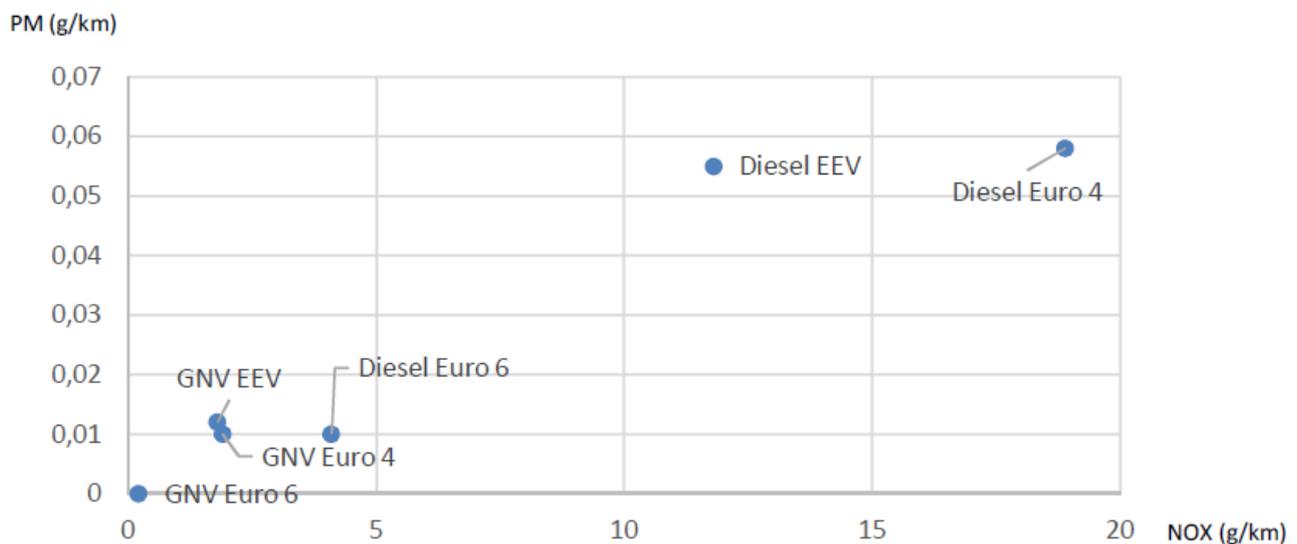
⁴² cfr. Giacalone 2018 e <http://www.iaa.cnr.it/en/project/isaac/>.

4.5 Il gas naturale per gli spostamenti urbani

Un'altra ragione che può spingere all'utilizzo di mezzi alimentati a metano è il loro minore impatto ambientale a livello locale. Tale vantaggio è particolarmente importante per i mezzi destinati essenzialmente a circolare in città come gli autobus di trasporto urbano o i mezzi per la raccolta dei rifiuti urbani. Ovviamente, tale fattore è importante anche per le autovetture; per queste ultime si rinvia alla più ampia analisi svolta nel Capitolo 7: Analisi della competitività ambientale del gas naturale nel settore del trasporto su strada: approccio Life Cycle Assessment (LCA).

In particolare gli autobus a metano compresso sono presenti in diverse flotte urbane in attività in tutta Europa, e non poche sono le città dove si sono avviate da tempo sperimentazioni e progetti pilota con utilizzo di biometano. A Lille, in Francia, dai primi quattro autobus alimentati a biometano prodotto da un impianto di trattamento delle acque reflue, si è arrivati all'intera flotta cittadina, oltre 430 mezzi alimentati a gas naturale miscelato con biometano. La città francese, vicina ai confini belgi, ha così superato Atene con i suoi 416 autobus a gas naturale operativi (1.800 l'intera flotta).

Fig. 4.9 - Emissione di NOx e PM per autobus di 12 metri



Fonte: Central d'Achat du Transport Public, 2017

Il gas naturale non può essere utilizzato come carburante in un motore diesel o in un motore a benzina senza modifiche, poiché ha un numero di ottano elevato (120-130) e un numero di cetano inferiore a 50, che lo rende inadatto alla combustione diesel. La maggior parte dei sistemi commerciali utilizza quindi una candela per avviare la combustione di gas naturale e un rapporto di compressione più elevato rispetto ai motori a benzina tradizionali per sfruttare l'elevato numero di ottani e aumentare l'efficienza. Gli autobus a gas naturale possono anche operare in modalità "stechiometrica" per basse emissioni o in modalità "snella" per una maggiore efficienza.

Molto diverse possono essere le tecnologie di combustione e post-trattamento per gli autobus a gas naturale, per quanto, ovviamente, anche gli autobus a metano rispettano gli standard di emissione (Euro II, Euro III, ecc.).

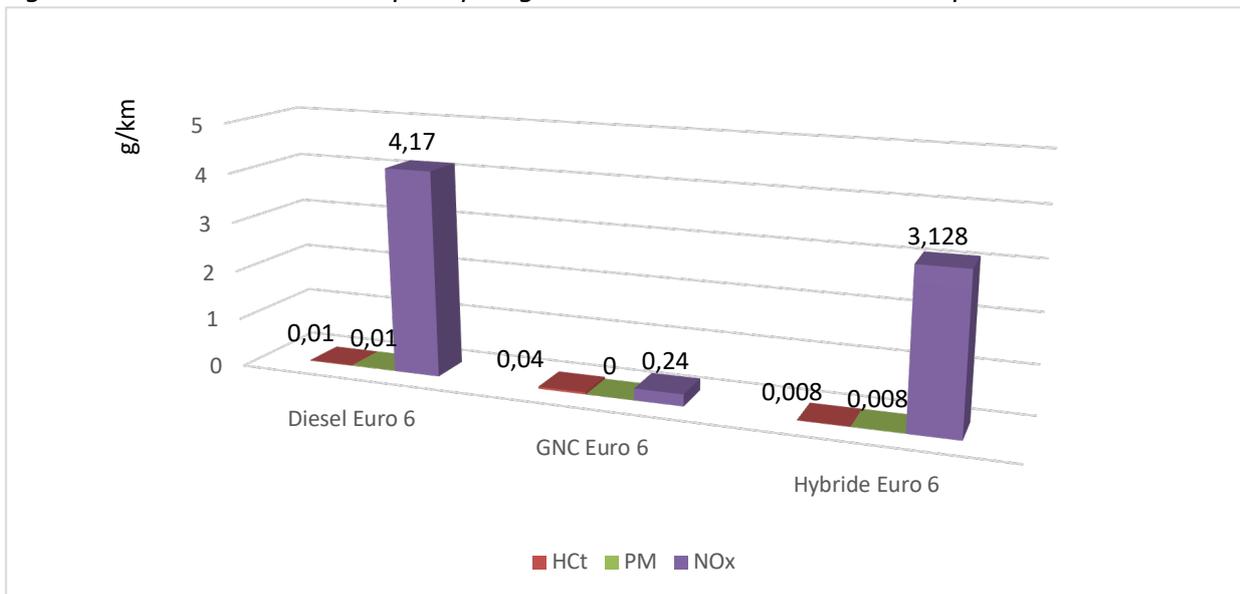
Da notare tuttavia che per via delle basse emissioni di NOx e PM rispetto al diesel, è stato fissato un ulteriore standard di emissione per i veicoli a gas naturale, noto come standard per i veicoli ambientali potenziati (EEV). I limiti di emissione imposti per l'EEV sono inferiori a Euro V, cosa che, di frequente, ha permesso agli EEV di beneficiare di esenzioni fiscali e di ingresso libero in zone a

traffico limitato. I nuovi autobus stechiometrici sono in grado di soddisfare i requisiti EEV, mentre gli autobus più vecchi erano solitamente registrati come Euro II o Euro III.

Dalle fig. 4.9 e 4.10 si evince che storicamente gli autobus a metano avevano un grande vantaggio in termini di emissione di inquinanti locali, soprattutto nel trasporto urbano (che è quello che più interessa) sia rispetto agli autobus diesel che a quelli a benzina.

Con l'introduzione dello standard Euro VI per i veicoli industriali e gli autobus il divario a favore dei a veicoli alimentati a gas naturale nei confronti di quelli alimentati a gasolio si è ridotto, restando significativo per le emissioni di NOx, dove gli autobus alimentati a metano offrono performance ecologiche (nettamente) inferiori, anche ai più costosi autobus ibridi, che abbinano l'azione combinata di un motore diesel Euro VI con quella di un motore elettrico supportato da batterie.

Fig. 4.10 - Fattori di emissioni per tipologia di autobus stimati al banco replicando un ciclo reale



Fonte: Central d'Achat du Transport Public, 2017

I risultati sopra citati sono tratti dalla Centrale di Acquisto del Trasporto Pubblico francese che da diversi anni redige un rapporto annuale - Etude comparative sur les différentes motorisations de bus – in cui sono confrontati le varie motorizzazioni per autobus.

Tab. 4.19 - Confronto costi di possesso in Euro per le varie tecnologie di autobus da 12 metri

Tecnologie	Costi di possesso calcolati su 15 anni (euro)	Costi per veicolo per 1.000 km (euro)
Diesel	521.874	870
Gas naturale compresso	+ 3%	895
Etanolo	+10%	965
Ibrido	+20%	1.088

Fonte: Central d'Achat du Transport Public, 2017

Per le stime sulle emissioni vengono utilizzati valori provenienti da test effettuati dall'UTAC (Union Technique de l'Automobile du motorcycle et du Cycle), un'organizzazione indipendente, che offre

servizi in tutte le aree della mobilità terrestre. Le stime sono elaborate a partire da ciclo di guida reale su linea con caratteristiche medie⁴³.

Da notare che a differenza delle altre tecnologie solo l'alimentazione a gas naturale può competere sul piano dei costi con il diesel.

4.6 Le prospettive di impiego del metano nel trasporto leggero su gomma

4.6.1 Premessa

La domanda annua di metano compresso (D) nel settore del trasporto leggero su gomma si può calcolare sulla base della seguente relazione:

$$D = (\text{Numero veicoli}) \times (\text{km/a percorsi per veicolo}) \times (\text{consumo per km percorso}) \quad (\text{eq. 1})$$

Tenendo conto che esistono diversi tipi (o categorie) di veicoli che presentano valori molto diversi sia di percorrenza media annua (km/a) che di consumo specifico medio per chilometro percorso (cs), un modo più accurato per analizzare l'andamento della domanda è quello di scomporre la domanda totale di metano in domande parziali per categoria o tipo di veicolo. Ne risulta che l'eq. 1 può essere scritta nel seguente modo:

$$D = \sum_i N_i \cdot \left(\frac{\text{km}}{\text{a}}\right)_i \cdot cs_i \quad (\text{eq.2})$$

Per ricavare l'andamento della domanda occorre quindi studiare l'andamento di ciascuno dei tre elementi dell'equazione 2 tenendo conto che i singoli termini non solo sono diversi, ma possono avere una dinamica differente in quanto perché legati a diverse variabili. Lo studio della dinamica dei singoli termini può essere fatto in diversi modi.

Il metodo più soddisfacente dal punto di vista teorico, è quello di esplicitare la relazione che lega i diversi fattori con le loro cause o variabili indipendenti e prevedere l'andamento di queste ultime. Questo metodo richiede la disponibilità di molti dati per ricavare la relazione tra le variabili (in via econometrica per il legame con le variabili economiche o con altre tecniche per altre variabili) e una notevole confidenza sulla capacità di stimare l'andamento futuro delle variabili indipendenti (ad es. il PIL, i consumi delle famiglie, la struttura della popolazione, il prezzo dei carburanti...). I modelli previsivi di questo tipo sono di solito di breve termine (qualche anno al più) e ciò nonostante sono anch'essi soggetti a margini di errore.

Un altro metodo è quello di costruire degli scenari partendo dall'andamento storico delle variabili chiave e proiettandole nel tempo in alcuni casi secondo il *trend* passato (per es. per le dinamiche tecnologiche) e in altri casi tenendo conto di diverse possibili variazioni derivanti da rotture dei *trend* che si prospettano all'orizzonte o da interventi esterni quali sono tipicamente norme, incentivi o penalizzazioni introdotti dalle autorità pubbliche. Il metodo degli scenari è largamente utilizzato e, per usare i termini dell'esercizio "previsivo" forse più conosciuto in campo energetico, il World Energy Outlook dell'IEA, si può dire che: *"It does not aim to forecast the future, but provides a way of exploring different possible futures, the levers that could bring them about"* (IEA, 2018, p.23)

In questo rapporto si è optato per il secondo metodo per diverse ragioni. Anzitutto per il lungo arco di tempo da considerare (12 anni). Infatti è certamente più prudente esplorare dinamiche razionalmente difendibili sulla base delle informazioni possedute piuttosto che affidarsi a previsioni

⁴³ Le cui caratteristiche principali sono distanza di 5,67 km, durata di 1.895 secondi, velocità massima di 49 km/h, velocità media di 10,78 km/h.

di carattere deterministico. In secondo luogo perché risulterebbe quasi impossibile per mancanza di dati costruire un modello accurato di domanda per veicoli (in particolari automobili) alimentati a metano. Ad esempio, mentre è possibile ipotizzare di stimare l'andamento della domanda totale di veicoli, è certamente più difficile stimare perché un acquirente decida di acquistare un veicolo con una certa alimentazione (in sostituzione di un veicolo vecchio o come primo acquisto). In terzo luogo le difficoltà di previsione sono accentuate dal fatto che i veicoli a metano rappresentano una piccola quota del totale dei veicoli circolanti (dal 2 al 4% per tutte le tipologie di veicolo in base ai dati ACI). Potrebbe perciò facilmente accadere che il numero totale di auto vendute o anche la consistenza del parco circolante sia stabile o diminuisca e invece che il numero di veicoli a metano aumenti. Per quanto riguarda l'Italia, numerose ragioni socio-economiche (in particolare l'invecchiamento della popolazione) e di modifica delle tendenze comportamentali (cfr. Galdi, 2018) portano a stimare che il numero di auto vendute e il numero di auto circolanti non sia destinato a salire nei prossimi anni. Ad esempio l'Unione Petrolifera stimava nel 2018 che il numero di auto circolanti in Italia nel 2030 sarà pari a quello del 2016 (UP, 2018). Va anche osservato che quando si studia la dinamica di un settore di nicchia che può guadagnare spazio nel contesto globale si possono individuare intervalli con uno scarto molto ampio tra massima e minima penetrazione. L'ampiezza dell'intervallo aiuta certamente a contenere il valore che si verificherà ex-post, ma è di scarsa utilità per chi dovesse operare in base a tali scenari.

Partendo da queste premesse abbiamo costruito due previsioni, una denominata di "Crescita Alta" e l'altra di "Crescita Bassa" dei consumi, individuando un *range* non troppo ampio di valori sulla base di ipotesi che consideriamo ragionevoli e fondate che verranno illustrate nel seguito per determinare il numero dei veicoli, la percorrenza annua media e il consumo specifico dei veicoli a metano.

4.6.2 Le ipotesi

L'elemento più critico nel definire l'evoluzione attesa della domanda di GNC nel settore trasporti è il numero di veicoli a metano compresso circolanti. E' ben noto che i diversi tipi di veicolo hanno consumi unitari e percorrenze medie annue diverse. E' quindi necessario operare una distinzione tra tipi di veicolo spingendosi fin dove è consentito dalla disponibilità dei dati di partenza.

Nella nostra analisi della domanda di GNC abbiamo considerato quattro tipi di veicolo: le autovetture, gli autobus, i veicoli commerciali leggeri (fino a 3,5 tonnellate) e gli autoveicoli speciali o specifici (ad es. gli autocompattatori dei rifiuti urbani). Questa scelta è dipesa dal fatto che si dispone dei dati necessari dalle pubblicazioni dell'ACI sul numero di veicoli circolanti annualmente in Italia per tipo di alimentazione distinti per le categorie di cui sopra⁴⁴.

L'andamento del numero di veicoli circolanti dipende dal numero di veicoli circolanti nel periodo precedente a cui vanno aggiunti i veicoli acquistati (o trasformati per poter usare il metano) e sottratti quelli radiati nel periodo esaminato (di solito l'anno). Il numero totale di veicoli acquistati dipende da fattori quali l'andamento del reddito disponibile e la necessità di sostituire i veicoli vecchi per ragioni di obsolescenza. Per queste e altre ragioni, il numero di veicoli immatricolati ogni anno ha un andamento irregolare che però noi abbiamo trascurato dato che il nostro scopo non è tanto quello di indicare esattamente il numero di veicoli circolanti ogni anno, ma quello di individuare il *trend* atteso, senza tener conto delle oscillazioni congiunturali. Ai nostri fini però è molto importante la scelta dell'alimentazione del veicolo nuovo acquistato (considerando che il *retrofitting* ha ormai un peso limitato). Si può ritenere che tale scelta dipenda, come già osservato, oltre che dalla presenza di modelli che si adattano bene alle esigenze e gusti degli acquirenti, dalla

⁴⁴ Vi sono anche altri veicoli a metano considerati nelle statistiche ACI, ma il loro numero è del tutto irrilevante.

convenienza economica, dalla facilità di rifornimento e dalle politiche attuali e attese. In particolare le politiche pubbliche incidono sulla scelta del tipo di veicolo non solo perché possono rendere vantaggioso o svantaggioso economicamente l'acquisto di un certo tipo di auto, ma anche perché successivamente possono influire in tanti modi sull'attrattività del possesso di tale veicolo. Ad esempio le norme sulla circolazione (ad es. ingresso nei centri storici, libertà di parcheggio, ecc.) e la stessa immagine "sociale" di un certo tipo di veicolo sono fattori importanti nella decisione di chi acquista un'auto.

Ai fini della stima del numero di veicoli a metano fino al 2030 si è ritenuto di partire da una triplice constatazione. Anzitutto il TCO dei veicoli a metano si presenta come generalmente conveniente rispetto ai veicoli simili con alimentazione diversa. Questa situazione è rimasta valida negli ultimi 10-15 anni e facciamo l'ipotesi che si mantenga anche in futuro, ma è dovuta principalmente al più basso costo di esercizio che più che compensa il maggior costo di acquisto del veicolo. Il maggior costo di acquisto del veicolo (seppure limitato) rimane un elemento importante da prendere in considerazione in quanto l'acquirente è spesso più sensibile all'esborso immediato rispetto al risparmio futuro. In secondo luogo il numero di modelli disponibili (in particolare per quanto riguarda le autovetture) è cresciuto nel tempo, ma in misura limitata. Sulla base dei programmi annunciati dalle case automobilistiche sembra probabile che il numero di modelli di veicoli a metano continuerà ad essere decisamente più basso di quello di veicoli con altre alimentazioni. Infine, ma ancora più importante, l'atteggiamento dei pubblici poteri verso i veicoli a metano è stato generalmente favorevole e si ritiene che ciò possa continuare anche in futuro. Tuttavia la politica a favore dei veicoli a metano non è stata costante. In alcuni periodi la spinta all'acquisto di veicoli a metano è stata significativa, in particolare attraverso il riconoscimento di incentivi fiscali all'acquisto. In altri periodi la promozione si è limitata a conservare una fiscalità fortemente favorevole al metano rispetto ai carburanti tradizionali (benzina e diesel). Ciò ha portato a ritmi di sviluppo molto diversi nel tempo. Ad esempio nel triennio 2008-2010 è stato immatricolato un numero di veicoli a metano doppio rispetto al triennio 2015-2017 (313.000 contro 157.000).

Sulla base di questi elementi ci si può attendere che l'attrattività dei veicoli a metano dipenda soprattutto dall'atteggiamento del potere politico che si inserisce su una situazione di fondo che rimane moderatamente a favore dei veicoli a metano. Pertanto, nel proiettare l'andamento del parco veicoli fino al 2030, sono stati considerati due scenari.

La prima stima, chiamata "Crescita Alta", ipotizza che vi siano due periodi: il primo di ripresa della promozione pubblica all'acquisto di veicoli a metano, il secondo con un atteggiamento politico più neutrale (in quanto proiettato a favorire altri tipi di veicoli a bassa emissione). Più precisamente, nel primo quinquennio 2021-2025 si è ipotizzato un aumento annuale costante del numero di veicoli circolanti a metano simile a quello che si è verificato in media nel quadriennio 2007-2010, quando le politiche pubbliche sono state fortemente a favore dei veicoli a metano. Nel quinquennio successivo si è invece ipotizzato che la crescita del numero dei veicoli circolanti a metano rallenti un po' e sia pari a quella del quadriennio 2011-2014 (che a sua volta non è stata molto diversa dalla media del decennio 2007-2017) corrispondente al mantenimento di un atteggiamento politico blandamente favorevole all'uso del metano nei trasporti leggeri su gomma). In questa previsione il numero totale di veicoli salirebbe da 1.022.000 nel 2017 a circa 1,65 milioni nel 2025 e a quasi 2 milioni nel 2030 (vedi tab. 4.20). Tali incrementi sono il risultato della differenza tra le nuove auto a metano (incluse quelle convertite) e quelle rottamate.

La seconda stima, di "Crescita Bassa", ipotizza invece che non vi sia da parte delle autorità pubbliche una particolare attenzione ai veicoli a metano che tenda a incentivarne l'acquisto, ma che questi conservino comunque la loro convenienza economica attuale rispetto ai veicoli a benzina e a gasolio.



In tal caso abbiamo ipotizzato che la crescita del numero dei veicoli a metano avvenga in modo lineare con lo stesso incremento medio annuo verificatosi nel periodo 2010-2017. Va tenuto presente che una crescita costante nel tempo del parco circolante non corrisponde a un numero di nuove immatricolazioni costante, bensì crescente (anche se lentamente). Infatti le nuove immatricolazioni devono anche compensare i veicoli vecchi che vengono ritirati dalla circolazione e tale numero va aumentando nel tempo quando il parco circolante cresce. Nella previsione di crescita bassa il numero di veicoli a metano circolanti arriverebbe a ca 1,35 milioni nel 2025 e quasi a 1,6 milioni nel 2030.

Va osservato che la politica di utilizzo del biometano nei trasporti potrebbe essere un fattore che spinge coerentemente il potere pubblico ad incoraggiare l'acquisto di veicoli a metano. Tuttavia, a meno di un cambio di indirizzo che porti ad incrementare il "quantitativo obbligato" di consumo del biometano nei trasporti al di là del miliardo e cento milioni di metri cubi previsto dall'attuale Decreto biometano e dal PNIEC, anche la "previsione di bassa crescita" porta a un consumo di metano tale per cui tutto il quantitativo di biometano incentivato può essere assorbito dai veicoli circolanti (vedi oltre, tab. 4.22).

Tab.4.20 - *Andamento storico e atteso dei veicoli a metano nelle previsioni di alta e bassa crescita*

1	Autobus	Autocarri	Veic. spec.	Autovetture	Totale
Scenario A (crescita alta)					
2005	1.352	10.924	766	344.734	357.776
2010	3.378	57.597	2.118	660.174	723.267
2015	4.007	80.074	3.638	883.190	970.909
2020	5.000	107.000	5.400	1.078.000	1.195.000
2025	6.300	170.000	7.000	1.472.000	1.655.000
2030	6.900	194.000	8.600	1.727.000	1.936.000
Scenario B (Crescita bassa)					
2005	1.352	10.924	766	344.734	357.776
2010	3.378	57.597	2.118	660.174	723.267
2015	4.007	80.074	3.638	883.190	970.909
2020	4.600	99.000	5.400	1.040.000	1.150.000
2025	5.100	120.000	7.000	1.230.000	1.360.000
2030	5.700	141.000	8.600	1.422.000	1.577.000

Fonte: dati ACI 2017 e ns elaborazioni.

Per quanto riguarda la percorrenza media e il consumo specifico per km percorso si deve tenere presente che il loro prodotto dà il consumo medio annuo per tipo di veicolo che è ciò che interessa ai fini del calcolo della domanda complessiva di metano. Nelle nostre stime ci siamo perciò concentrati su questo valore basandoci, per la sua determinazione, sulle informazioni disaggregate disponibili.

Le informazioni disponibili indicano che la percorrenza media annua degli autobus urbani è dell'ordine dei 50.000 km/a, quella dei veicoli speciali quali gli autocompattatori è dell'ordine dei 15.000 km/a (secondo i dati Amsa) ed è compresa tra 10 e 20 mila km/a sia per i veicoli commerciali leggeri che per le autovetture. In prospettiva si può ritenere che la percorrenza media degli autobus e dei veicoli leggeri (i cd "autocarri") sia stazionaria o in aumento mentre quella delle autovetture, che costituiscono la quota di gran lunga più consistente del parco circolante, tenda a diminuire perché i nuovi acquirenti percorrono meno chilometri dei vecchi possessori di auto a metano.

Anche l'efficienza dei nuovi veicoli è certamente superiore a quella dei vecchi veicoli a motivo del progresso tecnologico e delle norme sulle emissioni che spingono sempre più i costruttori a diminuire i consumi di carburante. Tuttavia vanno tenuti in considerazione due elementi. In primo luogo il miglioramento dell'efficienza riguarda solo i veicoli nuovi. Ad esempio la sostituzione del 10% del parco con veicoli che abbiano un'efficienza superiore del 10% della media del parco circolante porta a una riduzione del consumo specifico medio del solo 1%. In secondo luogo la composizione dei nuovi veicoli venduti può essere diversa da quella dei veicoli in circolazione. Ad esempio auto nuove più grandi, più pesanti e più potenti possono essere più efficienti di analoghe auto vecchie, ma hanno consumi che possono essere più alti. Si spiega probabilmente in questo modo il fatto che negli ultimi anni i miglioramenti nelle emissioni delle auto nuove siano fortemente diminuiti (secondo i dati EEA tra il 2010 e il 2015 la riduzione è stata del 2,8% all'anno, ma solo dell'1,3% nel 2016 e addirittura + 0,3% nel 2017). Le nostre ipotesi di consumo medio annuo per tipo di veicolo sono state effettuate calibrandole anche con i dati storici che consentono di verificare la conformità con il dato consuntivo complessivo (vedi oltre tab. 4.22). Sulla base delle informazioni disponibili si sono assunti i valori specifici di consumo annuo riportati in tabella 4.21 con un tendenziale decremento di circa il 10% tra il 2010 e il 2020 e del 7% tra il 2020 e il 2030. Una maggiore disponibilità di dati disaggregati e di una serie storica attendibile consentirebbe sicuramente di migliorare la stima di questi dati e di ridurre l'incertezza sui valori dei risultati.

Tab. 4.21 – Assunzioni circa l'evoluzione dei consumi medi annui per categoria di veicoli (migliaia mc/a)

	Autobus	Autocarri	Veicoli Speciali	Autovetture
2015	20,16	1,85	5,71	0,96
2020	19,17	1,76	5,43	0,91
2025	18,23	1,68	5,16	0,87
2030	17,78	1,64	5,03	0,85

Fonte: ns elaborazioni su dati vari.

4.6.3 Stima della domanda di metano del trasporto leggero su gomma fino al 2030

Sulla base dei dati illustrati in precedenza si possono calcolare i consumi di metano nelle ipotesi di alta e bassa crescita fino al 2030.

In tabella sono riportati anche i dati storici a partire dal 2010 che permettono di constatare come, applicando le nostre ipotesi, i dati di consumo calcolato si discostino di poco rispetto ai valori effettivi di consumi di metano nel settore trasporti riportati dal Bilancio Energetico Nazionale pubblicato dal MISE. Come si vede, il consumo di metano nella previsione di Crescita Alta raggiunge 1,7 miliardi di metri cubi nel 2025 ed è di poco inferiore a 2 miliardi nel 2030. Nella previsione di crescita bassa invece i consumi non crescono fino a 1,4 miliardi di metri cubi nel 2025 e arrivano a circa 1,6 miliardi nel 2030. In fig. 4.11 è rappresentato l'andamento dei consumi in tutto il periodo considerato.

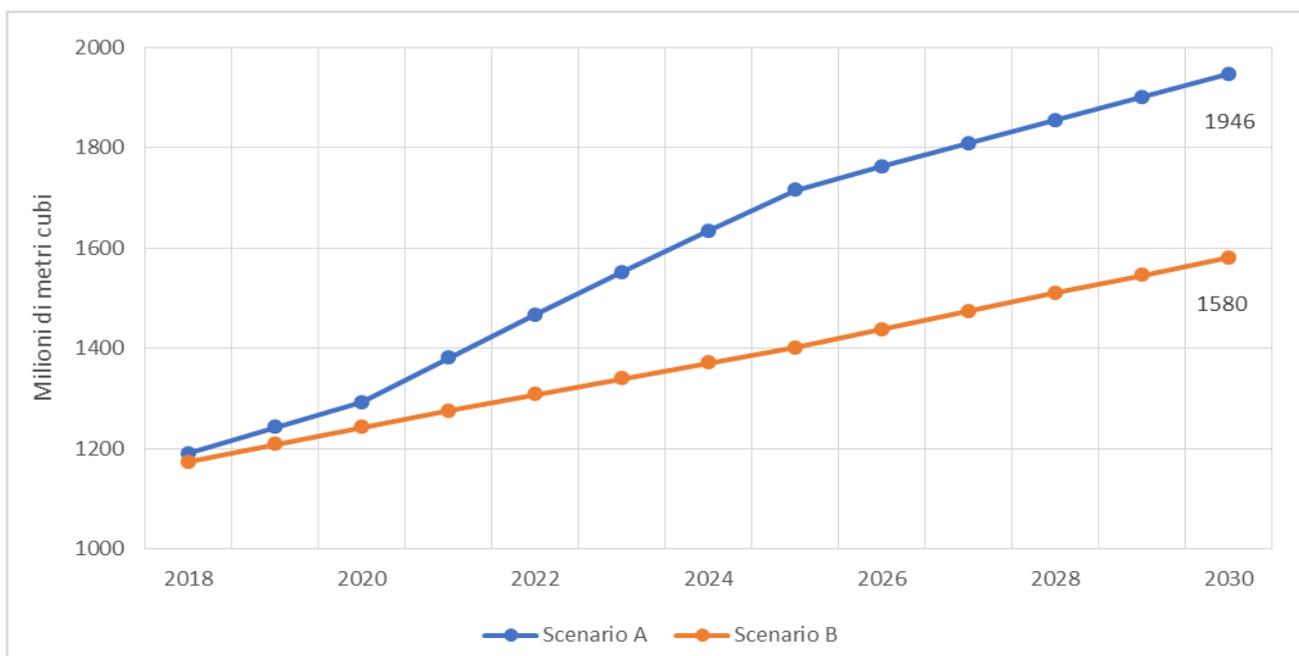
Tab. - Andamento dei consumi storici e previsti di metano per autotrazione

	Autobus	Autocarri	Veicoli Speciali	Autovetture	Tot. Stima	Valore BEN
Dati storici (Mmc)						
2010	72	112	13	667	863	849
2011	74	120	14	681	889	882
2012	76	126	15	712	929	924
2013	77	136	17	758	987	991
2014	80	143	19	809	1050	1053
2015	81	148	21	848	1098	1100
2016	82	157	23	866	1128	1091
Previsioni (Dati in Mmc)						
Crescita Alta						
2020	91	189	29	984	1290	
2025	115	285	36	1279	1715	
2030	123	317	43	1463	1950	
Crescita Bassa						
2020	87	175	29	951	1240	
2025	94	201	36	1070	1400	
2030	102	231	43	1204	1580	

Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

La crescita dei consumi nelle previsioni elaborate non è certamente trascurabile. Se si pone mente al fatto che il PNIEC prevede che i consumi totali di energia nei trasporti in Italia diminuiscano del 9% tra il 2017 e il 2030, mentre secondo le due stime individuate il consumo di GNC dovrebbe salire nello stesso periodo tra il 50% e l'85% risulta evidente che in entrambi i casi la penetrazione del metano aumenterebbe considerevolmente con una sfida non facile da vincere.

Fig. 4.11 – Trend dei consumi di metano compresso nel settore dei trasporti leggeri su gomma



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Va infatti tenuto presente che non è sempre facile modificare in modo sensibile il comportamento dei consumatori e che la vita utile dei mezzi di trasporto è piuttosto lunga rendendo per ciò stesso difficile una rapida modifica del parco circolante. Solo una decisa scelta pubblica che facesse di questa fonte l'elemento centrale della trasformazione delle fonti impiegate per trasporti potrebbe andare sensibilmente oltre la "previsione di alta crescita" da noi individuata. Ciò richiederebbe inoltre un insieme di altre iniziative a iniziare, dall'offerta da parte dei costruttori di veicoli di un numero consistente di nuovi modelli.

Va infine osservato che, in entrambe le stime, la domanda è largamente superiore anche per i consumi delle autovetture nel 2030 all'impiego di 1,1 Gmc che il decreto biometano e il PNIEC prevedono che sia utilizzato nei trasporti stradali. L'incentivazione prevista da tale decreto può quindi aiutare a sostenere lo sviluppo dei mezzi di trasporto a metano, ma sarà difficilmente in grado, a meno di future ed auspicabili revisioni⁴⁵, di per sé di stimolare lo sviluppo di tali mezzi più di quanto qui previsto.

4.7 Considerazioni conclusive

L'impiego di metano compresso per trasporti leggeri su gomma ha una lunga storia in Italia che è stato uno dei Paesi pionieri in questo settore. Questa tradizione costituisce un punto di forza su cui si può costruire lo sviluppo futuro. In base a quanto visto in questo capitolo tali prospettive dipendono da:

- la convenienza economica complessiva;
- le politiche pubbliche centrali finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas serra e all'aumento del ricorso alle fonti rinnovabili;
- le politiche pubbliche locali finalizzate a ridurre le emissioni locali e la congestione del traffico nelle città;
- l'evoluzione di alcuni fattori abilitanti la scelta di chi acquista un veicolo di trasporto.

Tra questi vi sono:

- Lo sviluppo della rete di distribuzione;
- La facilitazione dei rifornimenti (apertura distributori e self service);
- L'esame dei diversi elementi sopra elencati;
- La crescita del numero di modelli e la copertura dei diversi segmenti;
- L'immagine presso il pubblico (soprattutto in termini prospettivi) dei veicoli a metano.

L'esame condotta in questo capitolo sui diversi elementi sopra elencati porta a dire che l'impiego del metano nel settore trasporti leggeri su gomma ha certamente molti aspetti positivi e che vi sono buone prospettive per un incremento del suo impiego. In particolare i veicoli a metano possono contribuire a ridurre la quota di trasporto di persone e cose oggi soddisfatta dai veicoli alimentati a gasolio e a benzina. La riduzione del peso di questi veicoli, che richiederà comunque molto tempo data l'inerzia complessiva del settore trasporto, rimane l'obiettivo centrale delle politiche pubbliche volte alla decarbonizzazione anche del settore trasporti. Per accelerare il conseguimento di tale obiettivo appare giustificato non concentrarsi solo su una soluzione (ad es. l'elettrificazione dei trasporti) anche perché l'evoluzione tecnologica è un fatto continuo, e molti problemi devono essere ancora risolti. Sarebbe perciò errato pensare di avere ormai individuato la soluzione finale e che questa debba essere unica: ad esempio l'impiego dell'idrogeno o del Power-to-Gas potrebbero

⁴⁵ Anche in termini di durata degli incentivi.

costituire soluzioni che potrebbero avere successo in futuro. Una politica accorta dovrebbe perciò tenere aperte più porte e pensare che la transizione richiede comunque tempi lunghi. In quest'ottica la promozione dell'uso del gas rappresenta senz'altro una strada che può dare un contributo, a iniziare dall'impiego del biometano che, se si svilupperà secondo le attese, potrà dare un apporto rilevante al rispetto dell'obbligo comunitario di raggiungere una quota del 14% di fonti rinnovabili nei trasporti entro il 2030.

Non si può tuttavia ignorare che l'orientamento attuale del Governo italiano non sembra voler premiare questa fonte nel settore trasporti. Il cd "Ecobonus" per l'acquisto di nuove auto, introdotto con la legge di stabilità per il 2019, è infatti così concepito:

Incentivi per una spesa massima di 61.000 euro (iva inclusa) con rottamazione auto

- fino a 6.000 euro per chi acquista un'auto con emissioni di CO₂ da 0 a 20 g/km
- fino a 2.500 euro per chi acquista un'auto con emissioni di CO₂ da 21 a 70 g/km

Ecotassa invece di:

- 1.100 per chi acquista un'auto con emissioni da 161 a 175 g/km di CO₂
- 1.600 per chi acquista un'auto con emissioni da 175 a 200 g/km di CO₂
- 2.000 per chi acquista un'auto con emissioni da 201 a 250 g/km di CO₂
- 2.500 per chi acquista un'auto con emissioni superiori a 250 g/km.

Da quanto sopra emerge che si tratta di un provvedimento che non riconosce alcun incentivo a chi acquista un'auto a metano e dal quale non ci si può perciò aspettare una maggiore considerazione da parte degli automobilisti per l'acquisto di questo tipo di auto.

Un modo per far partecipare anche le auto a metano a questa promozione agganciandola a quanto già disposto con il Decreto biometano 2018 potrebbe essere quello di riconoscere una riduzione delle emissioni pari alla percentuale di biometano messo in rete per trasporti rispetto al consumo di metano per auto.

A titolo di esempio se il consumo stimato di metano fosse di 900 M mc/a (vedi tab. 4.3.3) e il quantitativo di biometano immesso in rete fosse di 270 Mmc, le emissioni di CO₂ di ogni auto a metano verrebbero conteggiate con una riduzione del 30%.

Questa politica rafforzerebbe nello stesso tempo la promozione del biometano e la diffusione delle auto a metano.



**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

5.1 Introduzione

Il Decreto legislativo n. 257 del 2016, della Direttiva 94/2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, più conosciuto con l'acronimo inglese DAFI, ha creato un quadro normativo certamente favorevole anche allo sviluppo dei consumi di gas naturale nel settore della trazione pesante su gomma. Il Decreto prevede infatti una serie di obblighi in capo alle regioni e alle province autonome⁴⁶ per la realizzazione di infrastrutture di rifornimento (sia di GNC che) di GNL, in particolare nei territori in cui per almeno due anni su sei negli anni dal 2009 al 2014 è stato superato il limite delle concentrazioni di PM10⁴⁷. Per quanto riguarda l'ambito autostradale gli obblighi sopra detti sono assolti dai concessionari autostradali, i quali entro il 31 dicembre 2018 presentano al concedente un piano di diffusione dei servizi di ricarica elettrica, di GNC e GNL garantendo un numero adeguato di punti di ricarica e di rifornimento lungo la rete autostradale e la tutela del principio di neutralità tecnologica degli impianti.

Al Decreto legislativo è seguita la pubblicazione del Quadro Strategico Nazionale sul GNL, un atto di indirizzo che formula in maniera organica le politiche e le misure di promozione e sostegno per il GNL congiunte alla definizione degli obiettivi nazionali di sviluppo delle relative infrastrutture. L'importanza del GNL è stata evidenziata anche nella Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 e ribadita nella proposta di Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC) inviato l'8 gennaio 2019 alla Commissione europea.

Tra gli impatti ambientali destinati a ridursi su spinta delle norme europee vi sono anche quelli sonori, per contenere l'inquinamento acustico è infatti previsto un inasprimento dei limiti di rumorosità previsti per i veicoli a motore. Il nuovo Regolamento UE n. 540/2014 in materia⁴⁸, entrato in vigore nel 2016, prevede tre progressive fasi di riduzione dei livelli sonori; per i veicoli industriali, gli attuali limiti sono stabiliti in un *range* tra i 77 e 82 decibel (dB), in base alla potenza nominale del motore, fino al 2020, quando scatterà la seconda fase (75-81), seguita nel 2024 dalla terza (74-79 dB).

Le case costruttrici di veicoli industriali hanno, inevitabilmente, fatto proprio questo orientamento per migliorare sempre di più i livelli di rumorosità dei nuovi modelli al di sotto dei limiti previsti dalla normativa. Tuttavia, è un fatto che i motori a gas naturale, tra i punti di forza riconosciuti, hanno proprio il minor impatto acustico rispetto agli equivalenti a gasolio. I nuovi veicoli Euro VI possono essere equipaggiati con dispositivi silenziatori che ne riducono ulteriormente l'impatto acustico. In taluni modelli, si garantisce un livello persino inferiore ai 72 dB richiesti per la certificazione "*Piek Quiet Truck*" che attesta la bassa rumorosità. Tra questi, e senza bisogno di silenziatori supplementari, rientrano i veicoli alimentati a gas naturale, sia GNC sia GNL⁴⁹, caratteristica che li

⁴⁶ A gennaio 2019, tuttavia, solo 12 su 22 tra Regioni e Province autonome hanno introdotto nella legislazione le norme sui carburanti alternativi introdotte con il D.lgs. 257/2016. La Provincia autonoma di Trento ha recepito le norme solo parzialmente, Bolzano ancora no, mentre otto Regioni sono inadempienti: Valle d'Aosta, Emilia Romagna, Umbria, Sardegna, Molise, Campania, Basilicata, Calabria.

⁴⁷ Impianti che nel corso del 2015 hanno avuto un erogato totale superiore a 10 milioni di litri di benzina e gasolio e impianti che nel corso del 2017 hanno erogato più di 5 milioni di litri hanno l'obbligo di presentare rispettivamente entro il 31 dicembre 2018 e il 31 dicembre 2018 progetti per dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi ventiquattro mesi dalla data di presentazione del progetto.

⁴⁸ Regolamento (UE) n. 540/2014 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativo al livello sonoro dei veicoli a motore e i dispositivi silenziatori di sostituzione. Il nuovo Regolamento si applica a decorrere dal 1 luglio 2016, ed entrerà interamente in vigore a partire dal 1 luglio 2027 quando abrogherà la Direttiva 70/157/CEE che definisce il metodo di prova per le emissioni acustiche.

⁴⁹ Ci riferiamo in particolare agli IVECO Eurocargo Natural Power a GNC con rumorosità inferiore ai 72 dB e allo Stralis NP 460 a GNL con rumorosità inferiore ai 71 dB.

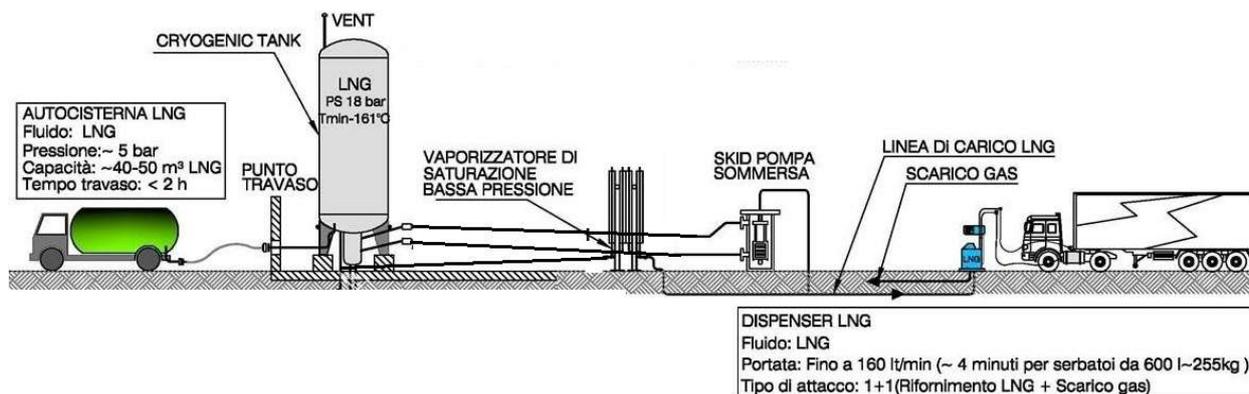
rende particolarmente adatti tanto all'attività di raccolta rifiuti e pulizia delle strade quanto alla consegna delle merci.

Ciò premesso in questo capitolo saranno analizzate le prospettive di sviluppo del mercato del GNL nel settore dell'autotrazione pesante e dei veicoli industriali in particolare.

5.2 La tecnologia GNL nell'autotrasporto stradale

Le stazioni di rifornimento alimentate a GNL possono servire in maniera esclusiva veicoli industriali alimentati a gas naturale liquido (Fig.).

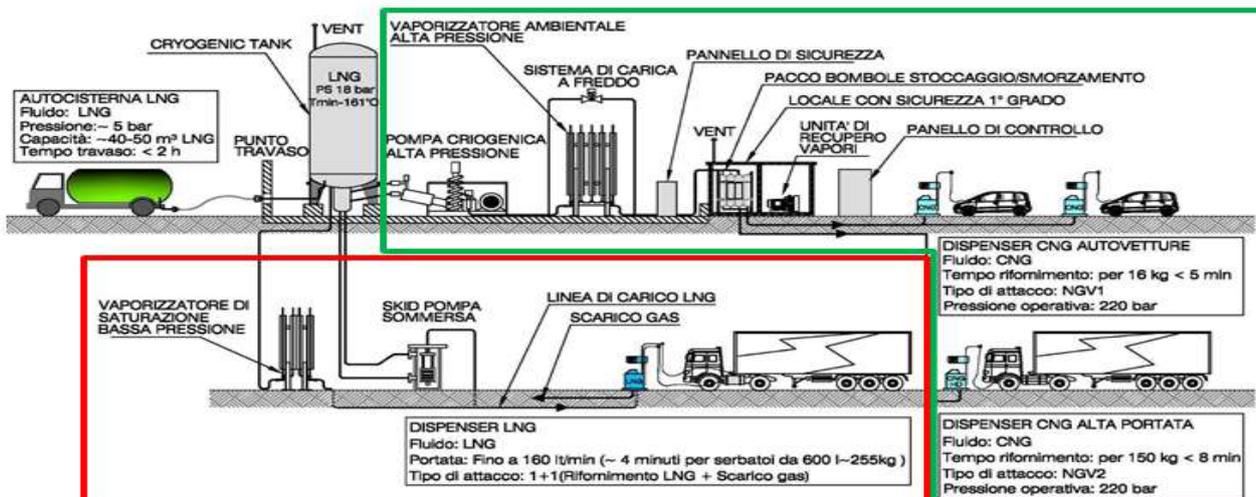
Fig. 5.1 - Schema impianto per rifornimento gas naturale liquido



Fonte: Bernardini (BRN), 2018.

Oppure, oltre all'erogazione del GNL, rigassificando in loco, possono rifornire anche vetture e veicoli alimentati a GNC. In questo ultimo caso, vi inoltre, il vantaggio di andare a colmare vuoti determinati dall'assenza o eccessiva lontananza dalla rete di trasporto di trasporto nazionale e regionale (Fig.).

Fig.5.2 - Schema impianto per rifornimento gas naturale compresso e gas naturale liquido (L-GNL + GNL)



Fonte: Bernardini (BRN), 2018.

Da notare che in tutti i casi i tempi di rifornimento, ma anche di travaso dall'autocisterna al serbatoio criogenico a terra, sono di poco superiori a quelli del gasolio.

Tuttavia, anche in previsione delle prossime aperture, la divisione tra nord e sud del Paese rimane netta e principalmente legata al limite infrastrutturale: la maggior parte degli impianti riceve il carburante dai terminali di Marsiglia (Francia), Zeebrugge (Belgio) e Barcellona (Spagna) via autobotti, un tragitto che rende poco economico il trasporto fino al Meridione. E dunque evidente che per rendere più sostenibile l'apertura di nuove stazioni, occorrerebbe far partire i depositi costieri e attrezzare i tre terminali presenti sul territorio italiano (Panigaglia, Rovigo e Livorno).

Anche perché le autocisterne che riforniscono i serbatoi della rete stradale sono le stesse che alimentano i serbatoi criogenici delle industrie e di piccole reti di distribuzione locale, il cui primo esempio italiano è l'impianto che serve abitazioni, aziende e l'hotel del comune turistico di Molveno (TN).

5.3 L'elettrificazione anche per i veicoli industriali?

Nel percorso verso una mobilità più sostenibile, i veicoli elettrici rappresentano una potenziale opzione; tuttavia, specialmente nell'ambito dei veicoli industriali, non possono costituire l'unica né principale soluzione verso cui tendere, specie nel medio termine.

In primo luogo, vale fare una distinzione tra le potenzialità dell'elettrico nel trasporto urbano ed extraurbano.

In ambito urbano, più che l'evoluzione delle tecnologie motoristiche sono le possibili limitazioni alla circolazione a spingere sperimentazioni volte all'utilizzo di veicoli elettrici (BEV). Nel contesto urbano, i limiti di autonomia – siamo intorno ai 200 km – non costituiscono un ostacolo insormontabile all'implementazione di progetti di mobilità innovativi, soprattutto se diretti a usi specifici e particolarmente predefiniti (come la distribuzione delle merci) o a lavori specializzati (come la movimentazione dei container nei porti).

Tuttavia, per quanto riguarda la portata, va sottolineato che è ancora troppo ampio il differenziale tra il peso totale a terra (PTT) e il carico utile del veicolo⁵⁰, nonostante la presenza di pacchi batteria di modesta entità. Specie se rapportata a quella delle autovetture elettriche di più grandi dimensioni e maggiore autonomia. Le batterie di un veicolo industriale oggi non superano infatti di 2,5 volte la capacità di quella delle grandi berline elettriche. Viceversa il serbatoio di un veicolo industriale classico non ha alcuna difficoltà a superare di 4 ma anche di 10 volte la capacità di un serbatoio di una vettura di grandi dimensioni. Ciò, se si tiene conto delle rispettive autonomie, limitata quella elettrica, ben più ampia quella assicurata dal motore endotermico, dà una misura dell'utilizzo a cortissimo raggio che implica l'utilizzo dei veicoli elettrici, tanto più se industriali.

Tutto questo perché più capacità di accumulo elettrochimico comporta inevitabilmente un aggravio di massa del veicolo e una riduzione della capacità di carico.

Più concrete, invece, specie nei veicoli di taglia media, appaiono le soluzioni elettrificate vale a dire l'introduzione di mezzi ibridi diesel-elettrici sia che si tratti di *Hybrid Electric Vehicles* (HEV) quando le batterie sono ricaricate solo durante la marcia che di *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) quando le batterie si ricaricano anche da fermo tramite la rete elettrica. L'azione combinata dei due propulsori e il recupero dell'energia in frenata permettono, al pari delle automobili, in condizioni di missione del veicolo favorevoli, un maggior efficienza rispetto alla sola propulsione endotermica. Proprio come per le automobili, tuttavia, è più che probabile che con il diffondersi dei veicoli alimentati a gas naturale, in questo caso ci si riferisce al GNC, anch'essi potranno essere elettrificati. Al motore endotermico alimentato a gas naturale potrà essere affiancato un motore elettrico che possa supportare il primo così da ridurre i consumi.

⁵⁰ A fronte di massa lorda di 25, ad esempio, la portata non supera le 12,8 t.

Se i mezzi ibridi sopra descritti sono previsti principalmente sulle strade urbane e periurbane⁵¹ l'elettrificazione dei veicoli industriali di grande taglia impegnati in lunghe percorrenza resta ben più complessa. Nel caso di veicoli completamente elettrici, peraltro, non si può trascurare l'assenza di una indispensabile rete di ricarica elettrica ad alta ed altissima potenza, nonché i lunghi tempi di ricarica richiesti anche laddove la rete è presente.

A tal proposito merita di essere citata la recente sperimentazione condotta sull'Autostrada BreBeMi che, in linea con le analoghe iniziative in altri paesi europei come Svezia e Germania, punta a realizzare la prima autostrada elettrificata in Italia⁵². Questo investimento dovrebbe consentire l'alimentazione di veicoli industriali dotati di catena cinematica ibrida con motore elettrico alimentato attraverso un pantografo. Al di fuori di questa corsia, come in caso di sorpasso o uscita dall'autostrada, il veicolo potrà circolare grazie al motore a combustione interna o, in futuro, tramite il solo motore elettrico.

La sperimentazione, però, che oltre a non apparire così nuova, pone non piccoli problemi infrastrutturali (solo in Italia i km di autostrade sono più di 6.500: come finanziare gli investimenti?) mette in evidenza gli attuali limiti del ricorso all'accumulo elettrochimico per i veicoli industriali, specialmente per i mezzi più grandi.

Col tale soluzione radicale viene, infatti, fornita un'indiretta e ulteriore dimostrazione di come l'attuale densità energetica dell'accumulo elettrochimico sia ancora lontana dal competere con i combustibili di origine fossile. Oggi, infatti, la densità di energia media di un sistema di accumulo elettrochimico è di 0,14 kWh/kg: considerando che ogni kWh stoccato pesa 7 kg, un solo litro di gasolio – che contiene 9,9 kWh – equivale a 70 kg delle attuali batterie basate sul litio.

Queste considerazioni insieme all'assenza di un'adeguata (e costosa) infrastruttura di ricarica ad alta potenza oltre all'assenza sul mercato mondiale di un veicolo elettrico adatto alle lunghe percorrenze, rendono del tutto prematuro ipotizzare nel breve medio una penetrazione dell'elettrico nel settore dei veicoli industria.

5.4 La riduzione degli agenti inquinanti

Il processo normativo relativo al contenimento delle emissioni per gli agenti inquinati registra un'accelerazione negli anni 1990, con l'emanazione di ulteriori limitazioni sulle emissioni di agenti inquinanti. In particolare, vengono introdotti gli standard di emissione Euro⁵³ per tutti i veicoli. Per quelli industriali, tali standard sono stati applicati per i mezzi immatricolati a partire dal 1992 e resi progressivamente più severi nel corso degli anni. I principali *step* sono sintetizzati qui di seguito:

- Euro I introdotto nel 1992, a cui è seguita nel 1996-1998 l'introduzione delle norme relative a Euro II.
- Nel 1999, con la Direttiva 1999/96/CE vengono introdotti gli standard Euro III poi modificati e resi più stringenti – Euro IV ed Euro V – nel 2005 e 2008.
- I limiti in materia di emissioni inquinanti previsti dalle norme Euro VI relativi all'omologazione dei veicoli pesanti sono definiti dal Regolamento (CE) n. 595/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio. I nuovi limiti emissivi, comparabili con gli standard statunitensi US 2010, sono divenuti effettivi a partire dal 2013-2014. Le nuove prescrizioni

⁵¹ Su lunghe tratte autostradali percorse a velocità costante i vantaggi dell'elettrificazione sono pressoché nulli, se non addirittura negativi.

⁵² Il progetto prevede l'elettrificazione di circa 6 km nella tratta centrale della A35 tra Calcio e Romano di Lombardia (BG) con la realizzazione di una linea elettrica sospesa a circa 5,5 metri in corrente continua (650-700 V).

⁵³ Tali standard sono definitivi con numeri arabi per le automobili e i veicoli commerciali leggeri (es. Euro 3), mentre con numeri romani (es. Euro III) per gli standard applicabili ai veicoli industriali (autocarri, escavatori, ecc.) e. Le emissioni dei veicoli, sono misurate in g/km per automobili e furgoni e in g/kWh per i veicoli commerciali pesanti e per gli altri veicoli industriali. Con Euro 0, si indicano i veicoli più inquinanti immatricolati prima del dicembre 1992.

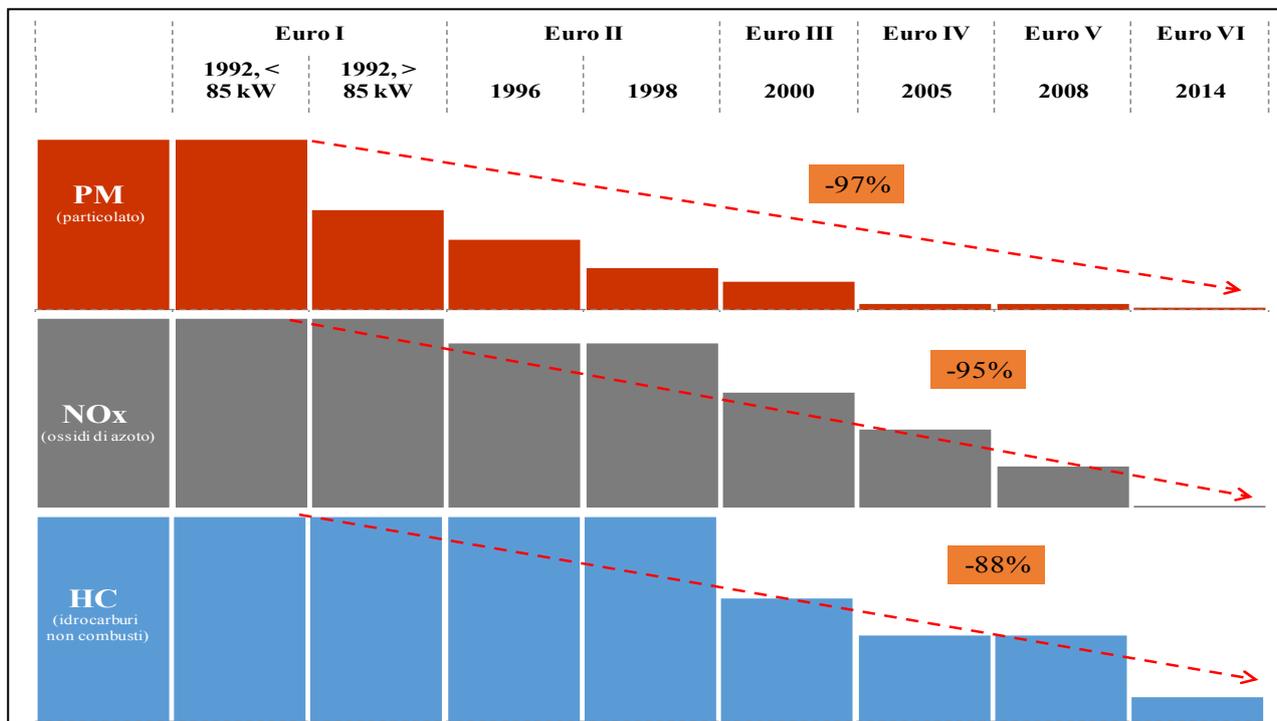


tecniche comuni per l'omologazione-tipo di veicoli commerciali pesanti, motori e pezzi di ricambio riguardano le emissioni di monossido di carbonio (CO), ossidi di azoto (NOx), particolato (PM) e idrocarburi incombusti (HC), allo scopo di assicurare il funzionamento del mercato interno e, al tempo stesso, garantire elevati livelli di protezione dell'ambiente.

In relazione ai veicoli pesanti, l'inseverimento degli standard emissivi dei principali inquinanti è stato considerevole (v. Fig. 4). Con l'introduzione dell'Euro VI, i livelli ammessi di particolato (PM) si sono ridotti del 97% rispetto all'Euro I ed evidentemente ancor di più rispetto ai veicoli Euro 0.

Stessa dinamica è riscontrabile per gli ossidi di azoto (NOx) con i livelli di emissioni previsti dal nuovo standard ridottisi del 95%. Leggermente inferiore agli altri due inquinanti, ma sempre significativo, è invece il calo dei livelli emissivi di idrocarburi incombusti (-88%) e quello del monossido di carbonio (-67%). Questi *input* normativi sono stati interamente recepiti dalle case costruttrici che hanno direzionato ingenti investimenti nello sviluppo tecnologico per adeguare i nuovi mezzi ai più avanzati standard ambientali e di sicurezza.

Fig.5.3 – Evoluzione standard delle emissioni inquinanti per veicoli pesanti

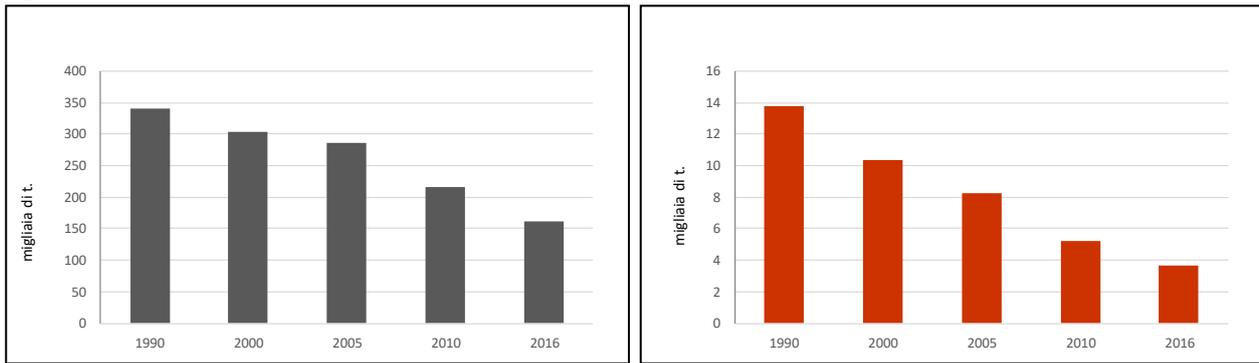


Fonte: Direttive europee.

Osservando specificamente i dati rilevati riguardanti il comparto dei veicoli industriali⁵⁴, vale rilevare che l'introduzione degli standard Euro ha consistentemente migliorato le *performance* ecologiche dei mezzi, contribuendo in maniera significativa alla riduzione delle emissioni di agenti inquinanti: tra il 1990 e il 2016, quelle di NOx si sono pressoché dimezzate e quelle di PM si sono ridotte di oltre il 70% (v. Fig. 5). Un successo ancor più rilevante se lo si confronta con le performance della navigazione nazionale che, nello stesso arco temporale, ha ottenuto risparmi del 28% per i NOx e di circa il 40% per il PM10.

⁵⁴ Sono compresi gli autobus in quanto la rilevazione di ISPRA sulle emissioni include entrambe le categorie all'interno di un'unica voce.

Fig. 5.4 Emissioni di NOx (sinistra) e di PM 10 (destra) dei veicoli industriali circolanti in Italia



Fonte: Inventario nazionale delle emissioni ISPRA, 2018.

Questa tendenza è prevista continuare nei prossimi anni, grazie al progressivo rinnovo del parco circolante, ai continui avanzamenti tecnologici e in vista dell'implementazione dei nuovi standard emissivi.

In questo contesto, senza dubbio, significativo potrà essere il contributo dei veicoli industriali alimentati a GNL. Anche in questo caso, infatti, come già visto per gli autobus (vedi paragrafo 4.5) il ricorso a motorizzazioni ottimizzate per il metano, permettere di vincere il confronto con il già molto performante Euro VI a gasolio.

Confronto, tuttavia, che, come già visto per le autovetture, resta difficile da realizzare per via delle variabili esterne che incidono in un test in condizioni reali⁵⁵. Nel caso poi specifico di veicoli alimentati a GNL in confronto con veicoli a gasolio, va considerata, una minore offerta di modelli che inficia l'importanza statistica dei risultati poiché è del tutto probabile l'arrivo di nuovi modelli alimentati a GNL.

I risultati, ad ogni modo sono favorevoli, al metano che, oltre a restare sempre al di sotto dei parametri previsti dello standard Euro VI è vincente rispetto alla media dei valori dei veicoli alimentati a gasolio dotati delle migliori tecnologie per l'abbattimento degli agenti inquinati (Vermeulen et al., 2017).

Va sottolineato, altresì, che i risultati ottenuti con un ciclo Otto a metano, si hanno solo con un semplice catalizzatore a tre vie al posto del filtro antiparticolato e del complesso SCR con additivo (e relativo serbatoio)⁵⁶ necessario a un ciclo Diesel alimentato a gasolio.

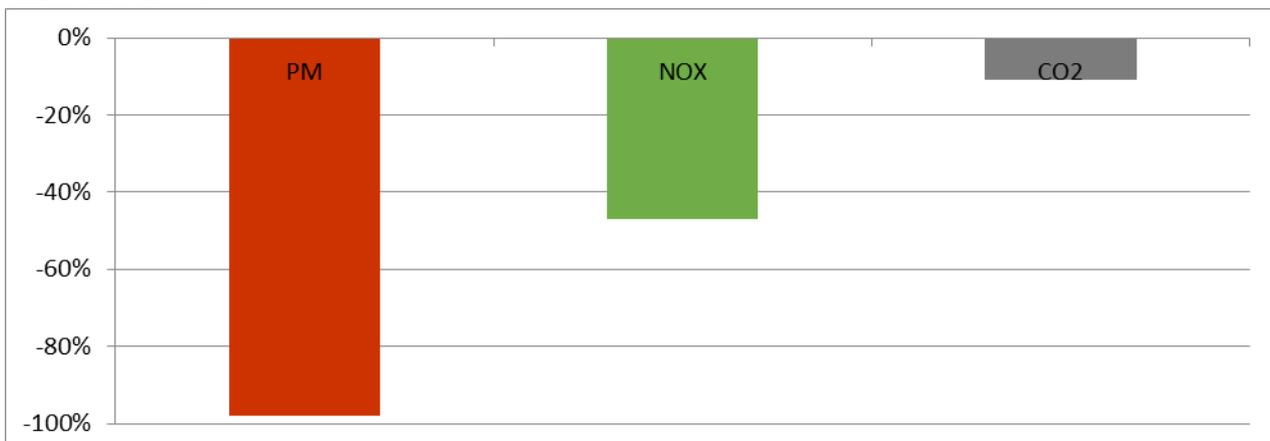
Ciò nonostante in test condotti a parità di condizioni (identico semirimorchio, identico percorso) con il solo variare della motorizzazione⁵⁷: rispetto al diesel, le emissioni di NOx del veicolo a GNL sono risultate prossime alla metà, quelle di PM quasi azzerate, mentre la riduzione di CO₂ è stata dell'11% (Senna, 2018).

⁵⁵ A cominciare dallo stile di guida, in special modo nei tratti non autostradali.

⁵⁶ La Riduzione Selettiva Catalitica (SCR) ad alta efficienza, è una tecnologia efficace per l'abbattimento degli ossidi di azoto (NOx) nei gas di scarico. Il dispositivo tramite l'additivo AdBlue consente, attraverso reazione chimica, di convertire i NOx in azoto e vapore acqueo prima della loro emissione dal tubo di scarico.

⁵⁷ Iveco Stralis NP 460 vs Iveco XP 460.

Fig. 5.5 Differenza di emissioni, a parità di condizioni, tra un veicolo industriale da 40 t alimentato a GNL e uno diesel



Fonte: Tuttotrasporti, 2018.

Va, infine, rimarcato che, impatto ambientale a parte, in pochi, pochissimi anni l’utilizzo del GNL nei trasporti stradali ha già fatto grandi passi in avanti, avviandosi a risolvere alcuni punti di debolezza che potevano evidenziarsi solo tre anni fa.

Tab. 5.1 - Principali punti di forza e di debolezza dei trasporti stradali con veicoli alimentati a GNL individuati nel 2016 e rapportati a fine 2018. In verde i punti definitivamente superati, in arancione quelli in via di risoluzione

Punti di forza	Punti di debolezza
Per i veicoli industriali il GNL rappresenta l’unica alternativa economica reale ai prodotti petroliferi	Prezzo d’acquisto più elevato per l’acquisto rispetto ad un mezzo convenzionale
I veicoli industriali alimentati a GNL generano emissioni inquinanti nettamente inferiori a quelli alimentati a gasolio: NOx (-35%), particelle fini (-95%) e CO2 (-10%)	<u>Autonomia limitata a 650-700 km, rispetto ai 1.000-1.500 km del diesel, e quindi perdita di tempo dovuta a rifornimenti più frequenti, anche se il rifornimento stesso richiede solo 4-5 minuti</u>
Il livello di rumore è sensibilmente ridotto rispetto ai motori diesel: da un minimo di 3 inferiore fino ad un massimo di 13 decibel	La messa a disposizione di infrastrutture per le stazioni di rifornimento di GNL per i veicoli pesanti è fondamentale per garantire lo sviluppo del mercato
Il costo totale di possesso dei camion a GNL può essere minore a quello dei camion a gasolio, pertanto l’investimento supplementare viene recuperato nell’arco di qualche anno, talvolta persino in due anni	Necessità di utilizzare il veicolo entro 7 giorni dal pieno per evitarne perdite troppo consistenti dovute all’evaporazione e temperatura più elevata degli scarichi (800°C contro i 600°C) che richiede l’utilizzo di materiali adatti
Il GNL è abbondante ed economico e tutte le tecnologie collegate sono ormai mature e ben conosciute	Mancanza di una legislazione armonizzata per gli impianti di rifornimento di GNL e per l’omologazione dei veicoli a GNL

Fonte: Elaborazione da originale di Furfari 2016.

5.5. La convenienza economica del GNL

Appurati i vantaggi ambientali del GNL nei trasporti resta da verificarne quelli economici. Un confronto secco sui soli costi del carburante vedrebbe un veicolo industriale alimentato a GNL vincere facilmente con un analogo modello diesel.

Sempre basandoci su prove su strada condotte da testate specializzate la percorrenza di 3,6 km con un kg di GNL si confronterebbe con i 3,3 km percorsi con un litro di gasolio, che andrebbero ridotti



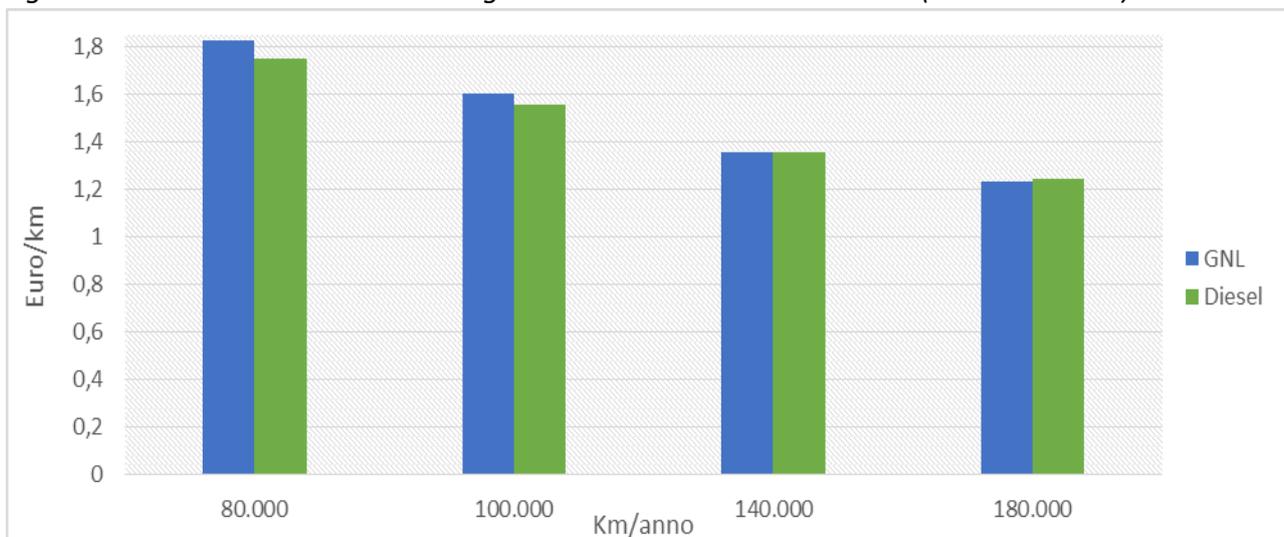
a 3,16 km conteggiando anche l'AdBlue. In euro, al netto dell'IVA, per percorrere 100 km a GNL basterebbero 21,7 euro, a fronte dei 38,5 che servirebbero per percorrere l'analoga distanza con il diesel⁵⁸.

Resta il fatto che il prezzo d'acquisto di un trattore stradale a gas naturale è ancora sensibilmente maggiore di un analogo modello diesel.

Per confronto globale possiamo rifarci al TCO, comprendente i costi di ammortamento, carburante, lubrificante e pneumatici, manutenzione, tasse e assicurazioni, a tali voci dette tecniche va sommato il costo del lavoro (di seguito riportiamo solo il caso del conducente dipendente).

Il GNL diventa più conveniente superati i 140 mila km di percorrenza annui, va tuttavia considerato che il confronto riportato di seguito non tiene conto di alcun incentivo all'acquisto di cui potrebbe beneficiare il veicolo alimentato a GNL.

Fig. 5.6 - TCO veicoli industriali analoghi GNL e Diesel da 44 tonnellate (senza incentivi)



Fonte: Elaborazione da Tuttotrasporti, 2018.

In particolare, il Decreto n. 336 del 22 luglio 2019 prevede che verranno agevolati, anche mediante locazione finanziaria, gli acquisti di autoveicoli nuovi di fabbrica, adibiti a trasporto merci di massa complessiva a pieno carico pari o superiore a 3,5 t, a trazione alternativa a metano compresso, a GNL, ibrida (diesel + elettrico) ed elettrica, per un totale di risorse finanziarie complessive pari a circa 10 milioni di euro.

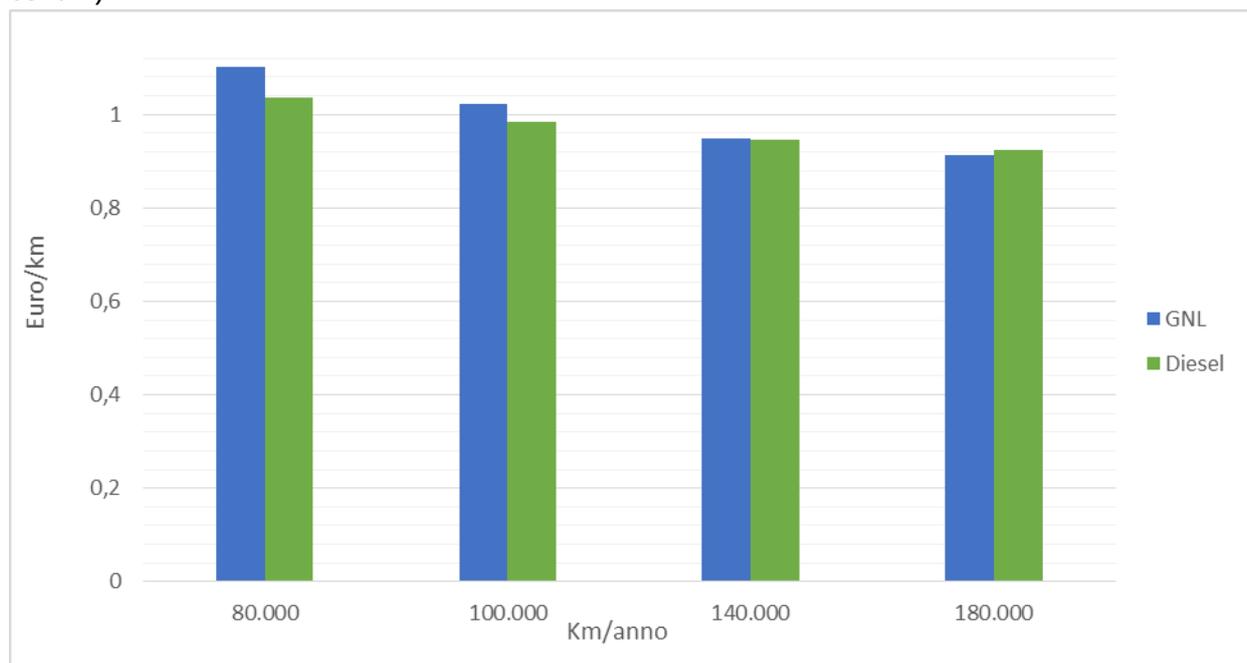
Incentivo che, per ogni veicolo a GNL con massa pari o superiore a 16 t, ammonta a 20 mila euro.

La situazione naturalmente non cambia se si dovessero considerare le sole voci tecniche (v. fig. 5.7). I veicoli industriali alimentati a GNL sono dunque particolarmente adatti alle lunghe percorrenze dove possono rappresentare la soluzione vincente proprio all'aumentare delle percorrenze.

Va altresì notato che, anche prescindendo dalle percorrenze elevate, in diversi casi i veicoli alimentati a GNL sono stati scelti per i vantaggi ambientali che li caratterizzano e che possono essere legati alle merci trasportate.

⁵⁸ Prezzo GNL 0,77 euro a kg (su cui, acquistandolo in grandi quantità si può spuntare anche un sconto del 10%), prezzo gasolio 1,26 euro/l.

Fig. 5.7 - TCO veicoli industriali analoghi GNL e Diesel solo voci tecniche da 44 tonnellate (senza incentivi)



Fonte: elaborazione da Tuttotrasporti, 2018.

5.6 Il GNL non solo per i veicoli industriali

Tra i possibili usi del GNL nei trasporti vi anche quello ferroviario, ambito in cui numerosi sono i test e le sperimentazioni negli Stati Uniti e in Russia, ma anche in Spagna. Non mancano infatti anche in Europa e in Italia, in aree montane e collinari, tratte ferroviarie non elettrificate che utilizzano locomotive alimentate a gasolio.

Più immediato, invece, anche in Italia, è l'uso del GNL negli autobus sia su tratte interurbane che urbane. Anzi, proprio nel nostro Paese, è stata aggiudicata la prima gara pubblica in quest'ambito. A gennaio 2019, infatti, il consiglio di amministrazione di Tper, Trasporto Passeggeri Emilia-Romagna⁵⁹, società nata nel febbraio 2012 dalla fusione dei rami trasporto di ATC, azienda trasporti su gomma di Bologna e Ferrara e FER, società regionale ferroviaria, ha deliberato l'aggiudicazione di due gare per complessivi 46 nuovi autobus alimentati a GNL. La prima relativa a 15 mezzi, che andranno in strada entro la fine del 2019, è stato aggiudicato a Scania. La seconda, relativa a 31 autobus sempre a metano liquido, è stato aggiudicato a Industria Italiana Autobus; si tratterà di nuovi Citymood in versione GNL destinati agli utilizzi cittadini che saranno consegnati entro la primavera del 2020. L'investimento complessivo è stato di 11,5 milioni di euro, a cui vanno aggiunti ulteriori 1,6 milioni per la realizzazione di un'apposita stazione di rifornimento realizzata in un deposito aziendali. L'azienda dispone già di tre impianti di ricarica rapida per il rifornimento di CNG ai mezzi cittadini.

5.7 I nuovi limiti sulle emissioni di CO2 per i veicoli industriali

In base alla normativa comunitaria, come già scritto, ogni settore è chiamato a contribuire alla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, in funzione delle rispettive potenzialità economiche e tecnologiche. Se il comparto della produzione e distribuzione di energia è previsto

⁵⁹ La società è impegnata da anni a sperimentare modalità alternative di mobilità e conta già circa 300 autobus a GNL nella propria flotta che conta in tutto su 1.200 mezzi per una percorrenza annua di circa 50 milioni di chilometri, e oltre 340.000 passeggeri trasportati giornalmente su autobus e filobus.



quasi azzerare le emissioni di CO₂ entro il 2050, presentando il maggior potenziale di riduzione, il settore residenziale e terziario potrebbe ridurle del 90% e l'industria dell'80%. Per quanto riguarda il settore dei trasporti – che contribuisce per circa 1/4 alle emissioni climalteranti dell'Europa – la *roadmap* prevede una riduzione di oltre il 60% entro il 2050.

In un'ottica di maggior impegno, negli ultimi due anni sono state avanzate nuove proposte legislative con conseguenti nuovi obblighi tanto per i veicoli leggeri quanto, per la prima volta, per quelli pesanti.

Per questi ultimi, responsabili del 6% delle emissioni totali di CO₂ dell'UE e del 25% di quelle associate al trasporto stradale, dopo la proposta della Commissione di stabilire obiettivi di riduzione per le nuove immatricolazioni di veicoli industriali per il periodo 2020-2030⁶⁰, a novembre 2018, il Parlamento Europeo ha approvato degli obiettivi di riduzione delle emissioni prodotte dai camion, stabilendo che i veicoli a zero e a basse emissioni rappresentino una quota di mercato di almeno il 5% e il 20% delle vendite entro il 2025 e il 2030 rispettivamente.

Il Regolamento del giugno 2019⁶¹ ha stabilito i requisiti di prestazione dei veicoli pesanti nuovi, in virtù dei quali le emissioni specifiche di CO₂ del parco degli stessi siano ridotte, rispetto ai valori delle emissioni di CO₂ di riferimento⁶² come segue:

- (a) dal 1^o gennaio 2025: taglio del 15% rispetto al 2019. Pensato come obiettivo vincolante, può essere raggiunto utilizzando le tecnologie attualmente disponibili;
- (b) dal 1^o gennaio 2030: taglio di almeno il 30% rispetto al livello del 2019. Si tratta di un obiettivo ambizioso e non ancora vincolante, soggetto a riesame nel 2022, per tenere conto dell'evoluzione tecnologica e delle modalità di attuazione dello stesso.

Inoltre, lo stesso Regolamento prevede:

- l'introduzione di incentivi per veicoli a basse e a zero emissioni (LEV/ZEV), definiti come veicoli le cui emissioni sono inferiori a 350 g di CO₂ per km percorso;
- elementi di flessibilità, come il *banking* (accumulo) di crediti, ricompensa per azioni precoci e virtuose in termini di riduzione emissive e il *borrowing* (prestito), qualora il costruttore superi il proprio obiettivo specifico;
- sanzioni pecuniarie al costruttore in caso di mancata conformità agli obiettivi annuali di emissione di CO₂.

Il Regolamento si basa e integra a sua volta, il Regolamento n. 2018/956 proposto il 31 maggio 2017 e adottato nel giugno 2018⁶³, concernente il monitoraggio e la comunicazione dei dati relativi al consumo di carburante e alle emissioni di CO₂ dei veicoli pesanti.

In sua ottemperanza, a partire dal gennaio 2019, gli Stati membri sono obbligati a monitorare e comunicare i dati relativi a tutti i nuovi veicoli pesanti immatricolati nel corso di un anno civile. Dati che a decorrere dal 2020, entro il 28 febbraio di ogni anno, le autorità competenti degli stessi Stati membri dovranno poi comunicare alla Commissione.

⁶⁰ COM(2018) 284 final/2, Proposta di Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ dei veicoli pesanti nuovi. La proposta di Regolamento completa il "pacchetto" normativo indirizzato al settore trasporti, aggiungendosi alla proposta, attualmente in discussione, che rivede e riunisce in un unico atto legislativo i vigenti Regolamenti (CE) n. 443/2009 (CO₂ auto) e (CE) n. 510/2011 (CO₂ van) che definiscono i livelli per le autovetture e per i veicoli commerciali leggeri.

⁶¹ Regolamento UE/2019/1242 del Parlamento europeo e del Consiglio del 20 giugno 2019 che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ dei veicoli pesanti nuovi

⁶² Basate sui dati di monitoraggio comunicati ai sensi del Regolamento UE/2018/956 per il periodo intercorrente tra il primo luglio 2019 e il 30 giugno 2020.

⁶³ Regolamento (UE) 2018/956 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 28 giugno 2018, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di CO₂ e del consumo di carburante dei veicoli pesanti nuovi.

Spetta invece ai costruttori di veicoli industriali l'onere di monitorare e comunicare i dati relativi al consumo di carburante e alle emissioni di CO₂ dei veicoli. La principale novità è che tali parametri tecnici devono essere calcolati utilizzando uno strumento di simulazione, il software VECTO (*Vehicle Energy Consumption Tool*)⁶⁴, che consentirà agli operatori del settore dei trasporti di avere accesso a informazioni standardizzate sui consumi per garantire la comparazione di differenti modelli di veicoli industriali. Tutte queste informazioni, ad eccezione dei dati sensibili, saranno rese pubbliche dalla Commissione all'interno di un registro gestito dall'Agenzia europea per l'ambiente e saranno comparate con i risultati dei test che verranno effettuati in condizioni reali di guida. Si replicherà così il sistema di monitoraggio e comunicazione dei dati già previsto per i veicoli commerciali leggeri. Le nuove disposizioni normative e le proposte sui nuovi livelli di emissioni di CO₂ hanno suscitato un acceso dibattito fra gli addetti a lavori che qui di seguito riportiamo per sommi capi.

Perplessità e criticità emergono riguardo la metodologia di calcolo delle emissioni col software VECTO. Al momento, infatti, vengono considerate solo le emissioni *Tank-to-Wheel*, cioè quelle che si generano in fase di utilizzo di un veicolo. La richiesta, anche nell'ottica della neutralità tecnologica, è che invece vengano considerate anche le emissioni *Well-To-Tank*, e quindi quelle rilasciate in tutto il ciclo produttivo di un carburante, dall'estrazione alla produzione, fino a trasporto e distribuzione. Il problema metodologico in cui si incorre considerando solo le emissioni *Tank To Wheel* si pone soprattutto nel caso dei veicoli elettrici (anche se per i veicoli industriali i mezzi sono ancora da realizzare): da un lato, perché in questo modo non si considerano le emissioni rilasciate durante la fase di generazione dell'elettricità, che è destinata ad essere sempre più prodotta da fonti rinnovabili ma che ancora in Europa è prodotta per il 69% da fonti fossili; dall'altro, perché il ricorso al litio e agli altri minerali presenti nelle batterie dei veicoli elettrici è tutt'altro che esente da impatti ambientali⁶⁵.

Non considerare, pure per i veicoli elettrici, l'intero ciclo delle emissioni penalizzerebbe le altre tecnologie di propulsione, come i motori alimentati da combustibili alternativi (gas naturale, idrogeno) e rinnovabili (biometano, biodiesel). Anche perché questi ultimi, come è noto, possono essere utilizzati nei motori dei veicoli industriali in percentuali significative e senza adattamenti tecnologici eccessivamente onerosi, consentirebbero invece sensibili abbattimenti della CO₂.

Tanto più nel caso in cui il carburante rinnovabile può essere utilizzato in maniera diretta nei veicoli. L'esempio più frequente è quello relativo al ciclo dei rifiuti, in questo caso infatti il biometano derivato da rifiuti organici potrà alimentare la flotta dei mezzi per la raccolta⁶⁶.

5.8 Un rapido successo per il metano?

Come visto il gas naturale sia compresso che liquido rappresenta oggi l'alternativa più promettente al gasolio tanto negli autobus e quanto nei veicoli pesanti. Come dimostrano anche le immatricolazioni di nuovi autoveicoli nel 2018.

La quota di mercato degli autocarri con peso totale a terra (PTT) superiore a 3,5 t alimentati a GNL e GNC nel confronto tra il 2017 e il 2018 è, infatti, passata rispettivamente dall'1,2% al 2,7% e dallo 0,8% all'1,2%.

In Italia, diversi player industriali del settore *automotive* hanno avviato iniziative nel settore degli utilizzi del GNL come combustibile per i trasporti stradali pesanti.

⁶⁴ Nel 2009 la Commissione ha iniziato a sviluppare VECTO, uno strumento per misurare e certificare le emissioni di CO₂ dei veicoli industriali nuovi. La procedura di certificazione, completata nel 2016, si basa su una combinazione tra il test dei componenti e una modellazione per simulazione.

⁶⁵ Si veda infra l'apposito capitolo sugli impatti ambientali delle diverse tecnologie calcolati con approccio LCA.

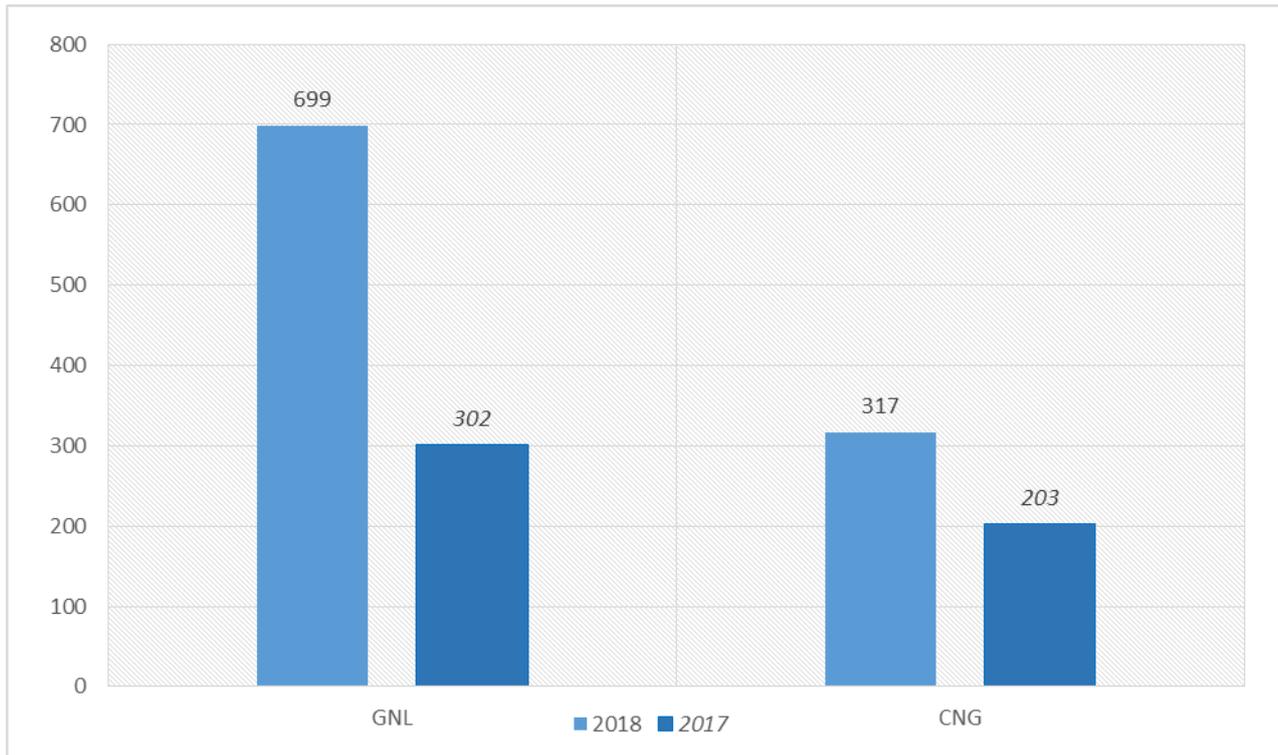
⁶⁶ Un caso italiano di successo si appresta ad essere quello del comune di Vittorio Veneto (TV), il cui impianto serve 44 comuni del circondario. Con investimento di 500 mila euro si è realizzato un impianto da oltre 34 tonnellate di gas il cui distributore di biometano sarà messo a disposizione anche della clientela privata.

Nello specifico la società piemontese Ecomotive Solutions è la prima azienda in Italia ad aver ottenuto dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti l'omologazione per la trasformazione di mezzi pesanti diesel in veicoli *dual fuel*. Nel campo della fornitura di mezzi pesanti alimentati a GNL, Iveco è leader del settore, con vendite in netta crescita per i veicoli Stralis Natural Power alimentati a GNL alle società di trasporti e logistica italiane ed europee.

Certamente, le vendite di veicoli diesel sono ancora preponderanti, però proprio grazie al GNL le nuove immatricolazioni di mezzi a metano sono più che raddoppiate (Fig.).

Le vendite di veicoli GNL e GNC sono cresciute rispettivamente di oltre il 131% e il 56% a fronte di un incremento delle vendite del diesel del 2,7%.

Fig. 5.8 - Immatricolazioni di autocarri a GNL e CNG con Ptt > 3,5 t anni 2018 e 2017



Fonte: elaborazione ANFIA su dati del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, 2019.

Ad oggi si contano circa 1.300 camion alimentati a GNL contro 500 alimentati a GNC.

Ancor più rosea è la situazione degli autobus. Qui le nuove immatricolazioni di mezzi alimentati a GNC tra il 2017 e il 2018 sono cresciute di quasi il 214% arrivando a conquistare una quota di mercato superiore all'8,4%, staccando di molto le altre alimentazioni alternative.

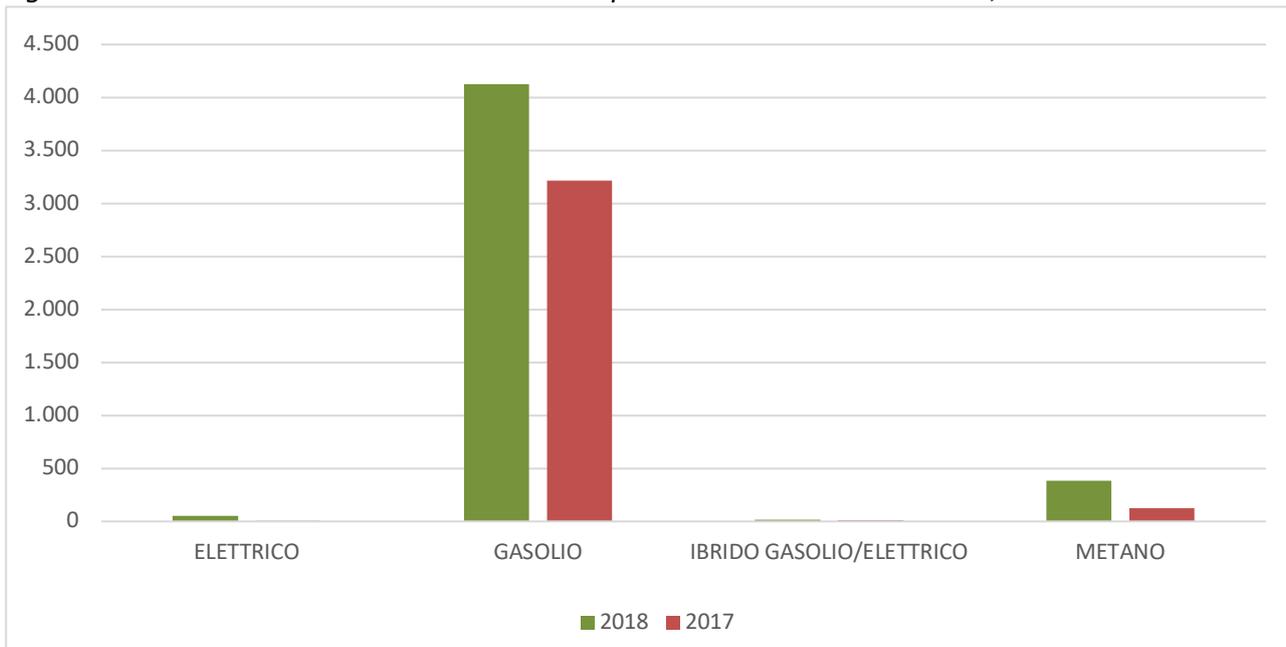
Un risultato tanto più positivo se si considera che anche le vendite dei nuovi autobus alimentati a gasolio sono cresciute di oltre il 28%.

Ulteriore impulso al rinnovo delle flotte di TPL potrà arrivare dalla pubblicazione del Piano Strategico sulla Mobilità Sostenibile. Il Piano, messo a punto dai dirigenti dei ministeri delle Infrastrutture e dei Trasporti, dello Sviluppo economico, dell'Economia e dell'Ambiente, secondo la legge di Bilancio 2017⁶⁷, avrebbe dovuto essere approvato entro il 30 giugno 2017 (ed in verità era già stato redatto a giugno 2018⁶⁸).

⁶⁷ Precisamente il comma 613 della Legge 11 dicembre 2016, n. 232.

⁶⁸ "Mobilità sostenibile, pronto il piano strategico" su Staffetta Quotidiana del 14 giugno 2018.

Fig. 5.9 - Immatricolazioni di autobus suddivisi per alimentazione con Ptt > 3,5 t anni 2018 e 2017



Fonte: elaborazione ANFIA su dati del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, 2019.

Il Piano fornirà i criteri di spesa del fondo investimenti per autobus e infrastrutture a supporto dei servizi TPL, per il periodo 2019-2033, indirizzato anche al rinnovo delle flotte con alimentazioni alternative (GNL, GNC, ibrido, elettrico, ed idrogeno). La dotazione finanziaria è di 200 milioni di euro per il 2019 e 250 milioni l'anno per il periodo 2020-2033.

5.8.1 Quale diffusione per il GNL per i veicoli industriali?

In questo capitolo sono stati descritti diversi punti di forza dell'uso del GNL per i veicoli industriali a cui aggiungiamo la possibilità di *interfuel competition* e la spinta che lo sviluppo della distribuzione del GNL in Italia può avere sull'economia nazionale per l'impulso che potrà dare ai settori delle costruzioni metalmeccaniche specializzate nell'impiego di acciai speciali, a quelli della progettazione e realizzazione di impianti di stoccaggio e distribuzione di liquidi criogenici, al settore *automotive* ed al suo indotto, oltre che, naturalmente, all'industria dell'approvvigionamento.

Punti di forza che rappresentano la condizione necessaria perché il GNL possa diffondersi sottraendo progressivamente quote di mercato al diesel. Tra questi punti una sottolineatura particolare tocca ai vantaggi per l'ambiente che vengono riconosciuti al GNL dalle amministrazioni centrali e locali, non solo in Italia.

Citiamo a titolo di esempio il parziale esonero che la Germania da gennaio 2019 fino a tutto il 2020 riconoscerà a tutti i veicoli industriali alimentati a metano dal pagamento del pedaggio sull'intera rete stradale e autostradale. I camion a gas naturale dovranno pagare solamente la parte del pedaggio che copre il costo dell'infrastruttura e quella sull'emissione del rumore. Da notare che la Germania aveva già approvato un finanziamento per l'acquisto con un importo unitario di 8 mila euro per i veicoli GNC e di 12 mila per quelli a GNL. O, ancora, il bando da 2 milioni di euro predisposto dalla Regione Lombardia per la realizzazione di stazioni di rifornimento. Stazioni che sono attese in grande crescita, cosa che del resto – nonostante i problemi logistici dell'approvvigionamento – è avventa dal 2015 a oggi. In questi pochi anni le vendite di veicoli e di carburante sono andate di pari passo sorreggendosi vicendevolmente.



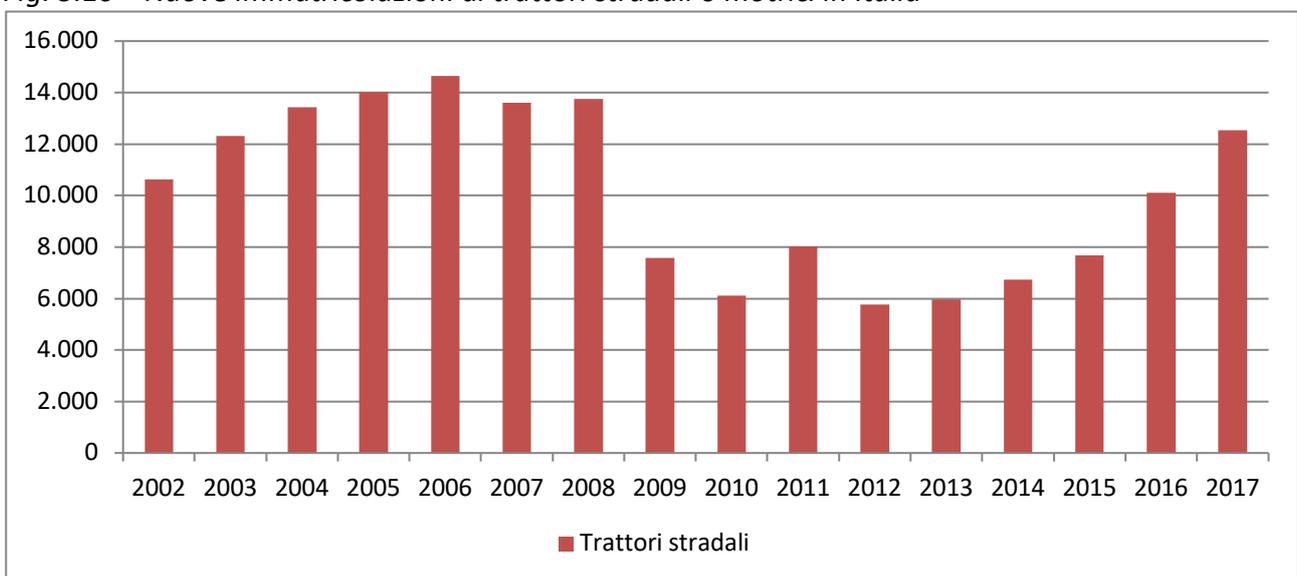
È lecito attendersi che una dinamica siffatta prosegua anche negli anni a venire anche perché è la stessa Direttiva 2014/94/UE ad obbligare gli Stati membri ad assicurare che, entro il 31 dicembre 2025, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale TEN-T. Al fine di definire il suddetto 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.

Si osserva che la rete TEN-T di primo livello interessa l'intero territorio nazionale con una più alta concentrazione nel nord del Paese.

In Italia, la rete centrale TEN-T 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.

Fig. 5.10 – Nuove immatricolazioni di trattori stradali o motrici in Italia



Fonte: dati tratti da Autoritratto ACI, 2018.

Nel Quadro strategico nazionale⁶⁹ allegato al D.lgs. 257/2016, con cui è stata recepita la Direttiva DAFI, si stima in 800 il numero di stazioni di rifornimento che al 2030 potrebbero essere approvvigionate con GNL. Tale valore è confermato sia nella SEN 2017 che nella proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

Tra le varieguate tipologie di veicoli industriali quelli che meglio si prestano all'alimentazione a GNL sono i trattori stradali, che insieme al semirimorchio costituiscono l'autoarticolato, che è da diversi anni oramai il veicolo il più utilizzato per le lunghe percorrenze. Per le distanze brevi e medie e per gli usi urbani resta la possibilità del GNC ma anche del GNL come dimostrato da recenti iniziative locali⁷⁰.

⁶⁹ ALLEGATO III - Quadro strategico nazionale.

Sezione C: fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi.

Prima sottosezione: fornitura di gas naturale liquefatto (GNL) per la navigazione marittima e interna, per il trasporto stradale e per altri usi.

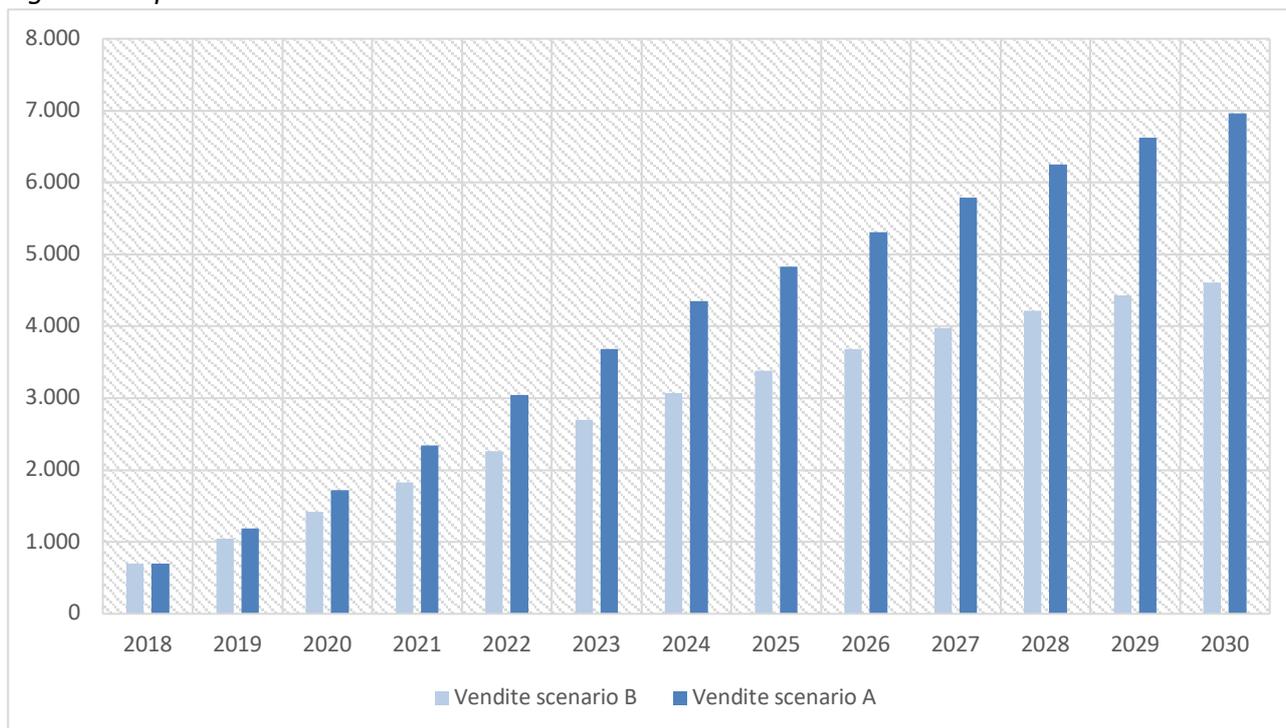
⁷⁰ Il riferimento va all'Emilia Romagna e ai pullman di START, o ai mezzi adibiti alla raccolta differenziata introdotti da IREN nel Comune di Piacenza.

A partire dal 2009 le vendite di trattori stradali hanno molto risentito della grande crisi e sono tornate al di sopra delle 10 mila unità annue solo nel 2016, grazie anche a specifiche ed efficaci misure (come il super ammortamento, introdotto proprio nella Legge di Stabilità 2016). Ad oggi pare difficile possano tornare i volumi di vendita di metà degli anni 2000, superiori alle 13 mila unità annue (v. fig. 5.10).

Negli ultimi anni infatti molte imprese di autotrasporto (e moltissime microimprese) sono scomparse o hanno delocalizzato e più aspra si è fatta la concorrenza con le aziende dei Paesi che per ultimi sono entrati nell'Unione.

Per quanto riguarda tuttavia in particolare i veicoli alimentati a GNL è del tutto lecito immaginare un significativo incremento delle vendite ed una progressiva erosione della quota di mercato oggi coperta veicoli diesel (v. fig. 5.11).

Fig. 5.11 – Ipotesi di nuove immatricolazioni di trattori stradali alimentati a GNL in Italia



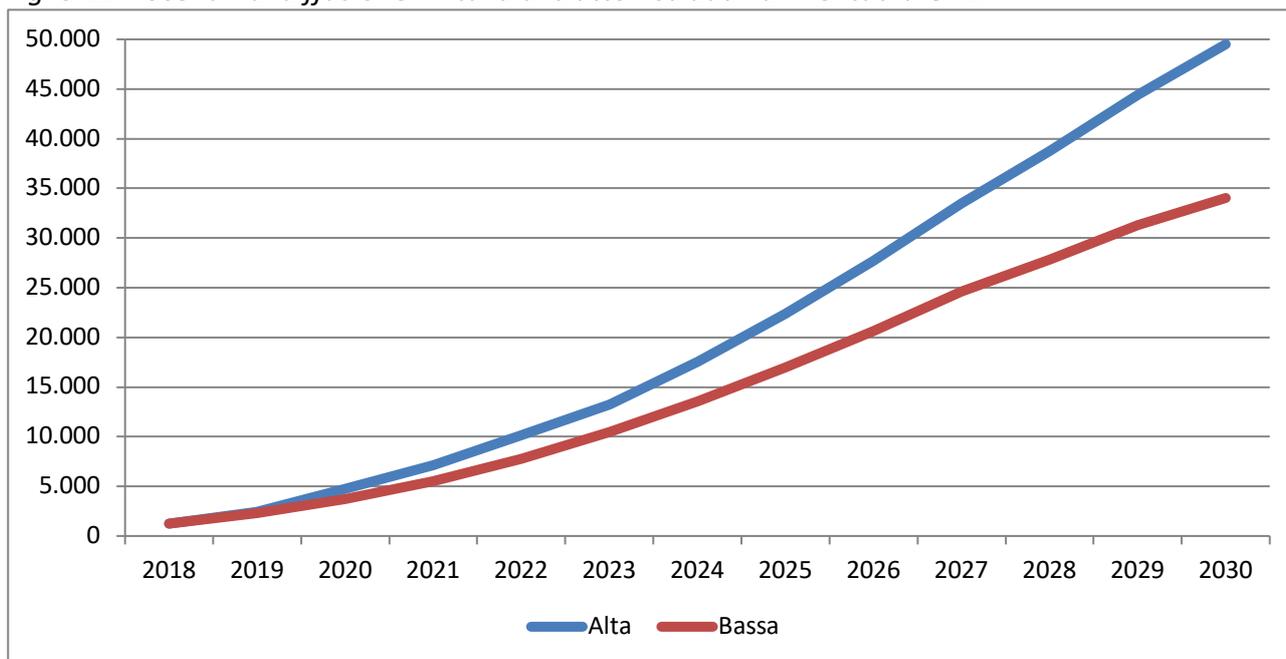
Fonte: elaborazione degli autori.

I motivi sono da all'aumento dell'offerta con l'introduzione di veicoli alimentati a GNL dalla gran parte dei costruttori, dall'espansione della rete di rifornimento in attuazione della Direttiva Dafi, dal perdurare degli aiuti all'acquisto.

Ma anche dall'assenza di alternative al GNL stesso, tanto i trattori stradali alimentati dal vettore elettrico a da idrogeno non paiono soluzioni commercialmente disponibili nel medio termine.

Sulle base di questi presupposti sono stati elaborati due percorsi di diffusione dei veicoli alimentati a GNL fino al 2030.

Fig. 5.12 – Scenari di diffusione in Italia di trattori stradali alimentati a GNL



Fonte: elaborazione degli autori.

In entrambi i casi si è ipotizzata un'apprezzabile sostituzione (con un tasso dell'85%) solo a partire dal decimo anno di età del veicolo, un valore in linea con l'attuale (e storica) età media del relativo parco circolante italiano; tale assunto spiega il cumularsi delle vendite anno dopo anno. Nella diffusione di veicoli a GNL si è ipotizzato un peso marginale delle soluzioni di *retrofitting*, principalmente per un fattore esogeno: i nuovi mezzi sono molto più sicuri (e confortevoli) dei vecchi; delle misure di incentivo indirizzate ai nuovi veicoli contribuiscono quindi non solo a ridurre gli impatti ambientali del parco circolante ma anche a renderlo più sicuro. In entrambe le previsioni di crescita i veicoli alimentati a GNL sottraggono progressivamente quote di mercato al diesel, per arrivare al 2030 ad un peso a favore del gas naturale di oltre il 70%, nel caso di crescita alta, e del 55% nel caso di crescita bassa. Le vendite totali, per su accennato, sono state ipotizzate mediamente superiori agli ultimi dieci anni ma significativamente inferiori dagli anni intorno al 2005. Le vendite di nuovi trattori degli ultimi 16 anni (2002 -2017) sono state di poco superiori alle 10 mila unità anno, mentre nel periodo 2007 – 2017 hanno sfiorato le 8.900/anno; nel periodo 2018 – 2030 sono state ipotizzate vendite per di poco superiori alle 9.500 all'anno.

La storia dell'uso del GNL per i veicoli industriali è ancora troppo breve per trarre molti insegnamenti utili per il futuro. Tuttavia, i dati del 2018 relativi al consumo totale di GNL, al numero di stazioni allora esistenti, al numero di veicoli circolanti in Italia e i dati di consumo unitario riscontrabili permettono di ipotizzare una percorrenza media annua per veicolo di poco superiore ai 110 mila km.

Un valore che risulta anche del tutto compatibile con i confronti fatti sul TCO.

Il fatto stesso che le percorrenze reali siano inferiori a quelle "teoriche" previste dal TCO, confermano che i veicoli a GNL vengono acquistati per la convenienza ambientale del GNL rispetto al gasolio, che evidentemente può essere comunicata fruttuosamente nei confronti di consumatori e *stakeholder*.

Utilizzando queste grandezze è possibile ipotizzare una forchetta di consumi di GNL al 2030 che va da 1,19 milioni di tonnellate utilizzate ogni anno nell'ipotesi di crescita bassa (34 mila veicoli) a 1,52 milioni di tonnellate/anno nella previsione di crescita alta (49,5 mila veicoli).

Tab. 5.2– Consumo in migliaia di mc dei trattori stradali alimentati a GNL immatricolati in Italia

	2020	2025	2030
Crescita alta	216.280	1.013.725	2.241.430
Crescita bassa	167.928	767.152	1.540.743

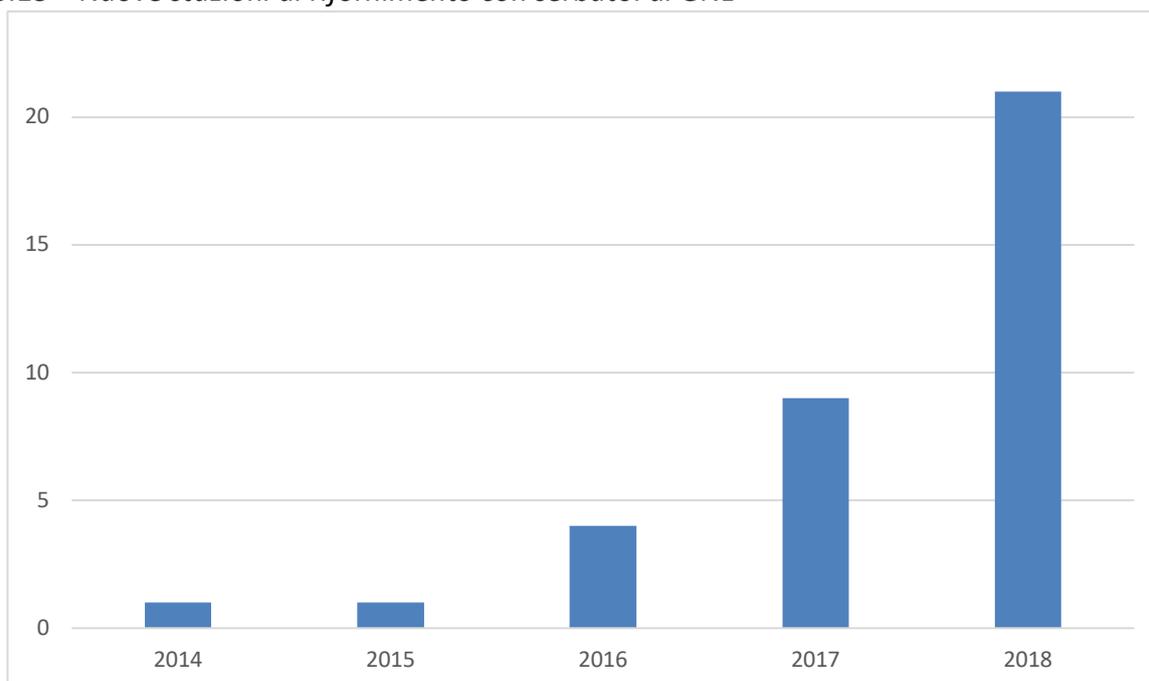
Fonte: elaborazione degli autori.

A tali volumi sono stati aggiunti, all’orizzonte temporale considerato, 0,17 - 0,33 Mton di consumi attesi imputabili all’utilizzo di L-CNG nelle ipotesi di crescita bassa e alta rispettivamente⁷¹.

Tali valori, pur compatibili, in particolare nello scenario di crescita alta, con i volumi erogati dalle 800 stazioni di rifornimento previste nel 2030, si discostano dagli obiettivi indicati nella Direttiva DAFI. Essi risultano però coerenti con le assunzioni fatte nello studio e con le variabili considerate per il calcolo dei consumi futuri⁷², e scontano il fatto che l’attuale sviluppo infrastrutturale nel nostro paese non appare ancora in linea con quanto contemplato nel Quadro Strategico Nazionale sin dal 2020⁷³.

Va anche detto che le suddette stazioni potranno servire anche gli autoarticolati esteri circolanti sul territorio italiano. Stimare oggi tali volumi incrementali risulta particolarmente ostico poiché il parco circolante dei veicoli industriali alimentati a GNL, in Europa ancor più che in Italia, è in fase nascente.

Fig. 5.13 – Nuove stazioni di rifornimento con serbatoi di GNL



Fonte: Edison e Staffetta Quotidiana, 2019

Tuttavia, a differenza di quanto accade oggi per il gasolio, il nostro Paese pare avere tutte le potenzialità per attrarre consumi “stranieri” più che per perdere consumi “nazionali”. Il numero di veicoli non immatricolati in Italia che si riforniranno nel nostro Paese dipenderà, infatti, dal prezzo praticato in Italia e dalla rete di rifornimento. Circa quest’ultima, i notevoli tassi di crescita di questi

⁷¹ Il risultato complessivo è riassunto nella tabella riassuntiva della previsione complessiva nel capitolo 8.

⁷² Rappresentate dall’andamento storico delle vendite, dalla consistenza numerica del futuro parco automobilistico totale, e dall’attuale, scarno, contesto regolatorio e incentivante.

⁷³ Ciò comporta inevitabilmente uno sfasamento della tempistica previsionale che non compromette però in alcun modo la crescita attesa dei consumi.

anni (v. fig 5.13), ma soprattutto la possibilità di poter rifornire anche un significativo parco circolante automobilistico alimentato a GNC, rappresentano indubbio vantaggio e al contempo un'occasione da cogliere.

In ogni caso passare da meno di 2 mila unità circolanti (valore che potrebbe essere superato nel corso del 2019) a diverse decine di migliaia in poco più di dieci anni non pare una previsione azzardata, innanzi tutto per ragioni di mercato, tipiche dei veicoli industriali.

Citiamo le due principali: l'età media di questi ultimi è superiore agli undici anni, di fatto, quindi, è lecito ipotizzare che la gran parte dei veicoli a GNL venduti nei prossimi anni sia ancora in circolazione al 2030; gli attuali volumi circolanti sono stati assicurati da un'offerta di veicoli sì crescente, ma certamente ancora limitata e per di più riconducibile ad un solo costruttore.

Un'offerta accresciuta e diversificata, a cui pure il mercato pare si stia orientando, è anche tra fattori qualificanti perché il GNL sostituisca parte della domanda di gasolio al pari di:

- un quadro regolatorio definito e favorevole;
- disponibilità di GNL sul territorio italiano;
- convenienza relativa del GNL sul gasolio.



**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

6.1 Introduzione

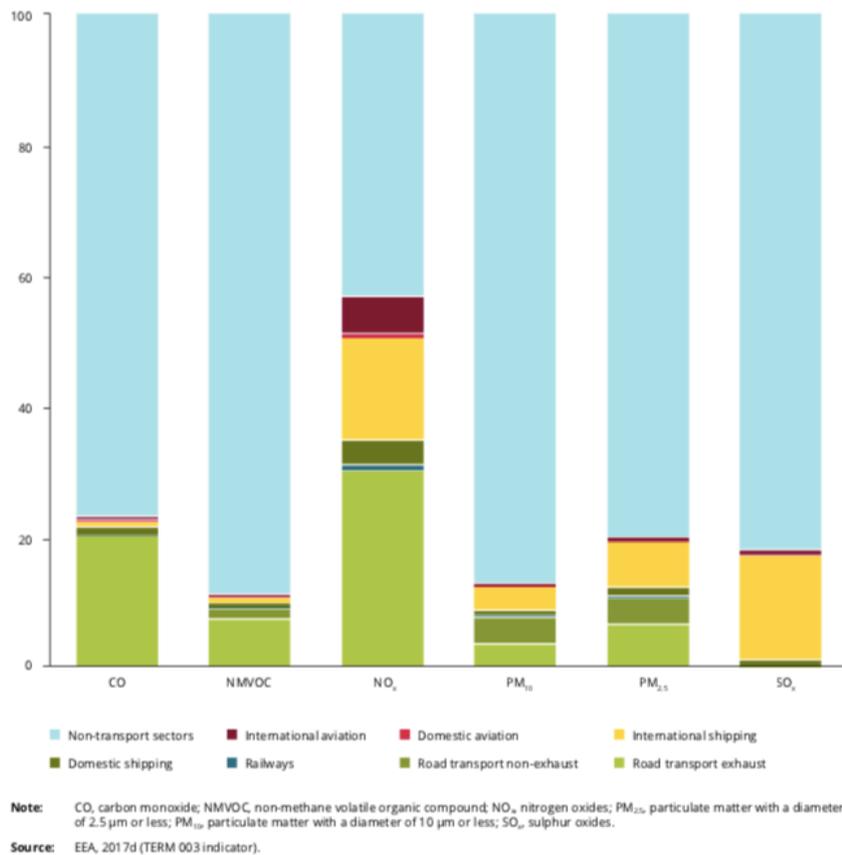
Il settore dei trasporti contribuisce in Europa per circa il 25% alle emissioni complessive di gas effetto serra (secondo solo all'industria energetica):

Mentre le emissioni provenienti da altri settori sono in generale diminuzione, quelle prodotte dai trasporti sono aumentate del 36% dal 1990, a causa dell'aumento della domanda che ha più che compensato i miglioramenti nell'efficienza.

Secondo le proiezioni della Commissione, entro il 2030 e il 2050, le emissioni tendenziali di gas serra del settore dei trasporti dell'Unione (esclusa la navigazione marittima) sarebbero superiori del 13% e del 15% rispetto ai livelli del 1990 in assoluto contrasto con l'obiettivo di riduzione del 60% entro il 2050 fissato per il settore nel Libro Bianco sui Trasporti del 2011 della Commissione europea

Il trasporto marittimo internazionale contribuisce al totale delle emissioni di gas climalteranti promananti dal trasporto totale nell'Unione europea (UE- 28) per il 13% (EEA, 2017). Le emissioni relative al settore sono aumentate del 22% dal 1990, il secondo aumento più consistente (superato solo dall'aviazione internazionale), ma risultano inferiori rispetto ai livelli del 2007-2008, per effetto della riduzione dei traffici in seguito alla crisi economica mondiale, con livelli che si attestano attualmente su quelli del 2000.

Fig. 6.1 – Composizione percentuale delle emissioni di GHG del settore dei trasporti in Europa



Fonte: EC, 2017.

La navigazione internazionale è altresì responsabile in modo significativo dell'inquinamento atmosferico locale e regionale: nel 2017 essa ha rappresentato il 16% delle emissioni di NOx, il 4% delle emissioni di PM₁₀, il 7% delle emissioni di PM_{2,5} e il 16% delle emissioni di SOx dell'Ue.

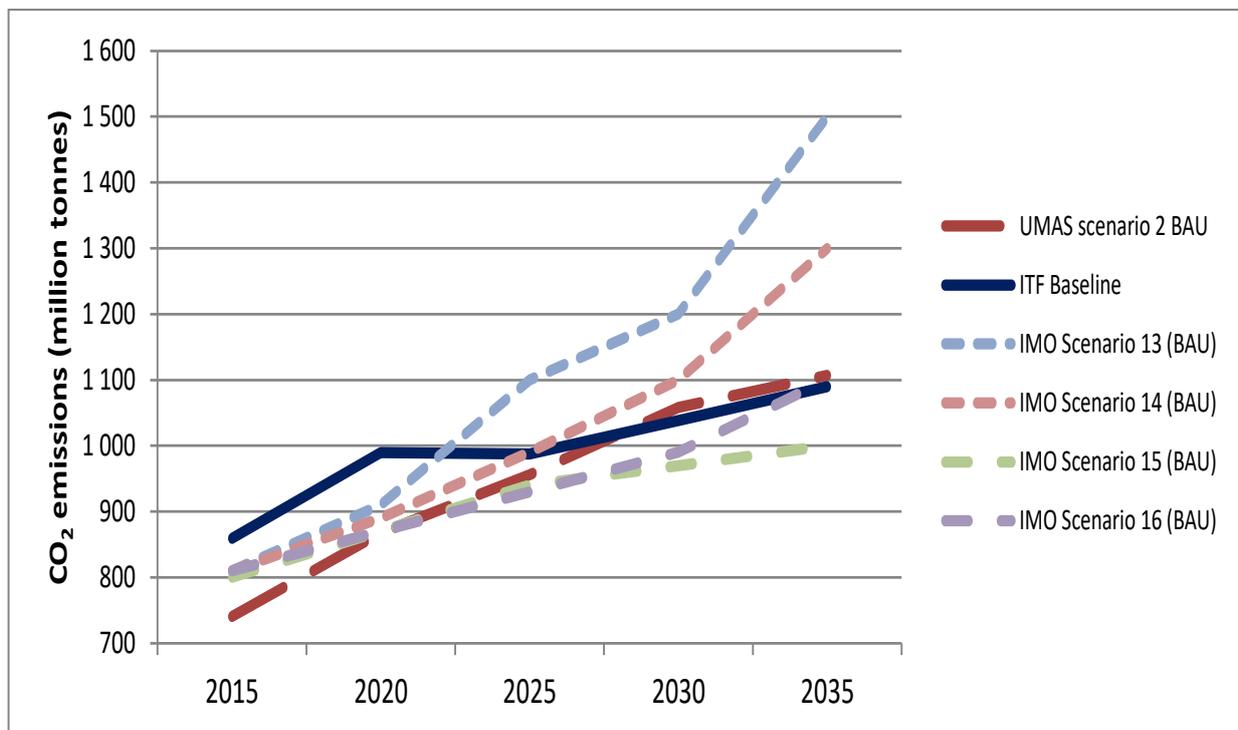
Al fine di conseguire l'obiettivo dei 2°C dell'Accordo di Parigi, si calcola che le emissioni globali del settore marittimo nel 2030 e nel 2050 dovrebbero essere rispettivamente inferiori del 13% e del 63% rispetto al 2005.

Diversi autorevoli studi (ICIS, 2017; ITF, 2018) prevedono, in assenza di intervento e a livello globale, un incremento delle emissioni di GHG dal settore dei trasporti navali anche del 50% al 2035: alcune tra le economie emergenti, unitamente ad alcuni paesi europei (*tra cui Germania, Francia e Spagna*), propongono un *target* di riduzione del 70% al 2035 e una riduzione dell'intensità energetica (CO₂/t-km) di tale comparto del 90% rispetto ai livelli 2008.

Il Giappone suggerisce di tendere verso una riduzione delle emissioni del 50% al 2060, mentre l'International Chamber of Shipping (ICS) suggerisce di orientarsi verso la riduzione del 50% dell'intensità al 2050.

I limiti alle emissioni di inquinanti dalle navi sono regolate a livello mondiale dall'Organizzazione marittima internazionale (IMO) attraverso l'Allegato VI della Convenzione internazionale sulla prevenzione dell'inquinamento causato dalle navi (MARPOL). Esso stabilisce norme sul tenore di zolfo dei combustibili marittimi e le emissioni di ossidi di azoto (NO_x) dai nuovi motori navali.

Fig. 6.2 – Evoluzione delle emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti marittimi 2015-2035



Fonte: ITF, 2018.

L'IMO lo scorso aprile ha stabilito l'entrata in vigore a livello globale dell'obbligo di riduzione delle emissioni dello 0,50% annuale a partire dal 2020 (Initial GHG Strategy, 2018), annunciando che tale strategia sarà oggetto di valutazione e, eventualmente, di ridefinizione al 2023 (Revised Strategy) ed ha fissato un limite globale al contenuto di zolfo dello 0,5% per i carburanti per uso marittimo che entrerà in vigore il 1° gennaio 2020. Regolamentazioni più severe sulle emissioni navali sono già in vigore nel Mare del Nord, nel Mar Baltico e nella Manica: queste aree marine sono state dichiarate interamente ECA con limite di tenore di zolfo nel carburante dello 0,1% e, all'interno delle stesse, è previsto dal 2021 uno standard TIER III che riduce drasticamente le emissioni di NO_x, ad es. mediante catalizzatori, misure interne al motore o carburanti alternativi, anche se, purtroppo, le

navi già in uso non verranno assoggettate a questo requisito e, pertanto, continueranno ad emettere grandi quantità di ossidi di azoto.

La Direttiva sul contenuto di zolfo nei carburanti marittimi dell'UE impone lo 0,1% di contenuto di zolfo nel carburante quando la nave è ormeggiata nei porti europei.

Riassumendo fino al 1° gennaio 2020 sono quindi sostanzialmente tre i limiti per il massimo tenore di zolfo nei combustibili per uso marittimo: 3,5%, ("limite globale") in tutti i mari del mondo; 1,5% per le navi da crociera e per le navi passeggeri in servizio di linea tra porti comunitari nelle acque territoriali e nelle ZPE; 0,1% nelle aree *ECA* (*Emission Control Area*) designate dell'IMO e nei porti comunitari. Dal 1° gennaio 2020 i limiti si ridurranno a due: 0,5% globale e 0,1% nei porti e nelle aree *ECA*: infatti, come precedentemente detto, con le modifiche introdotte dalla Direttiva 2012/33/UE i limiti della normativa europea sono stati allineati a quelli dell'Annesso VI alla Convenzione MARPOL 73/78.

Dopo la pubblicazione di un recente rapporto (CIEMAT, 2017) che mostra che il livello delle emissioni di zolfo lungo lo Stretto di Gibilterra e della costa di Barcellona è fino a 70 volte superiore rispetto all'inquinamento da zolfo nelle città spagnole, si sta discutendo, a livello di associazioni ambientaliste, ma anche in sedi istituzionali, di trasformare il Mediterraneo in una zona SECA (area di controllo delle emissioni di zolfo) con carburante allo 0,10% di zolfo⁷⁴. Tale proposta è fortemente sostenuta dalla Francia in considerazione del fatto che le principali rotte di navigazione dall'Asia attraversano il Mediterraneo e che si prevede che questo traffico aumenterà del 250% circa entro il 2050" (DMA, 2017). La popolazione nelle aree costiere urbane nel Mar Mediterraneo è di circa 325 milioni, dei quali - nel 2010 - circa 145 milioni vivono nelle aree urbane dei paesi membri dell'Unione europea. Nelle città portuali le navi sono responsabili dell'80% delle concentrazioni locali di NO₂. Inoltre, l'istituzione di un'area *ECA* nel Mediterraneo ripristinerebbe condizioni di parità nel mercato unico europeo in cui gli operatori marittimi e i porti del Sud e dell'Ovest sarebbero chiamati a rispettare gli stessi standard normativi del Nord. Recentemente l'intento di creare un'area SECA nei mari italiani è stato menzionato anche nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima. In Italia il cambio di carburante (*che oggi contiene in media il 3,5% di zolfo per navi merci e l'1,5% per navi da crociera e traghetti*) è già stato effettuato solo nella Città di Venezia, attraverso l'accordo volontario *Venice Blue Flag*, sulla base del quale le compagnie che gestiscono navi da crociera si impegnano a far funzionare i motori principali e ausiliari delle loro navi con combustibile per uso marittimo con tenore di zolfo non superiore allo 0,1 % in massa non solo all'ormeggio, ma anche durante la navigazione e le fasi di manovra all'interno dell'area portuale della città. Un tentativo in questo senso è stato fatto anche a Civitavecchia, seppur con riferimento ai soli motori ausiliari, ma ha visto l'adesione di una sola compagnia (GNV). Dal 2015 a Napoli è in vigore un'ordinanza congiunta di Autorità Portuale e Capitaneria di Porto che impone il cambio (solo per i motori ausiliari) a due miglia dall'imboccatura del porto. Il 14 gennaio 2018 è entrato in vigore il decreto legislativo n. 257 del 2016 di attuazione della direttiva 2014/94/UE DAFI (*Directive Alternative Fuel Initiative*), che progressivamente modificherà il mercato dei combustibili per uso marittimo e con cui il nostro paese si propone di affrontare la sfida lanciata dall'IMO per la riduzione del 50% delle emissioni di CO₂ prodotte dal trasporto marittimo entro il 2050 e per la limitazione

⁷⁴Durante il G7 Ambiente di Metz dello scorso maggio il nostro paese ha espresso chiara volontà favorevole all'istituzione di un'area *ECA* (*Emission Control Area* a basse emissioni di zolfo e ossidi azoto) nel Mediterraneo. E' stata avviata, congiuntamente alla Francia, ad un'iniziativa volta ad adottare, durante la prossima Conferenza delle Parti della Convenzione di Barcellona sulla protezione dell'ambiente marino nel Mediterraneo, una decisione che impegni tutti i paesi interessati a chiedere il suddetto riconoscimento all'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO).



del contenuto di zolfo dei carburanti a cui fanno fronte non pochi interrogativi sulla disponibilità, qualità prezzo e caratteristiche di combustibili con il limite 0,5% di zolfo che saranno obbligatori dal 2020.

6.2 La competitività

Dal punto di vista dell'operatività il GNL si presenta competitivo rispetto al gasolio marino in tutte le modalità logistiche considerate, e, rispetto all'olio combustibile IFO 380 e a quello IFO 180 rispettivamente per le modalità di rifornimento diretto e TTS⁷⁵, e per quelle di rifornimento diretto, TTS ed STS⁷⁶. La maggiore, seppur contenuta, convenienza dell'olio nel caso di IFO 180 e modalità di bunkeraggio TPS⁷⁷, risulterebbe comunque vanificata dall'installazione di *scrubbers* e/o altri dispositivi di depurazione⁷⁸. Mentre è certo che il passaggio a combustibili a basso tenore di zolfo comporti una significativa riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici, gli *scrubbers*, che costituiscono un sistema di trattamento dei gas di scarico finalizzato alla riduzione delle emissioni di zolfo, appaiono, secondo fonti autorevoli⁷⁹, come sistemi di depurazione piuttosto discutibili in quanto, in particolare nel caso di dispositivi a ciclo aperto (*open loop*) producono residui molto inquinanti spostando, di fatto, il problema dell'inquinamento dall'aria all'acqua. L'utilizzo di olio pesante con *scrubber* ostacola inoltre il trattamento dei gas di scarico con i filtri anti-particolato e solo un sistema combinato di filtri anti-particolato e catalizzatori può garantire la riduzione necessaria del particolato stesso, della fuliggine e degli ossidi di azoto che minacciano la salute umana.

Tab. 6.1 – Analisi della competitività economica del GNL nel settore dei trasporti marittimi

	COSTI OPERATIVI IN €/TEP				COSTI DI INVESTIMENTO IN K€		
	Bunkeraggio diretto	TTS	STS	TPS	Ro-Ro	Container	Bulk
Nave a GNL	333	350	408	433	4.500	6.600	6.900
Nave a gasolio marino		529			1.900	2.750	3.000
	IFO 380		IFO 180				
Nave ad olio combustibile	377		408		3.500	5.100	5.350

Fonte: elaborazione degli autori su dati DREWRY 2017 e World Bunker Prices 2018

I costi di investimento (relativi all'acquisto della nave) sono superiori ma il *gap* può essere compensato nel breve periodo dalla rilevante differenza nei costi operativi nettamente favorevoli

⁷⁵ Truck-To-Ship.

⁷⁶ Ship-To Ship.

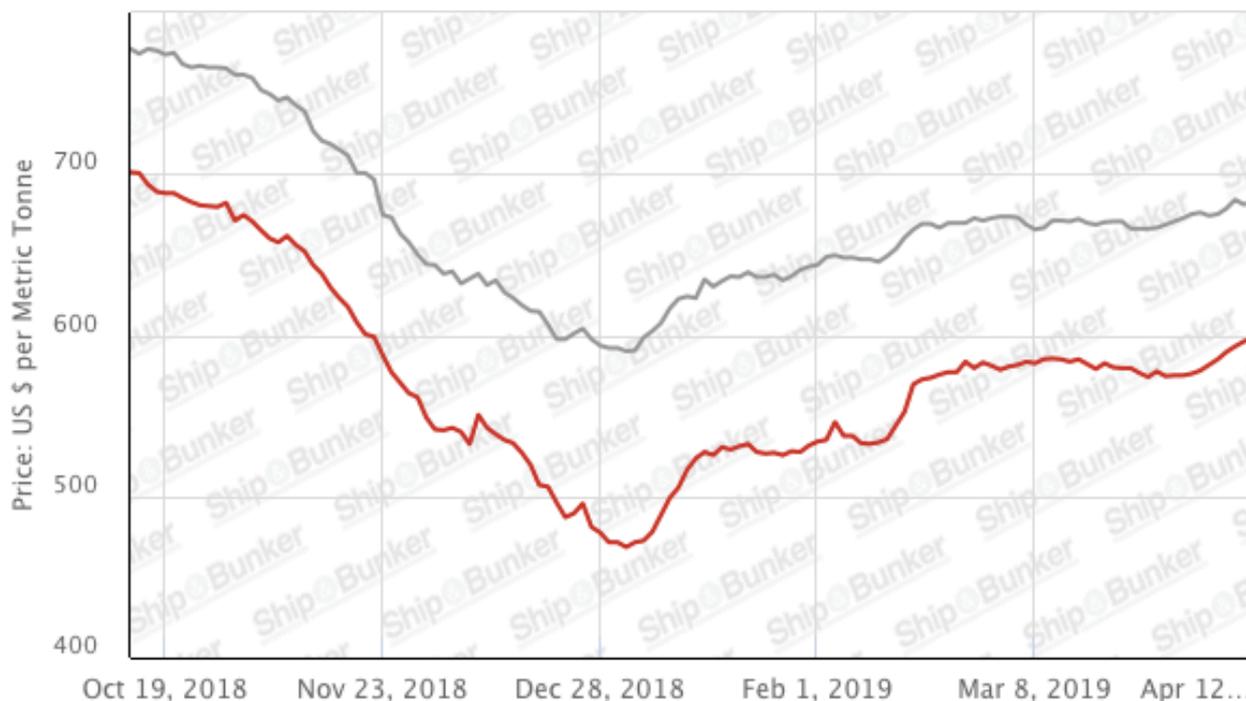
⁷⁷ Shore/Pipeline-To-Ship.

⁷⁸ Secondo fonti specializzate, tra cui UBS e Drewry, i costi di installazione di simili dispositivi possono variare tra i 2,5 e i 5 milioni di euro a seconda che si tratti di applicazione su un motore vecchio o nuovo.

⁷⁹ Center for Energy, Environment and Health (2011): Assessment of Health-Cost Externalities of Air Pollution at the National Level using EVA Model System. www.ceeh.dk/CEEH_Reports/Report_3/CEEH_Scientific_Report3.pdf

al GNL. In particolare, dopo aver mostrato un *trend* decrescente, i prezzi del gasolio marino appaiono in forte crescita negli ultimi 6 mesi ed hanno sfiorato a Rotterdam i 600 \$ per tonnellata a fronte di una media mondiale di 680 dollari.

Fig. 6.3 – Quotazioni su Rotterdam del gasolio marino (MGO) tra ottobre 2018 e aprile 2019



Fonte: shipandbunker.com

6.3 Il settore del trasporto marittimo: struttura e tendenze in atto

L'Unione Europea controlla il 36% della flotta mercantile mondiale se si considera la nazionalità dell'armatore, mentre tale percentuale scende al 20% ove si consideri la "bandiera" battuta. L'Italia si colloca al quinto posto in Europa per nazionalità e al sesto per bandiera. Il commercio estero dell'Unione europea nel 2017, secondo i dati *Eurostat*, è pari a oltre 2,455 miliardi di tonnellate, di cui il 74% movimentato per via marittima. Ai primi posti nell'interscambio europeo via mare sono i Paesi Bassi, la Spagna e l'Italia. Inoltre, il 40% degli scambi intracomunitari avviene via mare.

Nel 2017, nella graduatoria dei primi dieci porti del Mediterraneo per numero di passeggeri movimentati, cinque sono italiani: Civitavecchia con circa 2,2 milioni di crocieristi, Venezia con circa 1,4 milioni, Napoli con circa 927 mila, Genova con 925 mila e Savona con oltre 854 mila passeggeri (-6,1%).

Il trasporto mondiale di merci via mare, con una crescita del 3,5% nel 2018, ha raggiunto un totale di 12 miliardi di tonnellate sostenuto in particolare dal trasporto di merci secche, di energia, dall'aumento del commercio in *container* (16% del totale), dai trasporti su navi *ro-ro* e dalla dinamica crocieristica che ha mostrato un incremento dell'8 e del 5%, rispettivamente nel 2017 e nel 2018

registrando ben 28 milioni di crocieristi. L'Italia è *leader*, per numero di navi e tonnellaggio, della flotta mondiale di navi *ro-ro cargo* e *ro-ro passenger/cargo*.

Nel Mediterraneo transita il 20% del traffico marittimo mondiale, il 30% del traffico petrolifero e il 25% dei servizi di linea *container*: area di transito delle principali rotte del traffico marittimo tra l'Est ed Ovest, il Mediterraneo è dunque strategico nello scenario del traffico marittimo mondiale, in continua evoluzione anche a seguito di imponenti opere infrastrutturali quali il raddoppio del Canale di Suez e l'allargamento del Canale di Panama, e di iniziative quale quella cinese della Nuova Via della Seta.

Nel Mediterraneo i porti del Nord Italia assumono un ruolo strategico svolgendo la funzione di "*gate*" di accesso ai mercati del Centro Europa, in diretta competizione con quelli del Nord Europa. Nel 2017, nei principali porti italiani sono state movimentate circa 500 milioni di tonnellate di merci, con un aumento dell'1,4% rispetto al 2016, di cui rinfuse liquide per un totale di 187 milioni di tonnellate (pari al 37% del totale delle merci movimentate) e 70 milioni di tonnellate di rinfuse solide (pari al 14 % del totale). In totale, sono 257 milioni di tonnellate le rinfuse movimentate nei nostri porti, pari al 51% del volume totale. Nel 2017 si registra un ulteriore aumento del trasporto di merci su rotabili imbarcate su navi *ro-ro*, che ha raggiunto i 107 milioni di tonnellate, pari al 21% del movimento totale. Nel 2017 le merci trasportate in *container* sono state pari a 115 milioni di tonnellate, con un'incidenza del 23%. L'Italia risulta infatti essere il primo mercato europeo di *short sea shipping* nel Mediterraneo ed, estendendo l'analisi a tutti gli altri bacini di traffico, per il trasporto *ro-ro* il nostro Paese risulta secondo solo al Regno Unito.

Nel 2017, in totale nei porti italiani si registra un movimento di circa 52 milioni di passeggeri, con un aumento del 7% rispetto al 2016. Di questi, circa 25 milioni, pari al 48% del totale, sono passeggeri cosiddetti locali; 17 milioni sono i passeggeri trasportati da traghetti (33%) e circa 10 milioni (19%) i crocieristi. Secondo il Forum internazionale dei trasporti (ITF) presso l'OCSE i trasporti via mare (insieme a quelli aerei) subiranno una crescita consistente per maggiore comodità, convenienza e accesso alle merci negli anni a venire. Si stima in particolare al 2050 il trasporto di passeggeri nell'UE, crescerà di circa il 70 % e il trasporto di merci del 100 % rispetto ai livelli del 1995 per effetto della crescita del commercio globale. Si prevedono anche modifiche nei profili degli scambi commerciali a livello mondiale, con la crescita commerciale delle economie in via di sviluppo che porterà all'aumento delle distanze di trasporto.

La tendenza all'incremento del trasporto navale porterà con sé una maggiore rilevanza di quest'ultimo in termini di contribuzione al surriscaldamento globale e al deterioramento della qualità dell'aria, rendendo la necessità di intervento nel settore sempre più impellente: secondo un recente studio del Parlamento Europeo il trasporto marittimo produrrà il 17 % delle emissioni globali di CO₂ nel 2050.

6.4 La stima dei consumi futuri di GNL nel settore del trasporto marittimo

La previsione dei consumi di GNL nel settore del trasporto marittimo è stata resa difficoltosa dalla scarsità dei dati disponibili.

Per stimare i consumi energetici futuri (e quelli di gas in particolare) del settore oggetto di studio è infatti necessario partire dal dato di consumo storico: le informazioni disponibili si riferiscono però solo ai consumi energetici aggregati. Non sono infatti reperibili i consumi energetici distinti per tipologia di nave.

I consumi di energia del settore navale sono stati pari nel 2017 a 3,4 Mt.



Determinare i consumi energetici nel settore marittimo è inoltre assai più complesso di per sé, rispetto al determinarli per altre modalità di trasporto, per via dell'elevata variabilità dei consumi, sia assoluti che per unità di carico (t-km o p-km), a seconda del tipo di nave, della dimensione e della velocità. Nel settore dell'autotrasporto, ad esempio, i consumi di combustibile non cambiano di molto da caso a caso. Un autoarticolato o un autotreno possono percorrere da 2,5 a 3,0 km con 1 litro di gasolio, trasportando da 20 a 30 tonnellate, ma l'ordine di grandezza dei consumi unitari non cambia.

Su questa base si può calcolare in maniera relativamente semplice il fabbisogno di combustibile tipico di un trasporto su strada, o meglio il suo "consumo specifico", inteso come "fabbisogno di combustibile per spostare una tonnellata su una distanza di un chilometro", dividendo il suddetto consumo per le tonnellate di carico e per i km percorribili, e tenendo conto della percentuale fisiologica dei percorsi a vuoto.

Ciò che accade in mare è completamente diverso, tanto da poter affermare che non ha senso parlare di consumi se non si precisa di quale nave si stia parlando: i consumi, sia assoluti che per unità di carico, possono infatti variare, addirittura come ordini di grandezza, in funzione del tipo di nave, della sua dimensione e della sua velocità.

In architettura navale, per stimare preliminarmente la potenza di cui una nave ha bisogno, è ancora oggi utilizzata la tradizionale "formula dell'ammiragliato", dove la potenza kW si ottiene moltiplicando il dislocamento in tonnellate elevato a 2/3 per il cubo della velocità in nodi e dividendolo per una costante che dipende dal tipo di nave.

Dalle suesposte considerazioni emerge chiaramente come, partendo dal dato aggregato sui consumi di energia del settore navale, non risulti affatto semplice allocarli tra le diverse tipologie di navi. Per farlo si è dovuto dunque procedere alla stima dei consumi specifici di ogni tipologia di nave e, quindi, delle relative potenze:

- partendo dalla ricostruzione della composizione «dimensionale» della flotta mercantile italiana, sulla base dei dati frammentari a disposizione e facendo ricorso all'aiuto di esperti del settore;
- stimando le velocità di navigazione.

Tab. 6.2 – Le fonti utilizzate

ATTIVITA'	FONTI
Individuazione tipologie di navi adatte all'alimentazione a GNL	<i>DNV-GL, 2018;</i> <i>Assocostieri, 2017.</i>
Calcolo del consumo specifico delle navi appartenenti alle suddette tipologie	<i>ABB, 2016;</i> <i>Confetra, 2015;</i> <i>Effebi SpA, 2018.</i>
Stima delle percorrenze e dei volume di traffico/passeggeri movimentati	<i>Confcommercio, 2017;</i> <i>Azimut-Benetti, 2018.</i>
Calcolo dei consumi energetici complessivi attuali e loro ripartizione in IMO e MDO	<i>UP, 2017.</i>
Calcolo delle emissioni evitate	<i>ITF-OECD, 2018.</i>

Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

La stima dei consumi è stata fatta con esclusivo riferimento alle tipologie di navi che meglio si prestano all'impiego di GNL come carburante, ovvero quelle che presentano specifiche caratteristiche sia dal punto di vista economico-meccanico che da quella della logistica degli approvvigionamenti che devono essere il più possibile programmabili al fine di ridurre l'ingombro dell'unità di stoccaggio a bordo.

La scelta è di conseguenza ricaduta:
 -per le merci, su *gas-tanker*, portacontenitori, portarinfuse, navi *roll-on/roll-off* (Ro-Ro);
 -per i passeggeri, su navi da crociera, aliscafi e traghetti.

I natanti considerati sono stati 465 e corrispondono a quelli evidenziati in rosso in Tabella.

Tab. 6.3 – La composizione della flotta mercantile italiana

	n.	000 gt
NAVI DA CARICO LIQUIDO	247	4163
Petroliere	86	2273
Gasiere	24	436
Chimichiere	105	1421
Altre cisterne	32	32
NAVI DA CARICO SECCO	180	6714
Carico generale	29	147
Portacontenitori	14	603
Portarinfuse	59	2684
Traghetti	78	3280
NAVI MISTE E DA PASSEGGERI	426	4757
Crociera	27	2243
Aliscafi, Catamarani, unità veloci	73	22
Traghetti	190	2444
Altre navi trasporto passeggeri	136	48
NAVI PER SERVIZI AUSILIARI	595	689
Rimorchiatori e navi appoggio	366	254
Altri tipi di navi	229	435
TOTALE	1.448	1.6323

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati Confitarma 2018.

Il calcolo dei consumi specifici⁸⁰ (espressi in t-km o p-km) per le suddette tipologie di navi ha preso in considerazione i viaggi «a vuoto» (in zavorra): anche in questo caso, mentre nel settore dell'autotrasporto è pratica comune considerare fisiologico un 25% di percorsi a vuoto, nel settore navale tale percentuale varia a seconda della tipologia di natante considerato.

⁸⁰Intesi come fabbisogno di combustibile per spostare un/a passeggero/tonnellata di un chilometro.

Tab. 6.4 – Consumi specifici per tipologia di nave

	Velocità km/h	Potenza kW	Consumi in g/t-km o g/p-km
Portarinfuse da 100 kt	26,30	11.500	1,53
Gas tanker da 250 kt	28,00	25.000	1,21
Ro-Ro 2000 mt di corsie	34,50	13.000	16,00
Portacontenitori da 2000 teu	37,50	18.000	2,68
Traghetto da 1500 posti	40,00	40.000	41,68
Nave da crociera da 2000 persone	45,00	50.000	41,68

Fonte: elaborazione degli autori su dati ABB, 2016, Azimut-Benetti, 2018 e Confetra, 2018.

Dopo la quantificazione dei consumi specifici, e prima di procedere alla quantificazione dei consumi di GNL vera e propria (a partire dalla determinazione degli attuali consumi energetici del settore considerato per quanto riguarda le categorie di navi prescelte), è stato necessario:

- stimare le percorrenze medie e dei quantitativi movimentati annui per tipologia di nave;
- calcolare i consumi complessivi correnti di energia del settore.

Tale attività ha richiesto la consultazione e l'elaborazione di dati forniti da diverse fonti, sia bibliografiche che industriali, che vengono riportate nell'apposita tabella.

Tab. 6.5 – Consumi di energia delle categorie rilevanti di navi nel 2017

Navi	Consumi specifici in g/t-km	Miliardi di t-km/p-km percorsi	CONSUMI COMPLESSIVI in kton
Gasiere	1,21	10,36	12,54
Portacontenitori	2,68	14,33	38,41
Portarinfuse	1,53	63,79	97,59
Traghetti	16	77,95	1271,39
Crociera	41,68	11,14	464,14
Aliscafi, Catamarani, unità veloci	41,68	0,11	4,55
Traghetti	41,68	12,13	505,73
	TOTALE CONSUMI		2394,35

Fonte: elaborazione proprie degli autori su fonti varie.

I consumi di energia delle categorie rilevanti di navi sono pari a 2,4 Mt e rappresentano circa il 70% del totale consumi del settore navale.

Tali volumi rappresentano il mercato considerato come “potenziale” per il GNL nel comparto del trasporto marittimo.

Una volta stimato il consumo attuale si è proceduto alla stima della loro crescita in funzione:

- delle prospettive future del traffico passeggeri e del traffico merci, tenendo conto del fatto che la relazione esistente tra il traffico merci e la congiuntura economica misurata attraverso la dinamica di crescita del Pil (cosiddetta “intensità di trasporto”) è andata gradualmente “allentandosi” negli ultimi due decenni (Confcommercio, 2018);
- dell’attuale dinamica di trasferimento del trasporto merci dalla strada al mare già in atto;
- dell’evoluzione del contesto normativo internazionale che, inasprendo i limiti alle emissioni in termini di zolfo e azoto, favorisce la transizione della propulsione da prodotto petrolifero (più inquinante se olio combustibile e più caro in caso di gasolio marino a bassissimo o senza tenore di zolfo) a gas liquido;
- di un recupero progressivo di efficienza dei motori dell’1% medio annuo.

Per quanto concerne il traffico merci si è assunto un incremento medio annuo dell’1,81%, mentre per quanto concerne quello di passeggeri si è invece stimato un tasso di crescita dell’1,27%.

Tali assunzioni sono state fatte basandosi su:

- l’andamento passato dei summenzionati traffici⁸¹;
- le principali previsioni di settore;
- il progressivo, già menzionato, *shift* modale, dalla strada al mare per quanto concerne le merci.

Data l’attuale marginale penetrazione del gasolio nel settore (< 7%) si è assunto che tutti i consumi (inclusi dunque quelli di gasolio) siano rappresentati da olio combustibile. Ciò ha consentito di semplificare i calcoli e di evitare una macchinosa quanto verosimilmente inesatta allocazione dei consumi di gasolio tra le diverse tipologie di navi.

Ottenuti i consumi attesi di energia delle categorie rilevanti di navi al 2030 si è proceduto alla stima di quelli di GNL.

La penetrazione di quest’ultimo è stata quantificata sulla base di una griglia di ipotesi che differiscono a seconda dello scenario considerato.

In tutti e tre gli scenari elaborati si è assunta la creazione di un’area SECA nel Mar Mediterraneo da ritenersi ormai più che probabile alla luce dei recenti sviluppi normativi, del convergente dibattito internazionale e della sua previsione nel Piano Nazionale Energia Clima.

Sono state infine calcolate le corrispondenti emissioni evitate in termini di CO₂.

6.4.1 Le previsioni

Considerando il precario contesto economico nazionale e internazionale, le incerte prospettive del traffico merci e l’attuale pressoché totale assenza di infrastrutture Small Scale LNG (SSLNG) nel nostro paese si è resa necessaria l’elaborazione di tre previsioni che scontano ipotesi parzialmente diverse.

⁸¹ Si è in particolare fatto riferimento ai dati di Confitarma 2018, Confcommercio 2018 e a quelli della Commissione Europa risalenti al 2017.

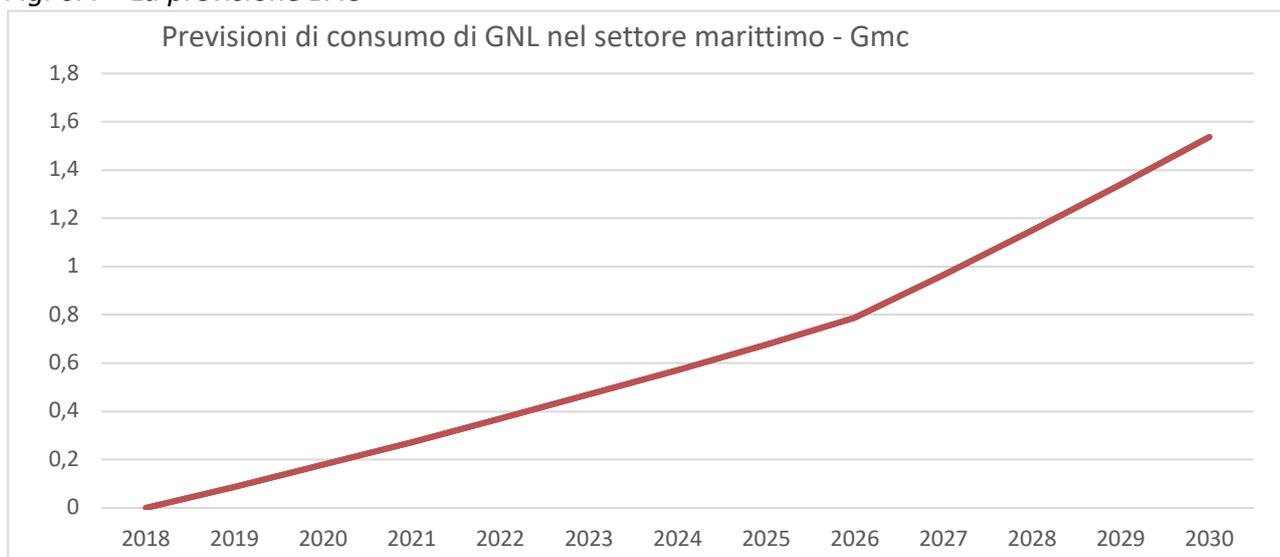
La prima, denominata BAU (Business as Usual), considera una crescita dei consumi rilevante sulla base delle numerose iniziative di investimento in corso e pianificate che certo contribuiranno allo sviluppo del mercato.

Le assunzioni che stanno alla sua base sono così riassumibili:

- crescita ad un tasso medio annuo del 3% tra il 2017 e il 2025;
- crescita più sostenuta a partire dal 2025, ad un tasso medio annuo del 5%, in considerazione dell'istituzione di un'area di controllo delle emissioni nel Mar Mediterraneo.

I consumi, assumendo che già dal 2019 entrino in operatività nuove navi alimentate a GNL e una quota parte di quelle già esistenti venga sottoposta a conversione (*retrofitting*), sono quantificabili in circa 1,5 Gmc al 2030.

Fig. 6.4 – La previsione BAU



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

La seconda previsione, LOW (*Low Consumption*), contempla una sostituzione a GNL decisamente più contenuta in considerazione del fatto che attualmente nel nostro paese, seppur in costruzione, non sono operative strutture di SSLNG, che gli ordinativi delle navi a GNL sono al momento ancora limitati e che vi sono in atto modifiche rilevanti nella compagine azionaria dei grandi terminali di importazione che potrebbero anche modificare il *time-to-market* degli investimenti.

Le assunzioni fatte per calcolare i consumi di gas naturale al 2035 sono le seguenti:

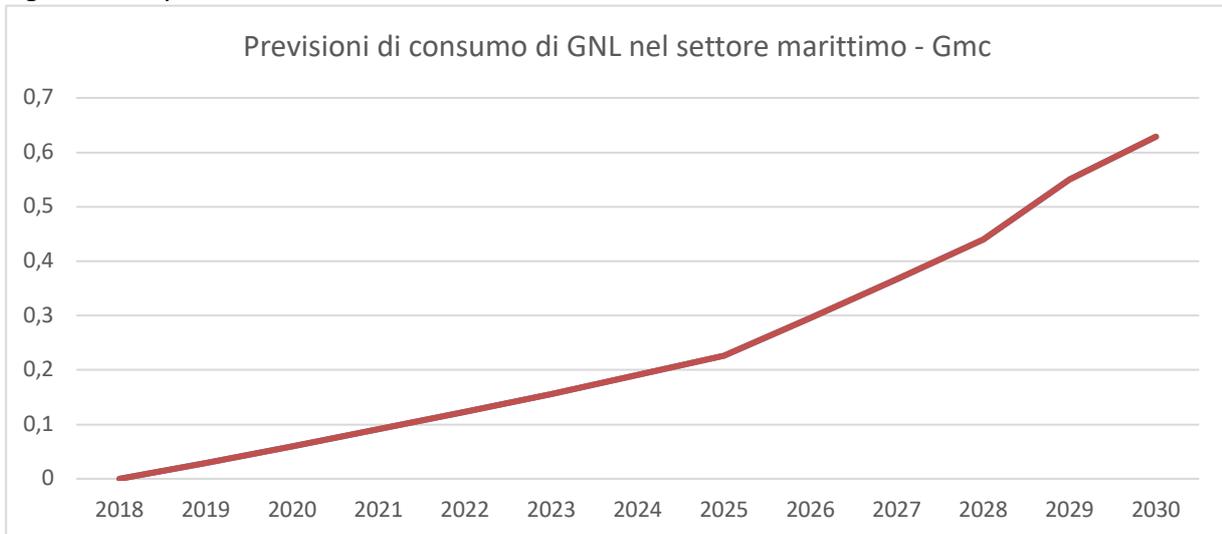
- aumento della domanda di GNL ad un tasso medio annuo dell'1% tra il 2017 e il 2025;
- successivo incremento ad un tasso maggiore, pari al 2% medio annuo, sostenuto dall'entrata in vigore dei limiti di zolfo nel Mediterraneo.
-

In questo caso i consumi di GNL nel settore marittimo raggiungerebbero 0,6 miliardi di metri cubi al 2030.

La terza previsione, HIGH (*High Consumption*), prevede un'accelerazione (rispetto agli scenari precedenti) nel processo di sostituzione di prodotti petroliferi con GNL, ipotizzando un generalizzato ulteriore inasprimento della normativa relativa sia al contenimento delle emissioni che alle specifiche merceologiche dei carburanti, la realizzazione su territorio italiano di tutte le infrastrutture SSLNG attualmente sulla carta (comprese anche quello non ancora autorizzate), e

l'intensificazione del tasso di crescita degli ordinativi di navi alimentate a GNL, attualmente in forte aumento.

Fig. 6.5 – La previsione LOW



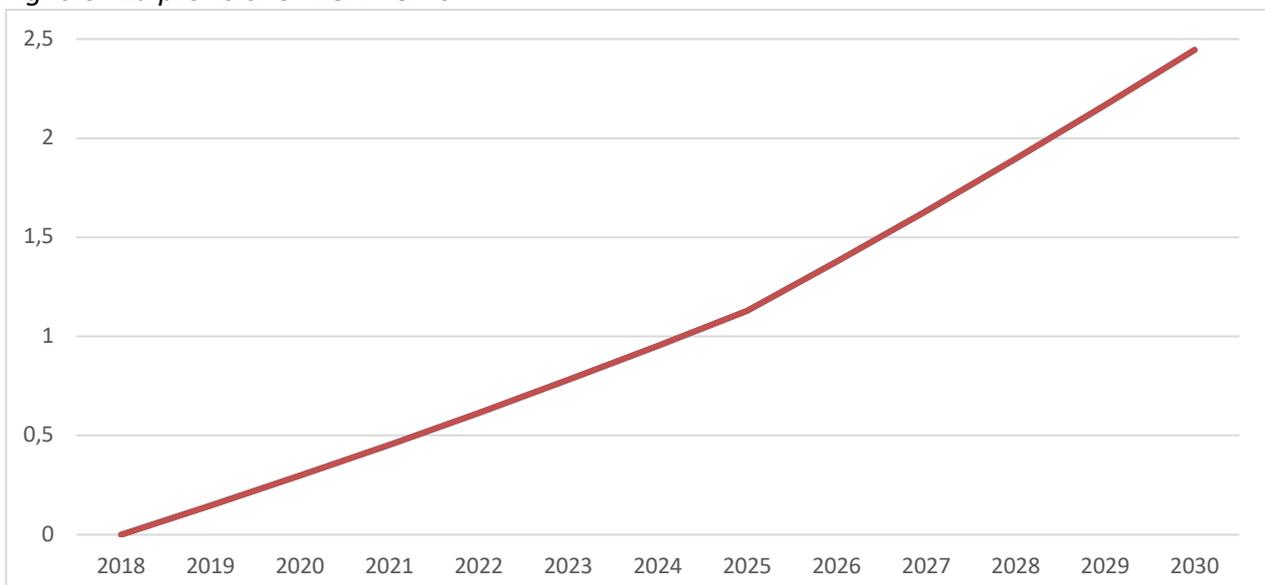
Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Le ipotesi a partire dalle quali si quantificano i consumi al 2030 sono di seguito riportate:

- incremento dei consumi ad un tasso medio annuo del 5% tra il 2017 e il 2025;
- successivo aumento della domanda ad un tasso medio annuo del 7%.

In questo scenario i consumi di gas naturale nel settore del trasporto marittimo raggiungerebbero i 2 miliardi e mezzo di metri cubi circa al 2030.

Fig. 6.6– La previsione HIGH - Gmc



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

6.4.2 Il confronto fra le diverse ipotesi e le emissioni evitate

In tutte e tre le previsioni di consumo si assumono:

- una crescita dei trasporti via mare sia per quanto concerne il traffico merci che quello passeggeri;
- una crescita della domanda di GNL;
- tassi di crescita inferiori tra il 2017 e il 2025 in considerazione della sostanziale attuale assenza di infrastrutture che caratterizza al momento il nostro paese, e superiori dal 2025 in poi;
- un mercato potenziale relativo ai soli consumi di alcune tipologie di navi che, per natura dei percorsi, in termini di distanze e periodicità, e conseguenti esigenze di rifornimento, ben si prestano all'utilizzo del GNL.

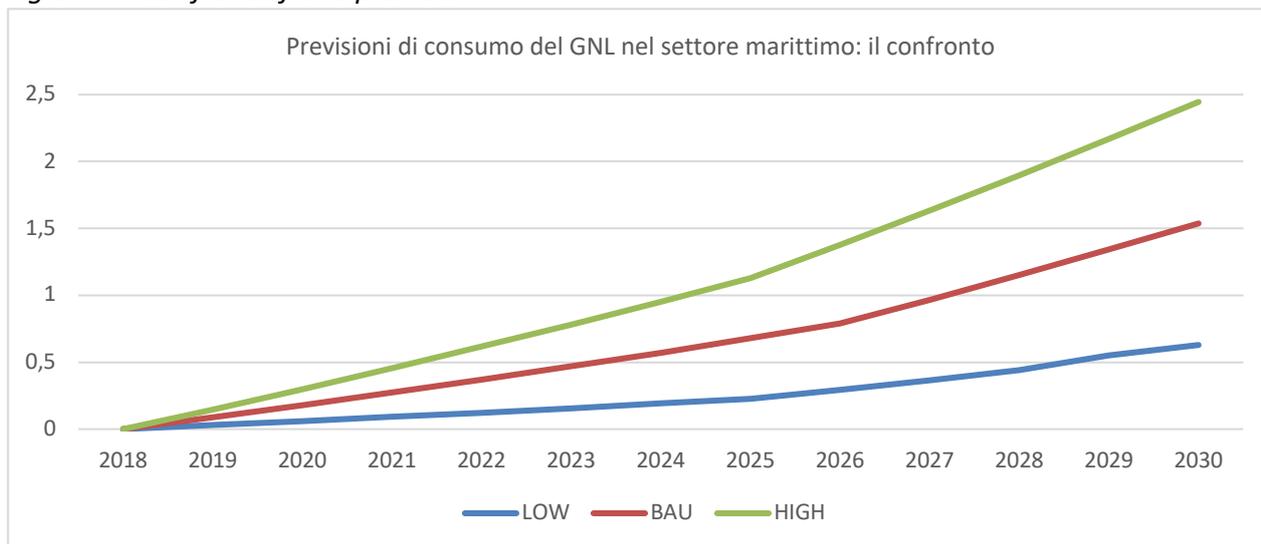
Il tasso di crescita dei consumi è diverso e corrispondente, nei tre scenari, a differenti tempistiche di adeguamento alla normativa internazionale che limita fortemente il contenuto di zolfo dei bunkeraggi a partire dal 2020, e di realizzazione degli investimenti in infrastrutture.

I consumi sarebbero pari a 0,6, 1,5 e 2,5 Gmc rispettivamente negli scenari LOW, BAU e HIGH al 2030.

Dai numeri presentati si evince come i margini per la penetrazione del gas naturale nel settore del trasporto marittimo siano assai consistenti sia per motivi normativi che di carattere strettamente economico, ma anche come lo sviluppo del mercato sia temporalmente legato al livello e al *time-to-market* degli investimenti, nonché all'evoluzione, in senso più o meno favorevole, del contesto normativo-istituzionale.

Nella terza ipotesi, infatti, i consumi sono oltre il quadruplo di quelli previsti nella prima.

Fig.6.7 – Il confronto fra le previsioni



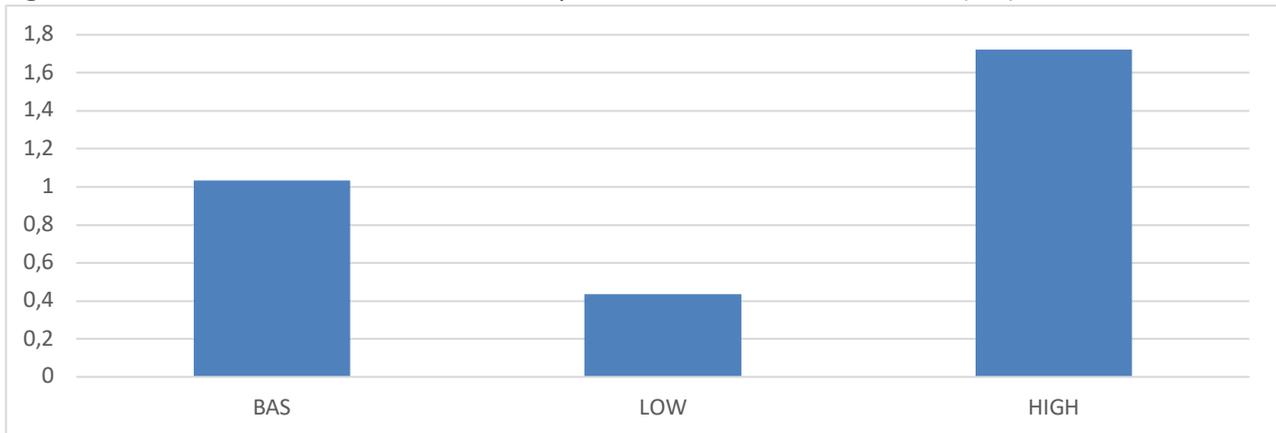
Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Per quanto concerne il contributo che l'ipotizzato sviluppo del GNL nel settore marittimo darebbe in termini di riduzione delle emissioni di CO2 l'abbattimento di queste ultime sarebbe compreso tra 0,4 e 1,7 Mton al 2035 a seconda dello scenario considerato.

Anche nell'ipotesi di consumo più ottimistica, il ricorso al GNL nei trasporti via mare, pur consentendo una consistente riduzione delle emissioni di CO₂ del comparto (fino a -13%), darebbe dunque un contributo modesto, ma non per questo meno importante, alla riduzione delle emissioni complessive del sistema economico italiano (-0,5% nello scenario HIGH).

È però necessario tenere presente che l'alimentazione a gas di una parte consistente del parco marittimo consentirebbe anche il contenimento delle emissioni di altri agenti inquinanti (come lo zolfo) previsto da vari organismi e accordi internazionali (IMO).

Fig. 6.8 – Le emissioni evitate di CO₂ nelle ipotesi di consumo considerate (Mt)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Le previsioni proposte sono inoltre da considerarsi, per quanto concerne la corrispondenza tra i livelli di consumo ipotizzati e gli orizzonti temporali considerati, fortemente legati alla reale dinamica degli investimenti che influenzerà la durata effettiva del *lag* temporale di riferimento⁸², considerando sia l'attuale carenza di infrastrutture portuali dedicate che la necessità di trasformazione della flotta.

Tuttavia, alla luce dei recenti messaggi lanciati dall'Agenzia Internazionale per l'Energia e dall'IPCC, secondo cui è ancora possibile evitare livelli catastrofici di cambiamento climatico ma solo con un'azione urgente e capillare, e del fatto che la creazione di una certa «massa critica di consumo» potrebbe fungere da volano per la sostituzione dei prodotti petroliferi con metano in altri settori e per le utenze fuori rete, la transizione a metano liquido nei trasporti via mare assume importanza, anche strategica, e necessità diverse.

⁸²In altri termini, ad esempio, il consumo di 2,5 miliardi di Gmc ipotizzato nello scenario HIGH, potrebbe essere raggiunto con ritardo (o anticipo) rispetto a quanto preventivato a seconda della velocità di realizzazione delle infrastrutture e dell'industria nautica nel rispondere alle esigenze del mercato.



**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

7.1 Introduzione e approccio metodologico

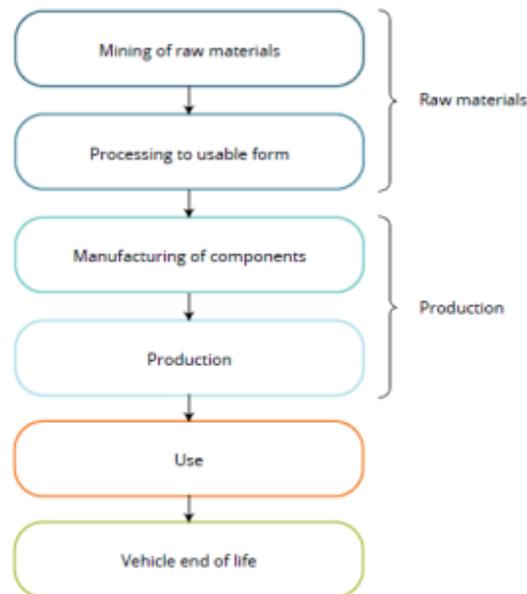
Solitamente, nell'analisi degli impatti ambientali dei diversi carburanti nel settore dei trasporti viene utilizzata la cosiddetta metodologia "Well-to-Wheel" (WTW).

Tale analisi risulta essere quella maggiormente impiegata a fini regolatori per la valutazione delle emissioni di gas clima alteranti (GHG): ne sono un esempio la *Fuel Quality Directive* (Direttiva 652/2015) e la *Renewable Energy Directive* (Direttiva 28/2009). L'approccio permette di quantificare l'energia richiesta (e le conseguenti emissioni GHG) derivanti dalla produzione, dal trasporto e distribuzione dei combustibili tradizionali (e non) impiegati nel settore dei trasporti.

Queste fasi della logistica sono quelle su cui si concentra la prima parte dell'analisi concernente la porzione della filiera che va dall'estrazione della fonte energetica al distributore di carburante (*Well-To-Tank*). Successivamente, nella porzione *Tank-To-Wheel*, la valutazione si concentra sulla fase di combustione all'interno del motore e consente perciò un raffronto tra le differenti tecnologie di propulsione: la diversa efficienza, i differenti consumi, e i relativi fattore di emissione permettono di descrivere gli impatti derivanti dalla sola fase di utilizzo del carburante considerato.

Le emissioni relative alle fasi di produzione e smaltimento dei veicoli sono però escluse dall'analisi WTW che rappresenta dunque a sua volta una porzione della più ampia ed esaustiva analisi *Life Cycle Assessment* che considera, appunto, l'intero ciclo di vita del prodotto/carburante (v. fig 7.1).

Fig. 7.1 – Schema Life Cycle Assessment



Quest'ultima, integrando le informazioni provenienti dall'analisi WTW, permette perciò di avere un quadro completo relativamente agli impatti derivanti dalle diverse modalità e tecnologie impiegate nel settore dei trasporti.

La *Life Cycle Assessment*, è una procedura standardizzata (ISO 14040), che, attraverso la quantificazione puntuale ed integrata di tutti gli impatti ambientali, permette di meglio apprezzare

il carico ambientale reale e complessivo inerente una determinata attività, e di individuare i punti deboli al fine di migliorare le proprietà ambientali dei beni o servizi oggetto dell'analisi.

L'idea di base del metodo LCA è la registrazione di tutti i flussi di materia ed energia connessi ad un processo, un prodotto o un servizio considerati nel loro intero ciclo di vita. Questo viene tracciato "dalla culla alla tomba" (*cradle-to-grave*), valutando gli effetti ambientali non solo con riferimento alla fase di produzione bensì considerando l'intero processo logistico a partire dall'approvvigionamento delle materie prime, passando attraverso il consumo e l'utilizzo, fino allo smaltimento.

Un'altra differenza riscontrabile tra l'analisi WTW e quella LCA riguarda gli impatti ambientali valutati. Nella *Life Cycle Assessment* essi sono distinti in svariate categorie (ricettori) che permettono di descrivere i potenziali effetti sull'uomo e l'ambiente:

- Riscaldamento globale (GWP): tale categoria valuta le emissioni di gas clima alteranti (CO₂, CH₄ e N₂O in primis) rilasciate durante l'intero ciclo di vita del bene o servizio in questione;
- Formazione fotochimica di ozono troposferico (POF): categoria in cui l'impatto viene solitamente espresso in g NMVOC equivalenti (*non-methane volatile organic compounds*), permettendo di valutare gli effetti sulla formazione di ozono troposferico;
- Formazione di particolato (PMF): impatto questo, espresso generalmente in g PM₁₀ equivalente;
- Tossicità per l'uomo (HT): categoria valutata in unità di 1,4-di cloro-benzene equivalente, pesticida particolarmente noto per le sue proprietà tossicologiche.

L'analisi di seguito presentata riguarda:

- il settore del trasporto leggero su gomma per cui è stato possibile utilizzare l'approccio LCA;
- il settore della trazione pesante su gomma per cui gli impatti ambientali dei diversi carburanti/tecnologie sono stati valutati limitatamente alla porzione logistica WTW;
- il settore del trasporto marittimo per il quale si illustrano delle valutazioni di competitività ambientale inter-fonti basate sulla metodologia LCA.

Più in particolare per ciò che concerne la trazione leggera e il trasporto marittimo sono state prese in considerazione sia le emissioni di gas climalteranti che quelli di inquinanti locali, mentre per il settore della trazione pesante l'analisi è rimasta circoscritta alle emissioni globali.

Per il trasporto su gomma, infine, si è data distinta valorizzazione alle porzioni logistiche WTT e TTW.

7.2 Le fonti utilizzate per il trasporto su gomma

I dati di seguito presentati sono relativi a:

- i soli gas climalteranti (*GHG*);
- il trasporto su gomma;
- il gas naturale fossile.

Le pubblicazioni disponibili sul tema sono numerose. La maggioranza, tuttavia, utilizza i dati dello stesso limitato numero di studi.



Tab. 7.1– Gli studi considerati

NOME	ANNO	AUTORI	ISTITUZIONE	TIPO	NOTE
WELL-TO-WHEELS ANALYSIS of FUTURE AUTOMOTIVE FUELS	2016	Robert Edwards (JRC), Heinz Hass (EUCAR), Jean-François Larivé (CONCAWE), Laura Lonza (JRC), Heiko Maas (EUCAR), David Rickeard (CONCAWE).	JRC, EUCAR, CONCAWE Centro di ricerca della Commissione Europea Consorzio europeo automotive Compagnie petrolifere europee	Technical report	L'analisi si riferisce solamente alle auto. I veicoli considerati appartengono al segmento C (berline medie).
Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas	2017	Oliver Schuller, Benjamin Reuter, Jasmin Hengstler, Simon Whitehouse, Lena Zeitzen, Alexander Stoffregen, Hannes Partl.	NGVA Associazione europea di 133 membri tra associazioni di categoria e produttori di 31 paesi	Studio autofinanziato	L'analisi si riferisce sia alle auto che alla trazione pesante su gomma. I veicoli considerati appartengono al segmento C (berline medie).
The role of natural gas and biomethane in the transport sector	2016	Sujith Kollamthodi, John Norris, Craig Dun, Charlotte Brannigan, Fiona Twisse, Marius Biedka, Judith Bates	RICARDO Società inglese di consulenza per energia e trasporti	Studio commissionato da T&E e cofinanziato dalla Commissione europea (Programma LIFE)	L'analisi si riferisce sia alle auto che alla trazione pesante su gomma (TTW). Mancano i dati relativi al GNL.
Study on actual GHG data for diesel, petrol kerosene and natural gas	2015	-	EXERGIA, E3M-Lab, COWI. Società greca di consulenza sull'energia, in collaborazione con l'università di Atene e una società di consulenza danese	Studio commissionato dalla Commissione europea (DG Energia)	L'analisi considera solo parte della catena logistica e si limita alle fasi WTT. Mancano i dati relativi al GNL.

Fonte: elaborazione propria degli autori.



Questi ultimi si differenziano in termini di completezza:

- non sempre il confronto riguarda tutti i carburanti;
- l'analisi è talvolta circoscritta solo ad una "porzione" della catena logistica rilevante (WTT o TTW);
- il grado di dettaglio non è assimilabile.

Il confronto tra i dati delle diverse fonti soffre perciò forzatamente di alcuni limiti.

Lo studio del *Joint Research Center* di Ispra, risalente al 2016⁸³, riporta innanzitutto i dati della filiera dei principali combustibili impiegati nel settore dell'autotrazione (benzina, gasolio, CNG).

Le filiere di tali combustibili presentano delle leggere differenze ma, in generale, queste sono composte da quattro fasi principali ovvero la produzione, il trasporto internazionale, la raffinazione ed infine la distribuzione. Per ognuna di queste fasi lo studio riporta le emissioni di gas clima alteranti, espressi in g CO₂ equivalente/MJ combustibile.

Per il gas naturale compresso, vengono prese in considerazione diverse fonti, distinte sulla base della provenienza e della modalità con cui il gas viene trasportato, e che possono essere schematizzate come segue:

- CNG_1 = EU-mix supply 2011, trasportato via gasdotto (2500 km);
 - CNG_{2a} = gas naturale proveniente dalla Russia, trasportato via gasdotto (7000 km);
 - CNG_{2b} = gas naturale proveniente da Asia/Medio Oriente, trasportato via gasdotto (4000 km);
 - CNG_{3a} = gas naturale «remote» (10000 km), liquefatto e trasportato via nave come LNG, rigassificato distribuito come CNG;
 - CNG_{3b} = gas naturale «remote» (10000 km), liquefatto e trasportato via nave come LNG, rigassificato distribuito come CNG;
 - CNG_4 = gas naturale «remote» (10000 km), trasportato come LNG via nave e distribuito come LNG via autocisterna;
 - LNG = gas naturale «remote», trasportato e distribuito come LNG via autocisterne, usato come LNG.

I dati relativi alla fase WTT, poiché espressi in g CO₂ equivalente/MJ combustibile, per poter essere sommati a quelli associati alla fase di utilizzo, hanno richiesto una conversione in gCO₂ equivalente/km. Per fare ciò sono quindi stati utilizzati i dati relativi alle emissioni prodotte nella fase di utilizzo (TTW).

Lo studio ipotizza l'impiego di ciascuno dei combustibili analizzati in un veicolo "virtuale" appartenente al segmento C e modellizzato mediante il software AVL CRUISE: si assume per tale veicolo una motorizzazione 1,4 L per quanto riguarda la versione a benzina e CNG, 1,6 L invece per quella diesel.

⁸³ Ma con dati aggiornati anche successivamente.

Tab. 7.2 – Emissioni di CO2 e diverse tipologie di motori (rif. 2010)

2010 VARIANTS	Curb Weight kg	Fuel Tank Capacity L	Fuel Consumption ¹			El. Energy Consumption ¹		GHG emissions ¹			
			MJ/100km	l/100km	kg/100km	w/o charging losses kWh/100km	with charging losses kWh/100km	as CO ₂ g CO ₂ /km	as CH ₄ g CO ₂ eq/km	as N ₂ O g CO ₂ eq/km	TOTAL g CO ₂ eq/km
PISI ("ICE only") 2010, MT5											
Gasoline	1300	55	211.3	6.57	4.89	#	#	155.1	0.3	0.4	155.8
Gasoline E10 market blend	1300	55	211.3	6.80	5.10	#	#	154.8	0.3	0.4	155.5
Gasoline E20 high RON	1300	55	208.6	6.95	5.25	#	#	152.5	0.3	0.4	153.2
LPG ²	1370	80	215.7	8.53	4.69	#	#	141.8	0.3	0.4	142.5
CNG ³	1440	150 (25 kg)	232.3	#	5.15	#	#	130.7	1.5	0.4	132.6
EBS	1300	55	207.1	9.04	7.10	#	#	148.2	0.3	0.4	148.9
DISI ("ICE only") 2010, MT6											
Gasoline	1310	55	203.8	6.33	4.72	#	#	149.6	0.3	0.4	150.3
Gasoline E10 market blend	1310	55	203.8	6.56	4.92	#	#	149.3	0.3	0.4	150.0
Gasoline E20 high RON	1310	55	201.3	6.71	5.07	#	#	147.2	0.3	0.4	147.9
LPG ²	1380	80	207.8	8.22	4.52	#	#	136.6	0.3	0.4	137.3
CNG ³	1450	150 (25 kg)	211.8	#	4.70	#	#	119.1	1.5	0.4	121.0
EBS	1310	55	198.6	8.67	6.81	#	#	142.1	0.3	0.4	142.8
DICI ("ICE only") 2010, MT6											
Diesel	1370	55	162.5	4.53	3.77	#	#	119.0	0.1	1.1	120.2
Diesel B7 market blend	1370	55	162.5	4.55	3.81	#	#	119.3	0.1	1.1	120.5
FAME	1370	55	162.5	4.91	4.37	#	#	123.8	0.1	1.1	125.0
DME ⁴	1448	80	171.8	9.02	6.04	#	#	115.6	0.1	1.1	116.8
FT-Diesel	1370	55	162.5	4.73	3.69	#	#	115.1	0.1	1.1	116.3
HVD	1370	55	162.5	4.73	3.69	#	#	115.1	0.1	1.1	116.3

1) NEDC Cycle results for cold start condition; Vehicle Test Mass = Curb weight incl. Driver, 90% fuel
2) Bi-valent LPG Vehicle; MPI ICE; ICE Displacement increased to compensate additional vehicle weight;
3) Mono-valent CNG Vehicle; MPI ICE; ICE Displacement increased to compensate reduced ICE volumetric efficiency & additional vehicle weight;
4) Only theoretical consideration of Bi-valent DME Vehicle - DME is currently not used for PC applications; ICE Displacement increased to compensate add. vehicle weight;

Fonte: JRC, 2016.

In aggiunta sono state valutate delle differenti tecnologie di alimentazione, a differenti orizzonti temporali (2010 e 2020), in modo tale da poter tenere in considerazione la variazione nei consumi derivanti da un miglioramento della tecnologia di alimentazione.

Le configurazioni contemplate, per quanto riguarda l'alimentazione benzina e CNG, sono definite come *Port Injection Spark Ignition* (PISI) e *Direct Injection Compression Ignition* (DISI), mentre per l'alimentazione diesel si fa riferimento alla *Direct Injection Compression Ignition* (DICI), quest'ultima si contraddistingue per essere la più efficiente in termini di consumi ed emissioni.

Come si può vedere dalle tabelle di seguito riportate, le differenti tecnologie, si distinguono quindi per differenti consumi di carburante, i quali hanno delle ricadute sulle emissioni di gas climalteranti nella fase di utilizzo del veicolo, elemento discusso in seguito.

Tab. 7.3 – Emissioni di CO2 e diverse tipologie di motori (rif. 2020)

2020+ VARIANTS	Curb Weight	Fuel Tank Capacity	Fuel Consumption ¹			El. Energy Consumption ¹		GHG emissions ¹			
						w/o charging losses	with charging losses	as CO ₂	as CH ₄	as N ₂ O	TOTAL
	kg	L	MJ/100km	l/100km	kg/100km	kWh/100km	kWh/100km	g CO ₂ /km	g CO ₂ eq/km	g CO ₂ eq/km	g CO ₂ eq/km
PISI ("ICE only") 2020+, MT6											
Gasoline	1190	35	150.1	4.67	3.48	#	#	110.2	0.3	0.5	111.0
Gasoline E10 market blend	1190	35	150.1	4.83	3.62	#	#	110.0	0.3	0.5	110.8
Gasoline E20 high RON	1190	35	146.6	4.89	3.69	#	#	107.2	0.3	0.5	108.0
LPG ²	1226	60	148.5	5.87	3.23	#	#	97.6	0.3	0.5	98.4
CNG ³	1236	100 (17 kg)	152.5	#	3.38	#	#	85.8	1.1	0.5	87.4
EB5	1190	35	145.5	6.35	4.99	#	#	104.1	0.3	0.5	104.9
DISI ("ICE only") 2020+, MT6											
Gasoline	1200	35	142.4	4.43	3.30	#	#	104.5	0.3	0.5	105.3
Gasoline E10 market blend	1200	35	142.4	4.58	3.43	#	#	104.3	0.3	0.5	105.1
Gasoline E20 high RON	1200	35	140.7	4.69	3.54	#	#	102.9	0.3	0.5	103.7
LPG ²	1236	60	143.2	5.66	3.11	#	#	94.1	0.3	0.5	94.9
CNG ³	1246	100 (17 kg)	145.1	#	3.22	#	#	81.6	1.1	0.5	83.2
EB5	1200	35	138.6	6.05	4.75	#	#	99.1	0.3	0.5	99.9
DICI ("ICE only") 2020+, MT6											
Diesel	1260	35	118.5	3.30	2.75	#	#	86.8	0.2	1.2	88.2
Diesel B7 market blend	1260	35	118.5	3.32	2.78	#	#	87.0	0.2	1.2	88.4
FAME ⁴	1260	35	118.5	3.58	3.19	#	#	90.3	0.2	1.2	91.7
DME ⁴	1300	60	122.3	6.42	4.30	#	#	82.3	0.2	1.2	83.7
FT-Diesel	1260	35	118.5	3.45	2.69	#	#	83.9	0.2	1.2	85.3
HVO	1260	35	118.5	3.45	2.69	#	#	83.9	0.2	1.2	85.3

1) NEDC Cycle results for cold start condition; Vehicle Test Mass = Curb weight incl. Driver, 90% fuel
2) Mono-valent LPG Vehicle; PISI ICE as MPI / DISI ICE as DI; ICE Displacement increased to compensate additional vehicle weight;
3) Mono-valent CNG Vehicle; MPI ICE (PISI & DISI Variants); ICE Displacement increased to compensate reduced ICE volumetric efficiency & additional vehicle weight;
4) Only theoretical consideration of Mono-valent DME Vehicle - DME currently not used for PC applications; ICE Displacement increased to compensate add. vehicle weight;

Fonte: JRC, 2016.

I dati di consumo e di emissione fanno riferimento al test di omologazione NEDC (*New European Driving Cycle*), il quale viene impiegato per valutare le emissioni dei veicoli, simulando rispettivamente un tragitto composto da un segmento urbano ed uno extra-urbano. Come accennato, i dati ottenuti relativamente al consumo di carburante (espressi in MJ combustibile/km) sono stati utilizzati per convertire le emissioni WTT in g CO₂/km secondo la seguente formula:

$$\text{Emissioni WTT (g CO}_2 \text{ equivalente/km)} = \text{Emissioni WTT (g CO}_2 \text{ equivalente/MJ combustibile)} \times \text{Consumo TTW (MJ/km)}$$

Il secondo studio considerato è quello proposto da NGVA nel quale le emissioni WTT per il GNC (Gas Naturale Compresso), vengono valutate per quattro aree geografiche di consumo:

- EU South West (Bulgaria, Croatia, Cyprus, Greece, Italy, Malta, Romania, Slovenia);
- EU South East (France, Portugal, Spain);
- EU Central (Austria, Belgium, Czech Republic, Estonia, Germany, Hungary, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Netherlands, Poland, Slovakia);
- EU North (Denmark, Ireland, Finland, Sweden, United Kingdom).

Queste regioni si differenziano per paesi di approvvigionamento di gas naturale, differenze che vanno ad impattare sulle emissioni GHG in questa fase dal momento che la distanza e la modalità di approvvigionamento determinano differenti carichi ambientali, come verrà discusso in seguito. In aggiunta alle aree di consumo citate, nello studio viene inoltre calcolato quella che può essere definita come l'intensità di carbonio media del gas naturale domandato in Europa.

Per quanto invece riguarda la fase TTW, i dati riportati nello studio sono stati forniti dalle case automobilistiche e fanno anch'essi riferimento al test di omologazione NEDC.



Come per lo studio JRC, i valori relativamente ai consumi di carburante, sono stati impiegati per la successiva conversione dei dati WTT in g CO2 equivalente/km.

Bisogna specificare che i dati di seguito riportati sono una media dei valori di consumo ed emissioni per auto appartenenti al segmento C.

Tab. 7.4 – Consumi specifici ed emissioni

	CNG	Petrol	Diesel
Fuel consumption (kg/100 km, l/100 km)	3.90	5.62	4.12
Energy consumption (MJ/km)	1.93	1.81	1.48
CO₂ emissions (g CO₂/km)	105.0	(130.5)	(107.3)
CH₄ emissions (g CH₄/km)	0.0421	-	-
N₂O emissions (g N₂O/km)	0.0015	-	-

Fonte: NGVA, 2017.

Il terzo studio considerato è quello proposto dalla società di consulenza Ricardo.

Lo studio non riporta dati propri ma, sulla base di quelli utilizzati negli studi JRC e EXERGIA (di cui si parlerà nel seguito), elabora tre scenari di emissione:

- *Low emission scenario* che si basa sui valori minimi stimati nello studio JRC; più precisamente per il gas naturale compresso i dati sono relativi a CNG1;
- *Central emission scenario* che si basa sui valori medi stimati nello studio JRC e, anche in questo caso, utilizza per il gas naturale i valori relativi a CNG1;
- *High emission scenario* che si basa sui valori medi stimati per benzina, diesel e CNG nello studio EXERGIA.

Per la fase TTW lo studio riporta invece dei propri valori di emissione per ciascuna delle motorizzazioni considerate: i valori fanno riferimento sia al *test* di omologazione NEDC, sia alla nuova metodologia WLTP la quale dovrebbe essere maggiormente rappresentativa dei consumi e delle emissioni reali.

Anche in questo caso, per l'alimentazione benzina e CNG si fa riferimento ad un'auto appartenente al segmento C di cilindrata 1.400 cc, mentre per l'alimentazione *diesel* si considera un veicolo di cilindrata 1.600 cc.

Poiché i valori WTW complessivi per le differenti alimentazioni, sono stati espressi in tonnellate CO2 equivalenti/anno, è stato necessario ricostruire mediante apposita conversione i valori WTT da sommarsi a quelli TTW esplicitati dal medesimo studio.

A tal proposito sono stati presi nuovamente in considerazione i valori di consumo (MJ/km) riportati nello studio NGVA, poiché ritenuti particolarmente attendibili.

L'ultimo studio da cui sono stati estrapolati i dati WTW, è quello proposto da EXERGIA. Relativamente alla produzione di diesel e benzina, si distinguono tre fasi principali la filiera:

- upstream* che tiene conto delle emissioni derivanti dallo sfruttamento dei giacimenti;
- midstream* relativa alle emissioni prodotte dalla fase di trasporto fino agli impianti di raffinazione;
- downstream* entro cui ricadono le emissioni associate alla fase di raffinazione e distribuzione dei prodotti ottenuti.

Il dato finale WTT viene ottenuto come media ponderata sul *mix* di approvvigionamento europeo. Per quanto riguarda invece il CNG, le fasi principali della filiera sono le medesime considerate precedentemente inoltre, analogamente a quanto fatto in altri studi, vengono considerate quattro regioni di consumo differenziate (EU NORTH, EU SOUTH EAST, EU WEST, EU CENTRAL) dalle quali è

stato poi estrapolato nuovamente un valore medio, rappresentativo del *mix* di approvvigionamento europeo.

Poiché lo studio si focalizza soltanto sull'analisi WTT, a fini di confrontabilità, per la fase TTW e la relativa conversione dei valori WTT in g CO₂ equivalente/km, sono stati utilizzati i fattori di emissione proposti dallo studio NGVA.

Passando alla mobilità elettrica, sempre nell'ottica dell'analisi WTW, l'unica fonte di emissione di gas clima alternati riguarda la fase di produzione dell'elettricità.

Lo studio "*Electricity carbon intensity in European Member States: Impacts on GHG emissions of electric vehicles*", elaborato dal JRC nel 2018, fornisce alcuni dati e un'utile metodologia per il calcolo dell'intensità di carbonio del settore elettrico, per i 28 paesi membri dell'Unione Europea. L'analisi WTW considera in particolare le emissioni derivanti dal settore elettrico distinguendo due gas fondamentali:

- la prima fase, definita *upstream*, relativa agli stadi di estrazione, lavorazione e trasporto dei combustibili fino agli impianti di generazione;
- la seconda fase è invece relativa alla generazione elettrica in senso stretto.

I dati relativi alla *Carbon Intensity* (CI) per ogni paese membro sono stati calcolati, sulla base del mix energetico del 2013, a partire dalla formula di seguito riportata:

Intensità di carbonio (g CO₂ equivalente/kWh) = emissioni GHG/produzione elettrica

Poiché l'intensità di carbonio dell'elettricità di un determinato paese, dipende anche dalla quantità di elettricità importata e dalla sua specifica intensità di carbonio, lo studio considera nel computo della *carbon intensity* anche i quantitativi importati dai singoli paesi. Di conseguenza le emissioni complessive del settore elettrico sono calcolate come segue:

Total GHG = Combustion GHG + Upstream GHG – Exported GHG + Imported GHG

Gli effetti delle importazioni di elettricità possono essere di tre tipi:

- "*neutral effect*" quando l'energia importata è caratterizzata dalla medesima intensità di carbonio;
- "*beneficial effect*" quando l'elettricità importata si contraddistingue per una intensità di carbonio minore rispetto a quella prodotta dal paese importatore;
- "*negative effect*" relativo all'importazione di elettricità con una più elevata intensità di carbonio.

Poiché i valori relativamente alla *carbon intensity* fin qui descritti fanno riferimento al *mix* energetico del 2013⁸⁴, si è reso necessario ritrarre tali dati sul *mix* attuale che evidenzia una penetrazione della fonte rinnovabile su produzione totale di energia di circa il 37%.

Il valore così ricalcolato è pari a 391 g CO₂ equivalenti/kWh.

I dati relativi la *carbon intensity* sono la base per poter calcolare e confrontare le emissioni derivanti dalla mobilità elettrica rispetto a quella tradizionale, secondo la seguente formula:

⁸⁴ Dai dati forniti nello studio si evince come per l'Italia le importazioni, al 2013, abbiano determinato una riduzione dell'intensità di carbonio pari al 10% (passando da 448 g CO₂ equivalente /kWh a 402 g CO₂ equivalente/kWh). Altro aspetto da considerare riguarda l'intensità di carbonio dell'elettricità a basso voltaggio: quest'ultima è quella che viene effettivamente utilizzata per la ricarica dei veicoli elettrici e la sua CI è quella da impiegare per il calcolo delle emissioni associate alla mobilità elettrica. Tale valore per l'Italia, al 2013, è di 431 gCO₂ equivalente/ kWh.

$BEV \text{ emission (g CO}_2 \text{ equivalente/km)} = CI \text{ low voltage} \times BEV \text{ consumption (kWh/km)}$

Come si può notare il consumo di energia per le auto elettriche (così come avviene per la controparte a combustione interna) gioca un ruolo determinante nelle emissioni di gas clima alteranti nella fase di utilizzo. A seguito di una ricognizione dei dati disponibili, abbiamo deciso di utilizzare sei differenti valori di consumo (14,5/15,7/17,1/18,7/20/21 kWh/100 km) più un valore medio, rappresentativi dell'attuale parco circolante in Europa.

Per passare dall'analisi WTW a quella LCA è stato necessario reperire informazioni relativamente alle fasi di produzione e smaltimento dei veicoli ICEV (*Internal Combustion Engine*) e BEV (*Battery Electric Vehicle*).

Su questo tema sono stati elaborati differenti studi, specialmente dalle case automobilistiche, nei quali vengono descritti e quantificati gli impatti associati ai veicoli da essi commercializzati.

Lo studio di Ellingsen et al. (2016) "*The size and range effect: lifecycle greenhouse gas emissions of electric vehicles*" raccoglie i risultati dei principali.

Poiché gli studi analizzati descrivono le emissioni associate alle fasi di produzione e smaltimento per singolo veicolo, per poter rendere omogenei i dati rilevanti con quelli derivanti dall'analisi WTW, è stato necessario considerare la vita utile del veicolo analizzato. In tal senso i veicoli ICEV e BEV si distinguono, oltre che per la tecnologia di autotrazione e gli impatti derivanti dalla produzione e smaltimento, anche per la durata del loro ciclo di vita. Tipicamente i veicoli "convenzionali" possono percorrere, secondo le stime di letteratura, distanze comprese tra i 200.000 km e 250.000 km.

I veicoli a batteria invece, a causa della durata di quest'ultima, hanno una percorrenza utile che oscilla tra i 160.000 e 180.000 km.

Questi valori, seguendo la metodologia proposta dallo studio "*A new hybrid method for reducing the gap between WTW and LCA in the carbon footprint assessment of electric vehicles*" (Moro et al 2015), sono stati impiegati per valutare l'impatto relativo alla produzione e allo smaltimento del veicolo in gCO₂ equivalente/km. Il dato è stato ottenuto semplicemente "spalmando" le emissioni associate alla produzione del veicolo e al suo smaltimento sui km percorsi durante la sua vita utile. I valori sono quindi stati integrati, mediante semplice somma, con quelli tratti dalla precedente analisi WTW.

7.3 L'analisi Well-to-Wheel nel segmento dell'autotrazione leggera

La filiera logistica *Well-to-Wheel* (dal pozzo alla ruota) viene convenzionalmente scissa in due porzioni:

- *Well-to-Tank* (WTT), ovvero l'insieme dei segmenti che vanno dall'estrazione all'impianto di distribuzione;
- *Tank-to-Wheel* (TTW), ovvero l'insieme dei segmenti che vanno dall'impianto di distribuzione al motore.

7.3.1 L'analisi WTT

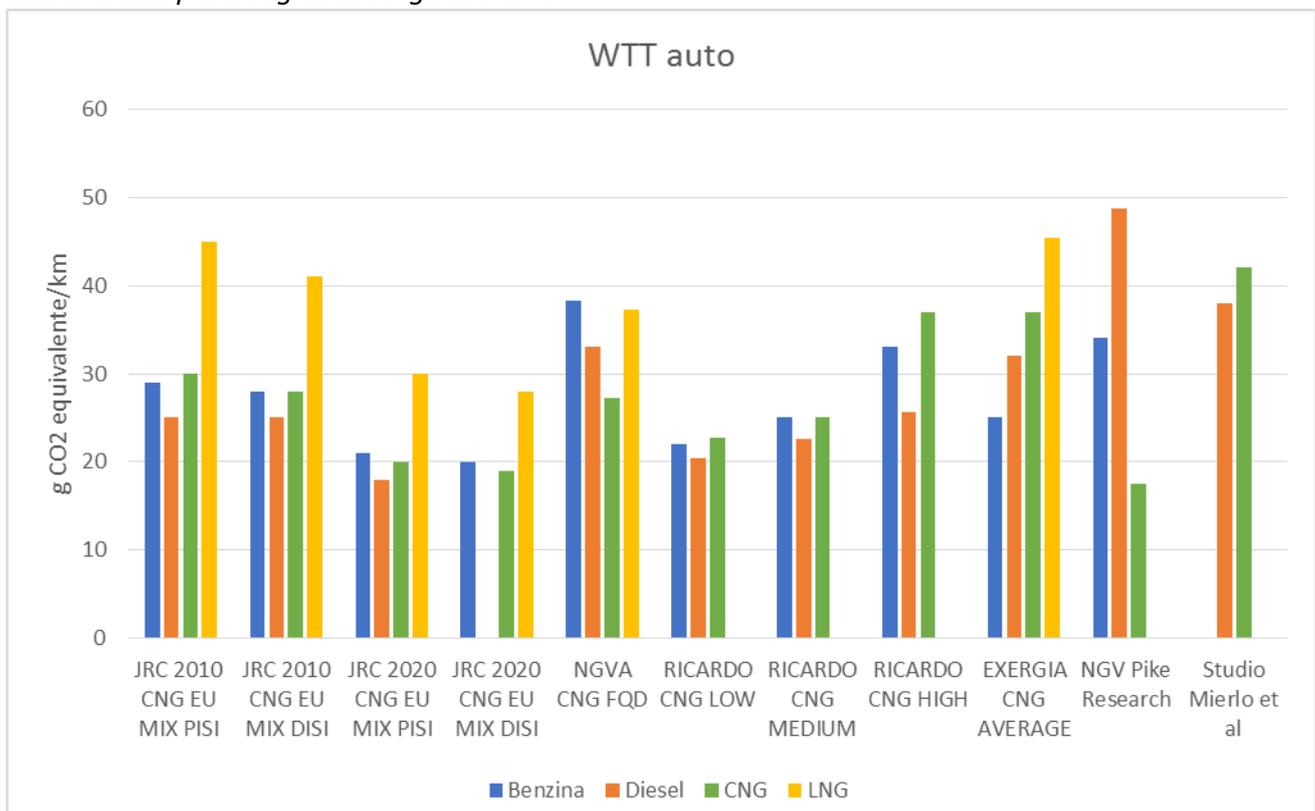
Nell'ambito del segmento WTT le differenze che si riscontrano per il gas naturale nei diversi studi considerati sono attribuibili a differenti cause. Innanzitutto, nella fase di estrazione, il gas contiene diverse impurità tra cui alcuni idrocarburi leggeri, impiegati localmente o per la produzione di GPL, nonché gas inerti come la CO₂. Tali componenti vanno perciò eliminate comportando dei consumi di energia (e quindi delle emissioni associate a tale fase) che dipendono dalla composizione del gas naturale estratto, la quale a sua volta è influenzata dalla regione di estrazione.



Il trasporto rappresenta la fase maggiormente energivora della filiera del GNC, a causa delle ampie distanze coinvolte. Per il mercato europeo esso avviene principalmente mediante gasdotti, i quali richiedono delle stazioni di pompaggio ad intervalli regolari e alimentate da una porzione del gas trasportato. L'energia richiesta aumenta quindi all'aumentare della distanza dal sito di approvvigionamento. Negli studi considerati, sono state impiegate delle distanze differenti per il computo delle emissioni derivanti dalla fase di trasporto, ad esempio nello studio NGVA si considera una distanza media di 1000 km contro i 2500 km considerati dallo studio JRC in riferimento al mix di approvvigionamento europeo del 2011 (CNG1). La fase di trasporto e distribuzione va analizzata inoltre alla luce dei possibili rilasci di metano in atmosfera, quest'ultimo con un'influenza sulla variabilità dei dati riscontrati in letteratura.

Analogamente a quanto descritto per il gas naturale, anche la filiera relativa alla produzione di benzina e gasolio, è condizionata da differenti fattori, alcuni dei quali sono gli stessi osservati per il gas naturale. La regione di approvvigionamento influenza innanzitutto le fasi di estrazione e lavorazione, nonché di trasporto della materia prima.

Fig. 7.2 – Analisi di competitività ambientale del gas naturale nella trazione leggera: emissioni di gas climalteranti per il segmento logistico WTT



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su studi vari.

La diversa qualità del petrolio estratto, come ben descritto dallo studio di EXERGIA, ha un impatto determinante sulla fase di raffinazione: minore è il grado API⁸⁵, maggiore è la *carbon intensity* associata alla fase di raffinazione. È inoltre importante considerare che la variabilità dei dati associati alle fasi che ricadono nell'analisi WTT per i derivati petroliferi quali benzina e gasolio, risente delle stime relative al fenomeno noto come *flaring*. Questo processo fa riferimento alla combustione dei gas derivanti dalla fase di estrazione che non possono essere stoccati e il cui unico impiego è la

⁸⁵ Unità di misura della densità ideata dall'*American Petroleum Institute*.

combustione. Per comprendere quanto questa procedura possa andare ad impattare sulle fasi della filiera, si può fare riferimento ai casi del Regno Unito e della Nigeria: nel primo caso i dati forniti da EXERGIA mostrano come l'85% delle emissioni derivanti dalla fase *upstream* siano appunto imputabili al *flaring*; per quanto invece riguarda il secondo caso la produzione di petrolio nigeriano contribuisce a circa il 10% delle emissioni da *flaring* a livello globale.

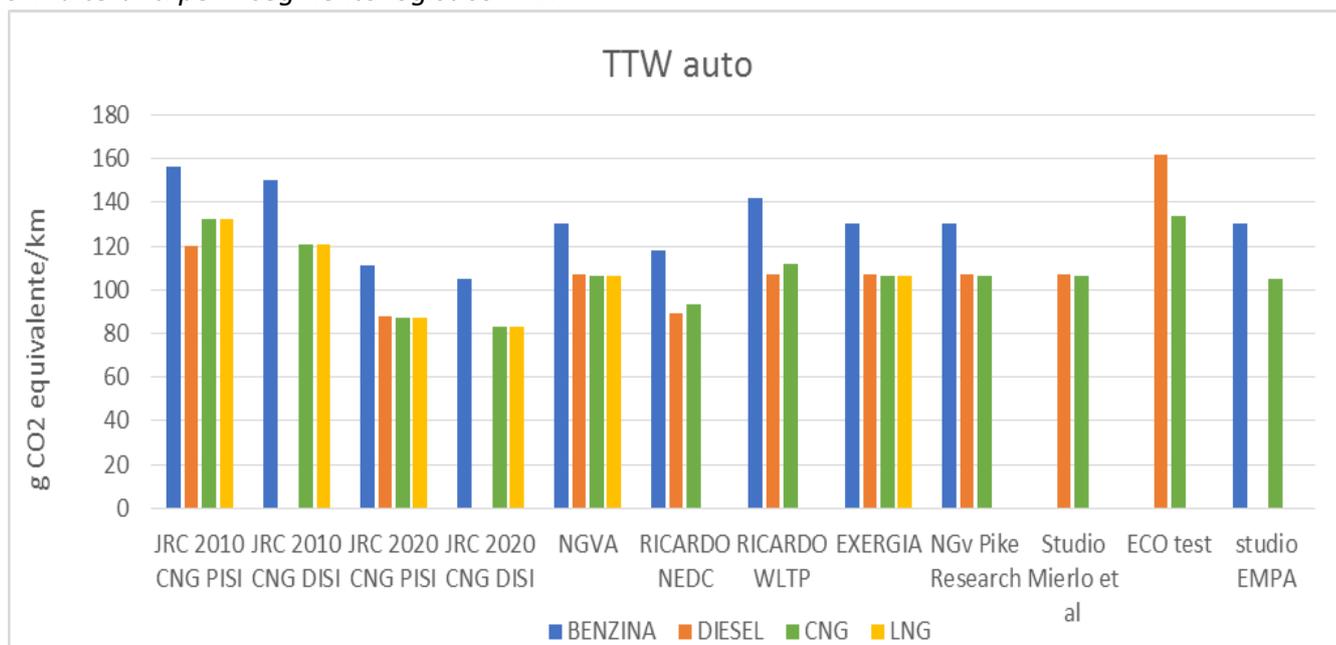
Dal confronto relativo alla porzione logistica che va dall'estrazione alla distribuzione (WTT) è possibile osservare quanto segue:

- il GNL è meno competitivo delle fonti alternative eccezion fatta per quanto rilevato nello studio NGVA secondo cui le emissioni di tale carburante sono del 3% inferiori a quelle della benzina;
- il GNC comporta emissioni superiori a quelle del gasolio eccezion fatta per quanto rilevato nello studio NGVA, secondo cui le emissioni del gas naturale risultano inferiori del 18% inferiori a quelle del *diesel*, e lo studio NGV *Pike Research* in base al quale la competitività del GNC per questa porzione logistica è netta con un carico inquinante inferiore del 64%;
- l'impatto del GNC risulta inferiore rispetto a quello della benzina in 5 studi/scenari su 11, uguale in 2 e superiore in 3;
- l'impatto ambientale della benzina risulta sempre superiore a quello del gasolio tranne che negli studi EXERGIA e NGV *Pike Research* in cui risulta inferiore, rispettivamente, del 22 e del 30%.

7.3.2 L'analisi TTW

Anche per quanto concerne l'analisi TTW emerge una certa variabilità nei dati raccolti dovuta principalmente ai differenti valori di consumo delle autovetture considerate e, così come visto in precedenza, per poter effettuare un opportuno confronto tra gli studi, i dati sono stati da noi rielaborati secondo la procedura descritta nel paragrafo precedente.

Fig. 7.3 – Analisi di competitività ambientale del gas naturale nella trazione leggera: emissioni di gas climalteranti per il segmento logistico TTW



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su studi vari.

Dal confronto relativo alla porzione logistica che va dalla distribuzione alla ruota (TTW) è possibile osservare quanto segue:

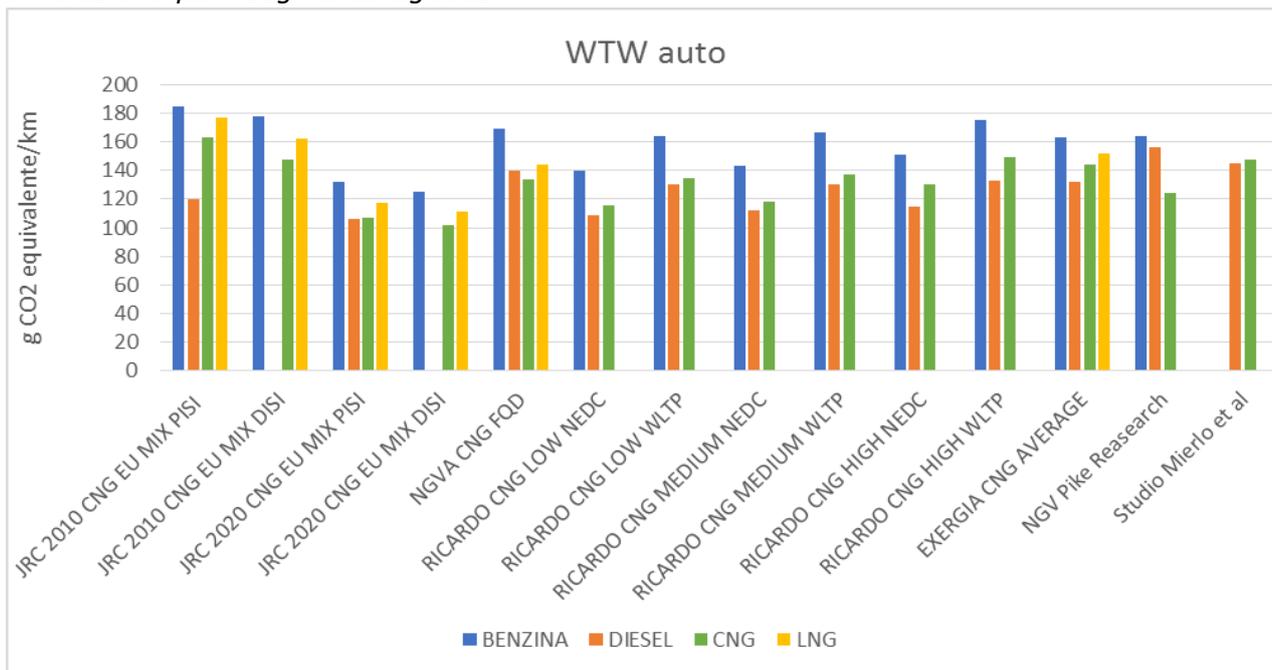
- il carico ambientale della benzina è sempre superiore a quello dei carburanti alternativi:
 - +27% in media rispetto al gasolio;
 - +24% in media rispetto al gas naturale.
- le emissioni del gasolio risultano essere superiori a quelle del gas naturale in sei dei 12 studi/scenari considerati (anche se solo in 9 casi viene riportato il confronto).

7.3.3 L'analisi WTW

Considerando infine l'intera catena logistica, dall'estrazione alla ruota, risulta quanto segue:

- il gas naturale è sempre competitivo rispetto alla benzina sia sotto forma di GNC che di GNL;
- il GNC ha un carico di emissioni superiore a quello del gasolio, eccezion fatta per quanto rilevato negli studi NGVA e NGV Pike Research;
- i carichi inquinanti risultano compresi tra:
 - 185 e 125 gCO₂eq/km per la benzina (JRC 2010 PISI vs JRC 2020 DISI);
 - 156 e 106 gCO₂eq/km per il diesel (NGV Pike Research vs JRC 2020 PISI);
 - 163 e 102 gCO₂eq/km per il GNC (JRC 2010 PISI vs JRC 2020 DISI).

Fig. 7.4 – Analisi di competitività ambientale del gas naturale nella trazione leggera: emissioni di gas climalteranti per il segmento logistico WTW



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su studi vari.

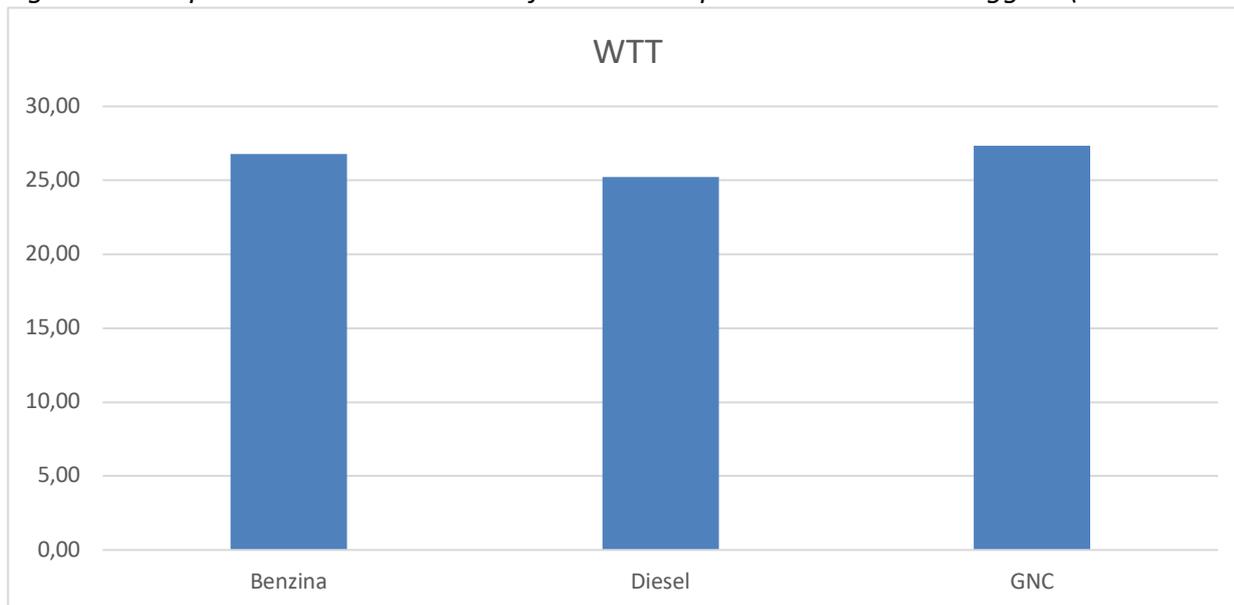
Il netto abbassamento del carico inquinante legato al gas naturale, sia in termini assoluti che relativi in comparazione con il gasolio, nello studio JRC 2020 rispetto a quello 2010 sembra indicare futuri margini di recupero di competitività ambientale da parte del metano, verosimilmente ascrivibili al progresso tecnologico, che potrebbero sostanzialmente modificare il quadro delineato.

7.3.4 I dati medi

Per poter arrivare ad un confronto definitivo, e data l'elevata variabilità dei dati presentati, si è proceduto al calcolo di opportuni valori medi al fine di ottenere un unico dato finale di riferimento.

Si è ritenuto di escludere dall'analisi il GNL in considerazione del fatto che il suo impiego nel settore della trazione leggera non presenta ad oggi margini di sviluppo.

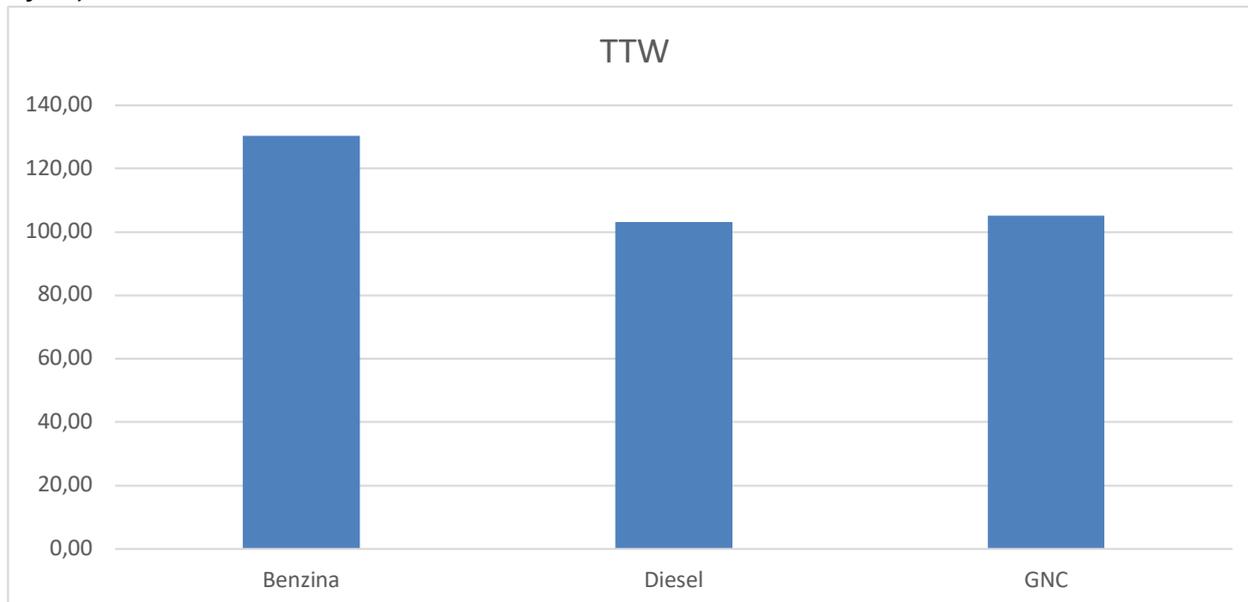
Fig. 7.5 – Competitività ambientale interfonti nel comparto della trazione leggera (dati medi WTT)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Nel caso in cui si considerino i dati medi, a fronte di una sostanziale parità di carico inquinante nella fase WTT tra benzina, diesel e GNC, si evince un certo vantaggio del GNC sul diesel e un carico inquinante sensibilmente inferiore a quello della benzina nella porzione logistica TTW.

Fig. 7.7 – Competitività ambientale interfonti nel comparto della trazione leggera (dati medi TTW; dati relativi al gas naturale per la porzione TTW riferiti ad autovetture EURO 4 e a trasformazioni bifuel)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

Per il calcolo delle emissioni WTW dell'auto elettrica si è fatto riferimento allo studio «Electricity carbon intensity in European Member States: Impacts on GHG emissions of electric vehicles» (JRC, 2018) tenendo conto dell'attuale mix di generazione italiano che evidenzia una penetrazione della

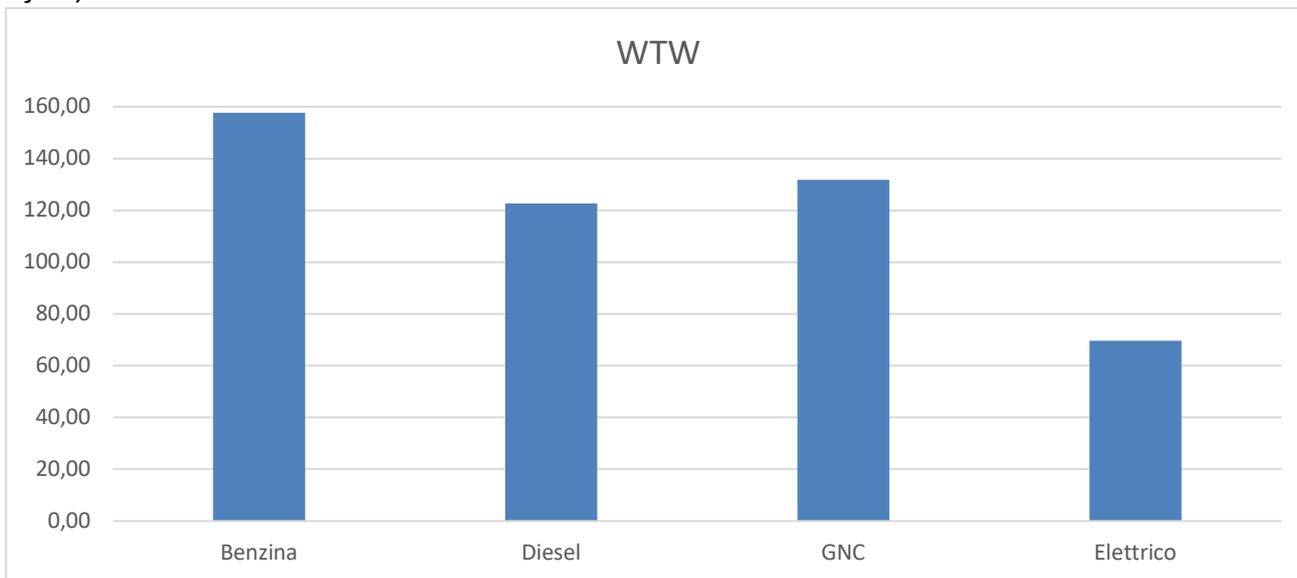


fonte rinnovabile su produzione totale di elettricità di circa il 37% (UP, 2018). I valori sono differenziati sulla base dei diversi consumi specifici (kWh/km).

Complessivamente, con riferimento, all'intera filiera è possibile concludere che:

- il gas naturale compresso ha un impatto ambientale in termini di GHG sostanzialmente uguale a quello del gasolio (+4%);
- il gas naturale compresso ha un impatto ambientale in termini di GHG del 16% inferiore a quello della benzina;
- l'auto elettrica, il cui impatto ambientale è stato valutato con riferimento al *mix* di generazione italiano, è quella che presenta in assoluto il minore carico inquinante.

Fig. 7.6 – Competitività ambientale interfonti nel comparto della trazione leggera (dati medi WTW; dati relativi al gas naturale per la porzione TTW riferiti ad autovetture EURO 4 e a trasformazioni bifuel)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

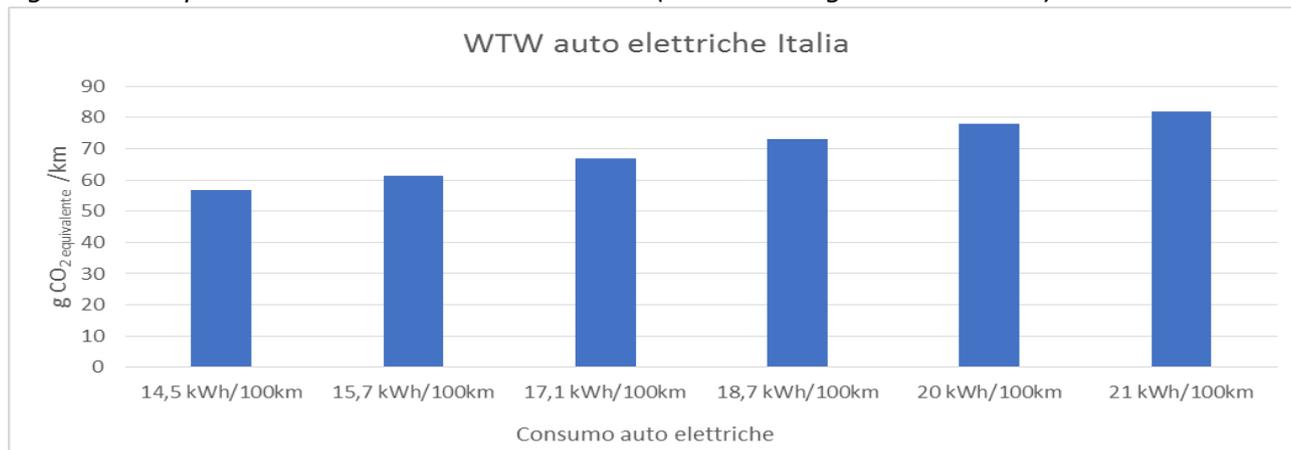
È necessario però sottolineare che, essendo il gas naturale penalizzato dagli impatti legati alle fasi *upstream* della filiera (oltre il 20% dell'impatto complessivo WTW), in particolare a quelle di estrazione e trasporto, e che, le principali compagnie petrolifere stanno investendo in maniera significativa in tecnologie per la riduzione e/o la cattura della CO2 generata dalla produzione e dal trasporto internazionale di metano, è plausibile attendersi per il futuro un recupero di competitività ambientale di quest'ultimo rispetto alle fonti di energia concorrenti.

In particolare, secondo Exxon Mobil⁸⁶, le emissioni relative alla fase di estrazione hanno ottime probabilità di ridursi del 40% entro il 2025.

⁸⁶ Exxon Mobil, 2018.



Fig. 7.8 – L’impatto ambientale dell’auto elettrica (emissioni di gas climalteranti)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati JRC 2018.

7.4 Le fasi di produzione e smaltimento dei veicoli nella trazione leggera

Le informazioni relative agli impatti ambientali in termini di gas climalteranti delle fasi che si trovano a monte e a valle della filiera logistica WTW sono scarse e frammentarie.

La fabbricazione di veicoli a combustione interna (ICEV) rispetto a quelli elettrici presenta ovviamente delle differenze, tra queste le principali risiedono nello stoccaggio dell’energia, nella propulsione e nell’elettronica.

La batteria rappresenta il primo elemento di discontinuità rispetto alle tecnologie tradizionali: questa richiede per la propria produzione materie prime tra le quali è possibile ritrovare la grafite (impiegata per la produzione dell’anodo), manganese, cobalto, litio, nickel, alluminio, ferro (impiegati nella produzione del catodo oltre che in altre parti quali la scocca e le componenti del motore). La maggior parte di questi elementi ricadono nella definizione di terre rare e, secondo l’Unione Europea, di Certified Reference Material (CRM’s), ovvero materiali dall’alto valore economico ma associati anche ad una fornitura ad alto rischio.

Dal lato dell’approvvigionamento infatti, la Cina è il principale fornitore di tali materiali coprendo il 70% della domanda mondiale, il 62% se consideriamo quella europea. Oltre a presentare dei problemi dal lato dell’approvvigionamento, tali materiali sono inoltre noti per essere associati a fasi di estrazione, raffinazione e lavorazione fortemente energivore (Hung et al. 2018).

La produzione di batterie e degli stessi veicoli elettrici (così come avviene per quelli a combustione interna), avviene in diverse località: tra il 2010 e il 2017 oltre il 93% di questi sono stati fabbricati tra Cina, Europa, USA e Giappone. In paesi come Stati Uniti e in Europa però, le vendite di veicoli eccedono di molto i quantitativi di batterie e veicoli elettrici prodotti nei rispettivi mercati, mentre ad esempio Giappone e Corea del Sud si identificano come esportatori netti sia di batterie sia di veicoli, specialmente verso l’Europa. La presenza quindi di un mercato globale delle batterie determina da un punto di vista ambientale il fatto che una buona parte degli impatti associati alla produzione di veicoli elettrici dipenda da processi industriali che avvengono extra UE, al di fuori della regolamentazione europea.

Le batterie costituiscono una frazione notevole della massa dei veicoli elettrici (oltre il 25%) e la loro fabbricazione coinvolge processi che richiedono grandi quantitativi di energia (Ellingsen et al. 2018): a tal proposito recenti studi LCA relativi alla manifattura delle batterie, identificano consumi di

energia compresi tra 530-1670 MJ/kWh batteria. A seguito di questi elevati consumi, la produzione delle batterie è quindi responsabile di gran parte delle emissioni di GHG: le stime ipotizzano che tra il 10-75% dell'energia consumata nella produzione dei veicoli elettrici sia destinato alla fase di costruzione delle batterie, consumo che contribuisce al 10-70% delle emissioni associate allo stadio di fabbricazione del veicolo. Valori così elevati sono da imputare anche a quanto precedentemente affermato ovvero che il grosso della produzione delle batterie avviene extra EU con una produzione elettrica ad alta intensità di carbonio.

Utilizzando i dati relativi invece al mix di generazione EU-28 del 2015, lo studio TERM del 2018⁸⁷ attribuisce alla fase di produzione delle batterie circa il 40% delle emissioni.

L'impatto ambientale delle batterie va inoltre valutato in base a due ulteriori fattori ovvero la composizione chimica e la loro capacità espressa in kWh.

La maggior parte dei veicoli BEV attualmente in commercio, utilizza differenti tipologie di batterie al litio, le quali si distinguono per la composizione del catodo. Queste garantiscono un'alta densità energetica rispetto ad altri tipi, fattore cruciale per ciò che riguarda il *range* di distanza percorribile dal veicolo, determinando un *trade-off* tra la distanza percorribile dal veicolo e il suo impatto ambientale.

Tab. 7.5 -Emissioni di CO_{2 eq} per la produzione di batterie al litio

FONTE	CO_{2 eq} kg/kWh batteria	Chimica delle batterie
Notter et al. 2010, Althaus 2011	52	LiMn ₂ O ₄
Ishihara et al. 2002	75	Li-Ni-Co and Li-Mn
Zackrisson et al. 2010	166	LiFePO ₄
Majeau-Bettez et al. 2011	250	LiFePO ₄
Majeau-Bettez et al. 2011	200	LiFeCoMnO

Fonte: elaborazioni proprie degli autori.

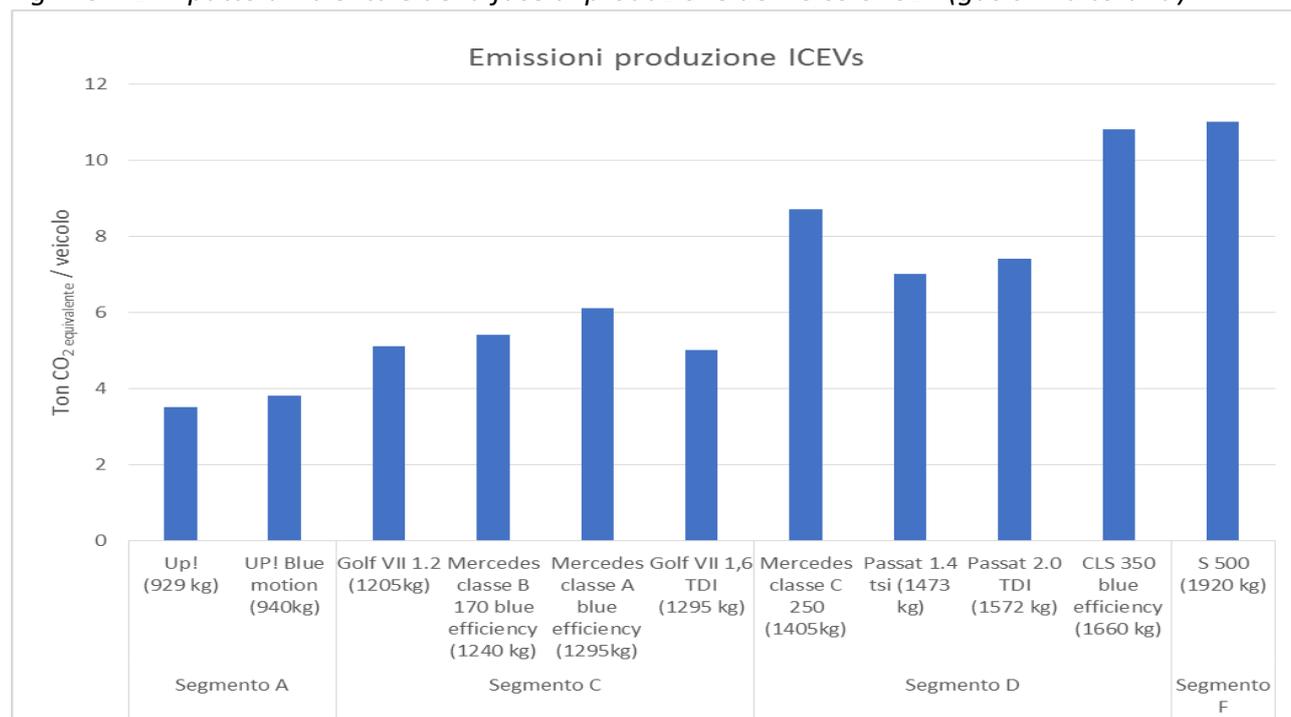
Anche la capacità delle batterie mostra una certa influenza sugli impatti relativi allo stadio di produzione dei veicoli BEV. Lo studio "*Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack*" (Ellingsen et. Al. 2014) evidenzia come le emissioni per kWh di batteria siano comprese tra 38-250 g CO₂ equivalente/kWh.

Il dato medio proposto, pari 168 gCO₂ equivalente/kWh, permette di calcolare le emissioni associate alle batterie dei principali veicoli elettrici attualmente in commercio. Nel grafico sono riportati i valori ottenuti sulla base di questi dati, i quali evidenziano come all'aumentare della capacità aumentino le emissioni di gas clima alteranti.

Queste risentono in aggiunta della distanza percorribile dal veicolo durante la sua vita utile: all'aumentare della distanza considerata le emissioni vengono "spalmate" su percorrenze maggiori determinando emissioni per chilometro progressivamente inferiori.

⁸⁷ Electric vehicles from life cycle and circular economy perspectives, TERM 2018: Transport and Environment Reporting Mechanism (TERM) report.

Fig. 7.9 – L’impatto ambientale della fase di produzione del veicolo ICEV (gas climalteranti)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati JRC 2018.

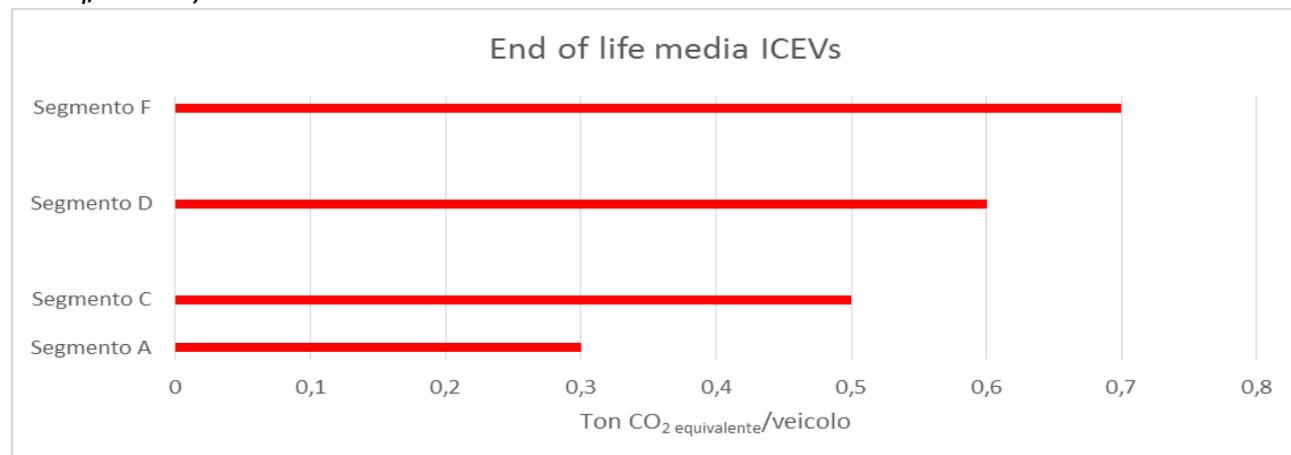
Per quanto concerne le fasi di produzione e smaltimento dei veicoli si è ritenuto opportuno fare riferimento ad uno studio pubblicato dall’Università di Scienze e Tecnologie di Trondheim (Norvegia): *The size and range effect: lifecycle green house gas emissions of electric vehicles del 2016*.

Lo studio distingue tra la fase di produzione e quella di smaltimento (*end-of-life*) dei veicoli (sia ad alimentazione fossile che elettrici) in relazione a diverse tipologie (segmenti) di vetture.

I dati disponibili sono piuttosto variabili e compresi tra 3,5 e 11 ton CO₂eq/veicolo e tra 0,3 e 0,7 ton CO₂eq/veicolo per quanto riguarda, rispettivamente, la produzione e lo smaltimento.

Quest’ultima fase pesa meno, in termini di impatti ambientali, rispetto all’attività di produzione. L’analisi si è concentrata sulle vetture dei segmenti C e F, “medie” e “alto di gamma” rispettivamente (UNRAE, 2019).

Fig.7.10 - L’impatto ambientale della fase di smaltimento del veicolo ICEV (gas climalteranti in ton Co₂eq/veicolo)



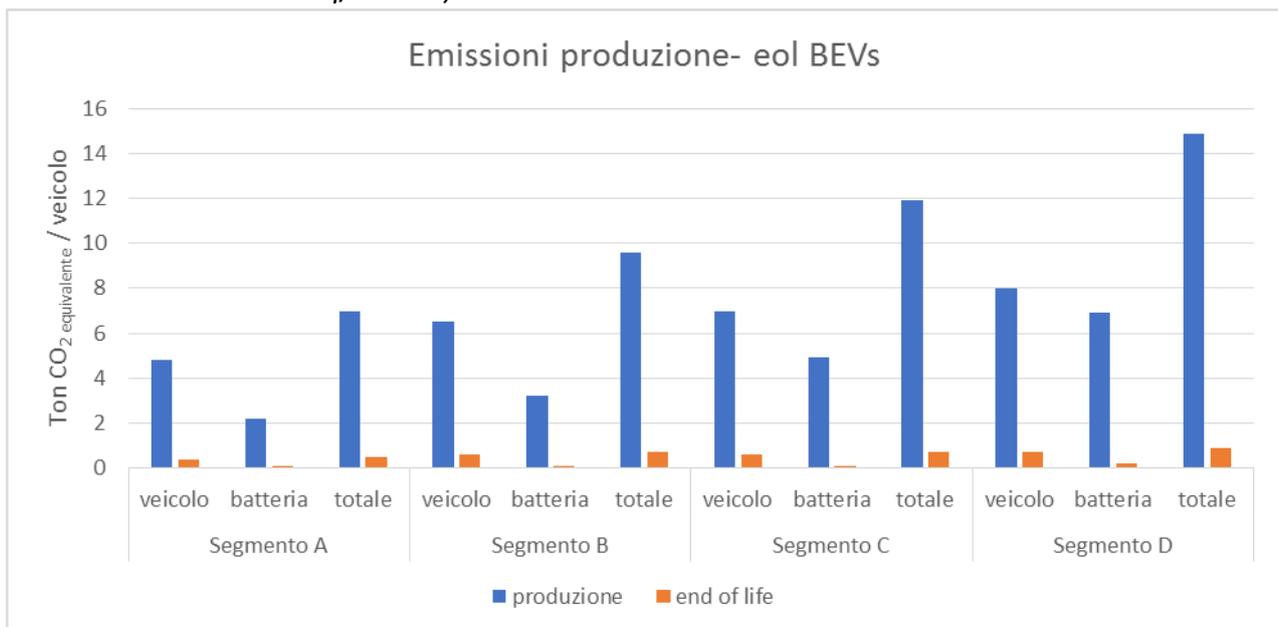
Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati JRC 2018.



Dai dati raccolti emerge una sostanziale differenza tra la produzione dei veicoli a combustione interna rispetto a quelli elettrici.

Il carico ambientale derivante dalla produzione del veicolo elettrico (BEV) arriva in alcuni casi ad essere doppio di quello relativo al veicolo alimentato a fonte fossile (ICEV) a parità di segmento considerato.

Fig.7.11 - L'impatto ambientale delle fasi di smaltimento e produzione del veicolo elettrico (gas climalteranti in ton Co2eq/veicolo)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati JRC 2018.

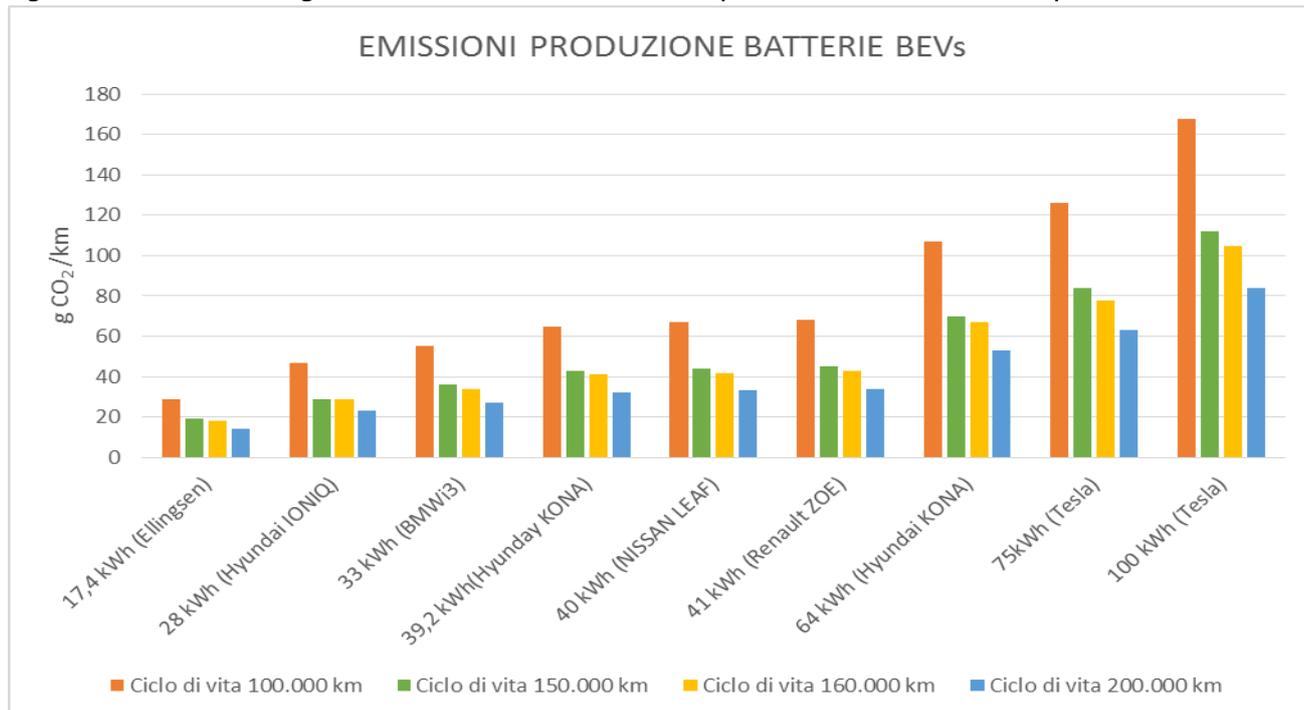
7.5 L'analisi del ciclo di vita nel trasporto leggero su gomma

Al fine di pervenire ad una valutazione e comparazione finale del carico ambientale derivante dai diversi veicoli seguendo l'approccio *Life Cycle Assessment* è necessario sommare gli impatti relativi alle fasi di produzione e smaltimento ai dati relativi alla catena logistica WTW.

A tal fine è stato necessario quantificare le emissioni unitarie espresse in g/km e, di conseguenza, ipotizzare delle percorrenze medie per i veicoli considerati.

Per quanto concerne quelli elettrici e la fase di produzione della batteria, ad esempio, i dati relativi a diverse tipologie di auto e diverse potenze, sono stati pesati su differenti ipotesi di percorrenze tra 100 mila e 200 mila km.

Fig. 7.12 - Emissioni di gas climalteranti derivanti dalla produzione delle batterie per veicoli elettrici

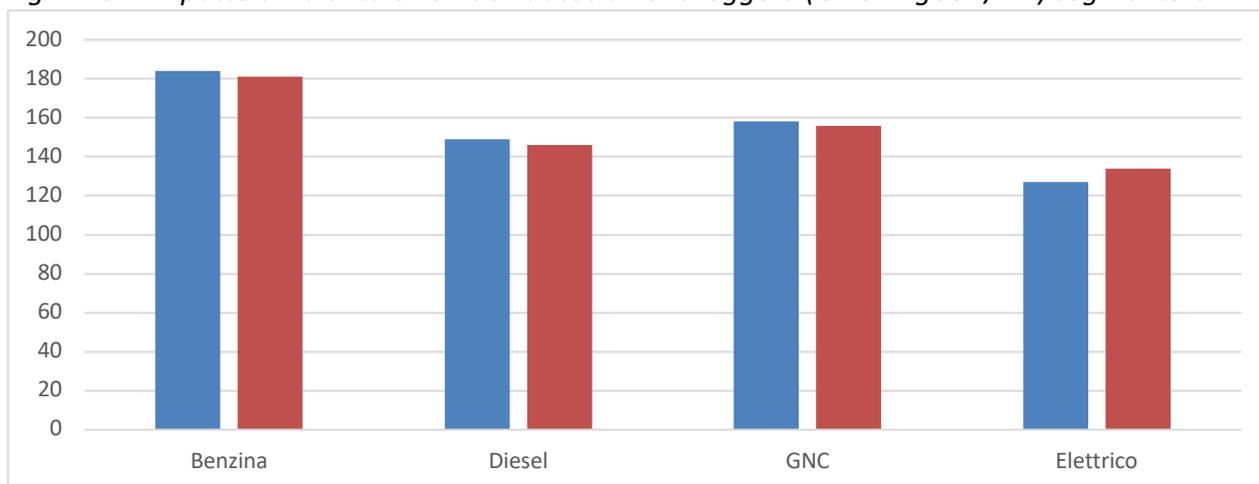


Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati JRC 2018.

Per arrivare alla quantificazione finale del carico ambientale complessivo relativo all'intero ciclo di vita del prodotto ("from cradle to grave") si è infine proceduto sommando all'impatto WTW quello relativo alle fasi di produzione e smaltimento del veicolo.

Il confronto è stato effettuato per le auto appartenenti ai segmenti C ed F sia per le alimentazioni fossili che per la vettura elettrica. Sono state in particolare fatte due ipotesi di vita utile dei veicoli in termini di percorrenze: 180.000 e 160.000 km per le auto BEV e 225.000 e 250.000 per quelle ICEV.

Fig. 7.13 – Impatto ambientale LCA dell'autotrazione leggera (GHG in gCO2/km) segmento C⁸⁸



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati JRC 2018.

⁸⁸ Si tenga presente, come già sopra indicato, che i dati relativi all'impatto dell'auto a metano sono relativi, a differenza di quelli relativi agli altri carburanti, a standard Euro 4 e trasformazioni bifuel, e, quindi, penalizzanti.

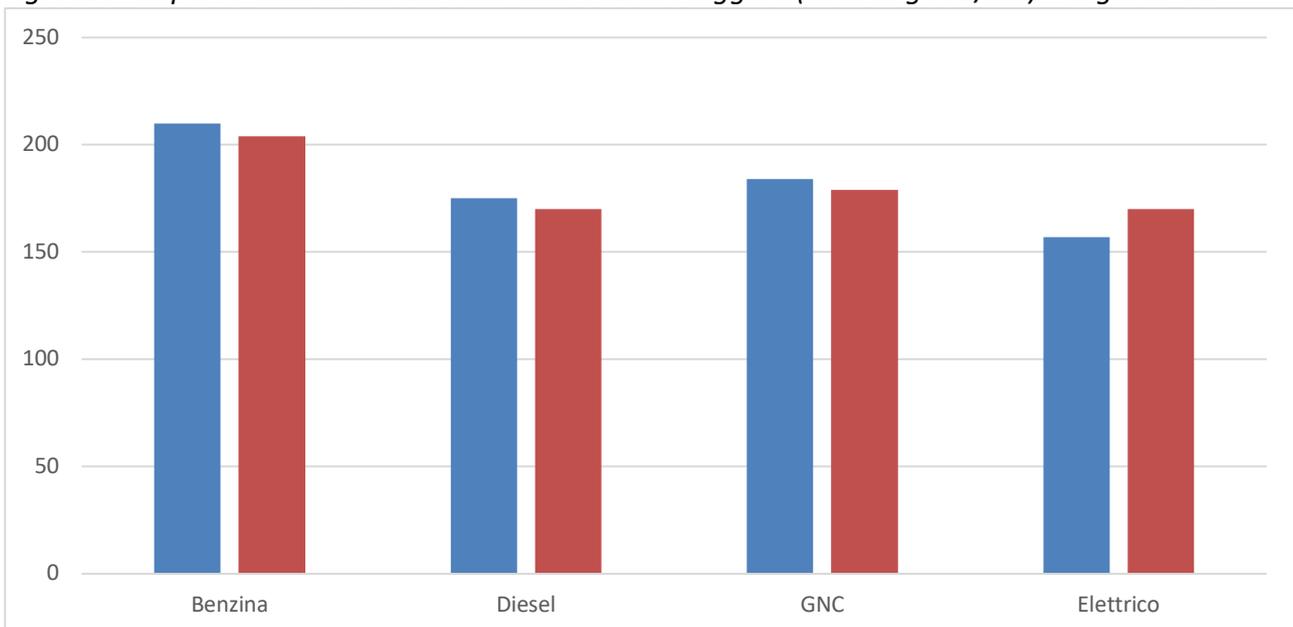
Il carico ambientale unitario dei veicoli a combustione interna diminuisce all'aumentare della percorrenza.

Nel caso di auto appartenenti al segmento C il gas naturale compresso risulta essere competitivo con la benzina e sostanzialmente allineato al diesel mentre comporta emissioni superiori a quelle dell'auto elettrica nell'ordine del 25%.

Nel caso di auto appartenenti al segmento F la competitività ambientale del gas naturale si accresce leggermente sia rispetto alla benzina che al diesel ma il suo utilizzo in luogo del vettore elettrico determinerebbe anche in questo caso un incremento delle emissioni seppur in maniera sensibilmente inferiore rispetto a quanto riscontrabile nella comparazione precedente (+11%).

Mentre per il segmento logistico WTW la trazione a metano risulta competitiva dal punto di vista ambientale (GHG) solo rispetto alla benzina e comporta un aumento considerevole delle emissioni di gas climalteranti a km rispetto ai veicoli elettrici, la situazione cambia radicalmente se l'impatto ambientale viene calcolato con approccio LCA includendo le fasi della produzione e dello smaltimento del veicolo e delle batterie: in questo caso le emissioni riconducibili al veicolo elettrico sono dello stesso ordine di grandezza di quelle della trazione a gas compresso. La competitività di quest'ultimo cresce al crescere delle dimensioni del veicolo.

Fig. 7.14 - Impatto ambientale LCA dell'autotrazione leggera (GHG in gCO₂/km) – segmento F



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati JRC 2018.

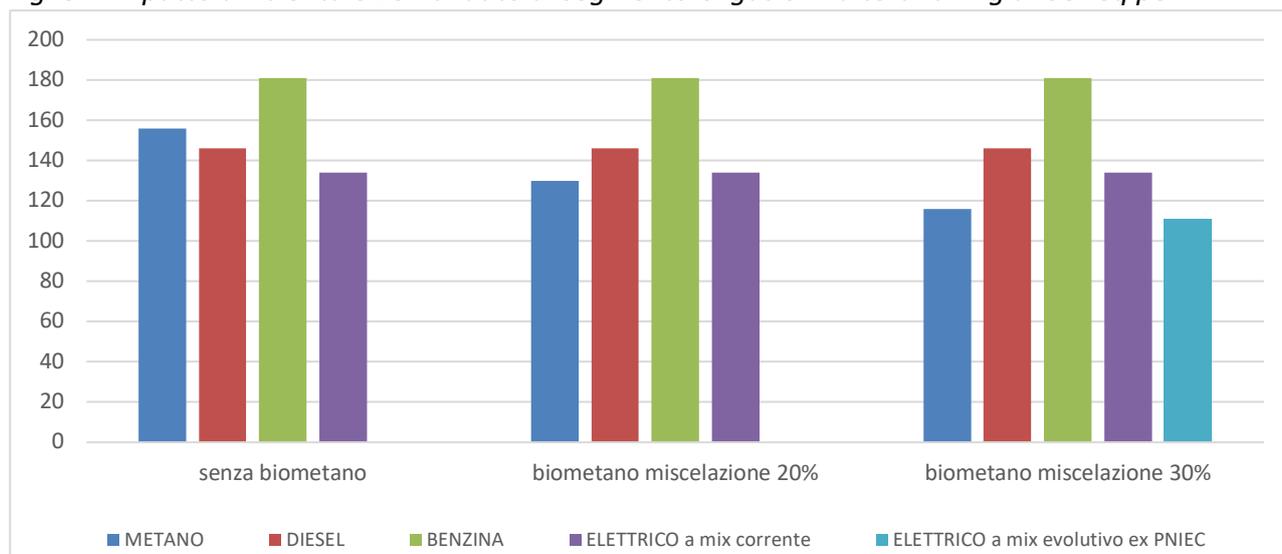
È però necessario tenere presente che:

- il carico ambientale WTW dell'auto elettrica è stato stimato a partire dall'attuale composizione del *mix* di generazione elettrica in Italia e che, quindi, il *phase-out* delle centrali a carbone e/o l'incremento dell'energia generata a partire da fonti rinnovabili aumenterebbero la competitività del vettore elettrico;
- l'analisi presentata non tiene conto dell'attuale e futuro contributo del biometano al *mix* di alimentazione delle vetture a gas.

Ipotizzando infatti una miscelazione del metano fossile con biometano al 20% il carico inquinante del gas, oltre ad essere significativamente inferiore a quello degli altri carburanti fossili, diverrebbe minore di quello del veicolo elettrico (a *mix* di generazione corrente) passando da 156 a 130 gCO₂eq/km⁸⁹.

Laddove si prendesse invece in considerazione una miscelazione al 30% (verosimile in base all'andamento delle richieste di allacciamento alla rete nazionale registrate negli ultimi mesi da parte degli impianti di produzione di metano rinnovabile), gli effetti globali del gas naturale sarebbero sensibilmente inferiori a quelli del vettore elettrico oggi, e assolutamente comparabili a quelli di quest'ultimo nell'ipotesi di raggiungimento degli obiettivi del PNIEC in termini di evoluzione del *mix* di generazione (penetrazione delle FER al 55,4%).

Fig. 8 – Impatto ambientale LCA di auto di segmento C: gas climalteranti in g di CO₂eq per km



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati JRC 2018 e altre fonti.

7.6 L'analisi WTW nel settore della trazione pesante

Per quanto concerne la trazione pesante la valutazione della competitività ambientale interfonti si limita alla porzione logistica *Well-to-Wheel*.

In questo mercato infatti non si ritiene opportuno, stante l'orizzonte temporale considerato, effettuare una comparazione tra il gas naturale e il vettore elettrico.

Per questo motivo le fasi di produzione e smaltimento del veicolo possono essere assunte come "neutrali" dal momento che non sussistono differenze significative tra le emissioni relative alla produzione e allo smaltimento di un mezzo pesante alimentato a metano o gasolio.

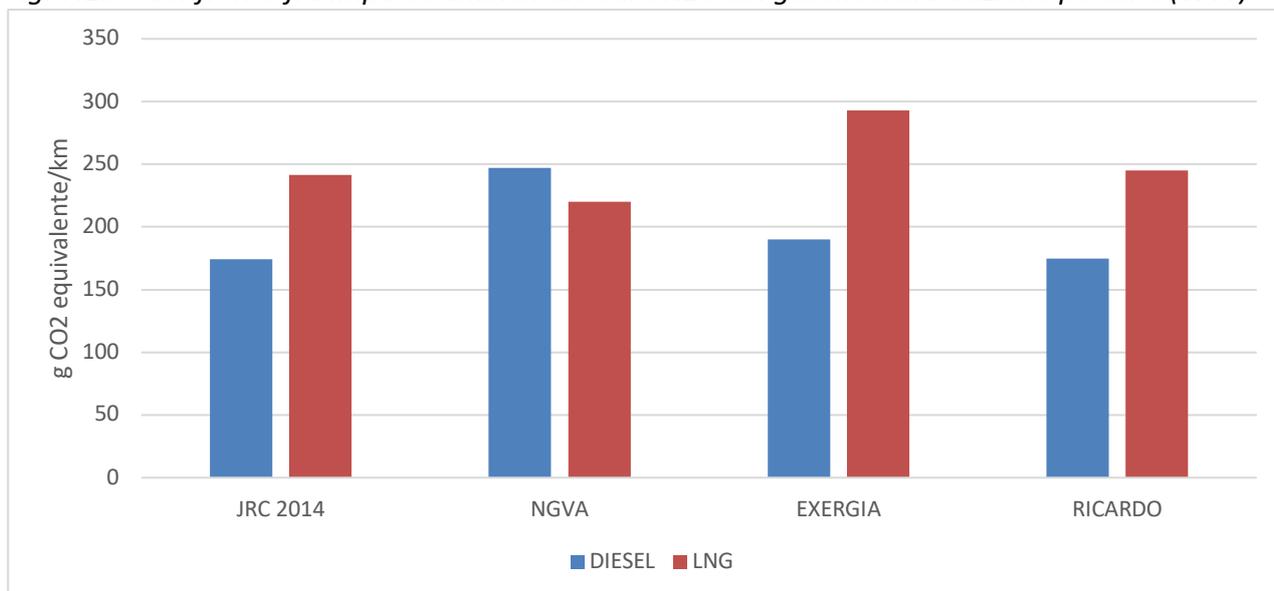
⁸⁹ Nonostante la summenzionata penalizzazione a carico del gas naturale derivante dal fatto che i dati JRC considerati si riferiscono, per il solo metano, a vetture EURO 4 e a trasformazioni *bifuel*.

Le fonti utilizzate sono le stesse a cui si è fatto riferimento nel caso della trazione leggera e le difficoltà incontrate nella comparazione, così come le necessità di elaborare e ricavare dati mancanti al fine di rendere il confronto omogeneo, le medesime.

Il confronto riguarda in questo segmento il GNL in luogo del GNC.

Per ciò che concerne la porzione logistica WTT è possibile osservare come il GNL risulti avere un impatto ambientale inferiore rispetto a quello del gasolio solo secondo lo studio NGVA.

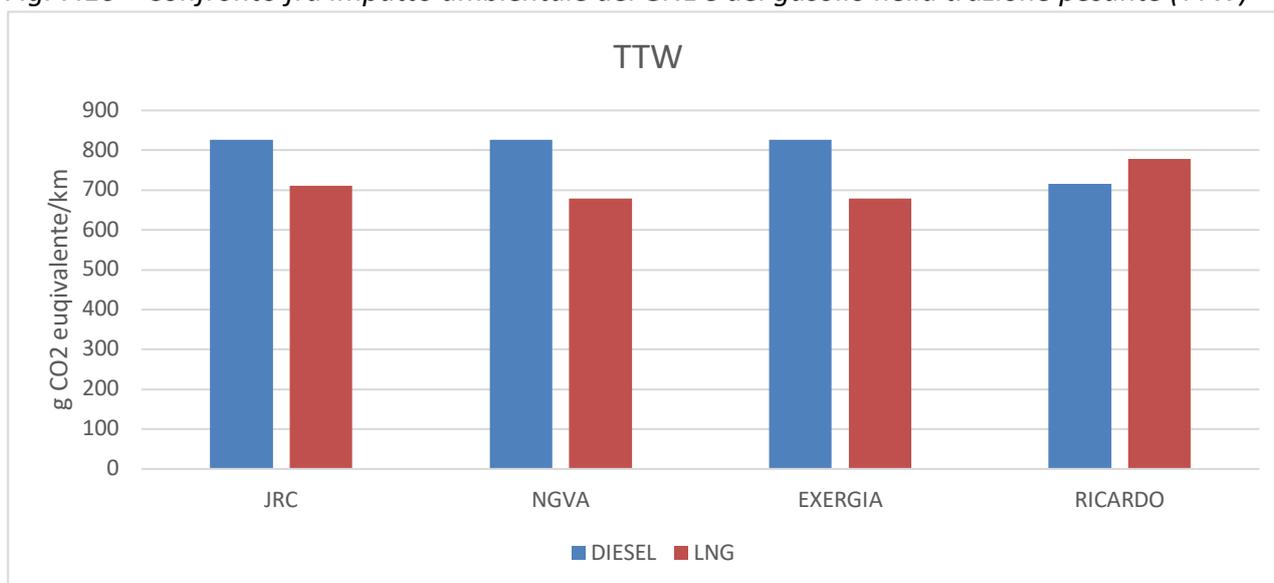
Fig. 7.15 – Confronto fra impatto ambientale del GNL e del gasolio nella trazione pesante (WTT)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati di fonti varie.

La situazione cambia completamente con riferimento alla filiera TTW in cui il GNL risulta sempre competitivo rispetto al gasolio tranne che secondo i dati contenuti nello studio RICARDO, considerando i quali, il metano comporterebbe emissioni superiori a quelle del diesel per circa il 9%.

Fig. 7.16 – Confronto fra impatto ambientale del GNL e del gasolio nella trazione pesante (TTW)

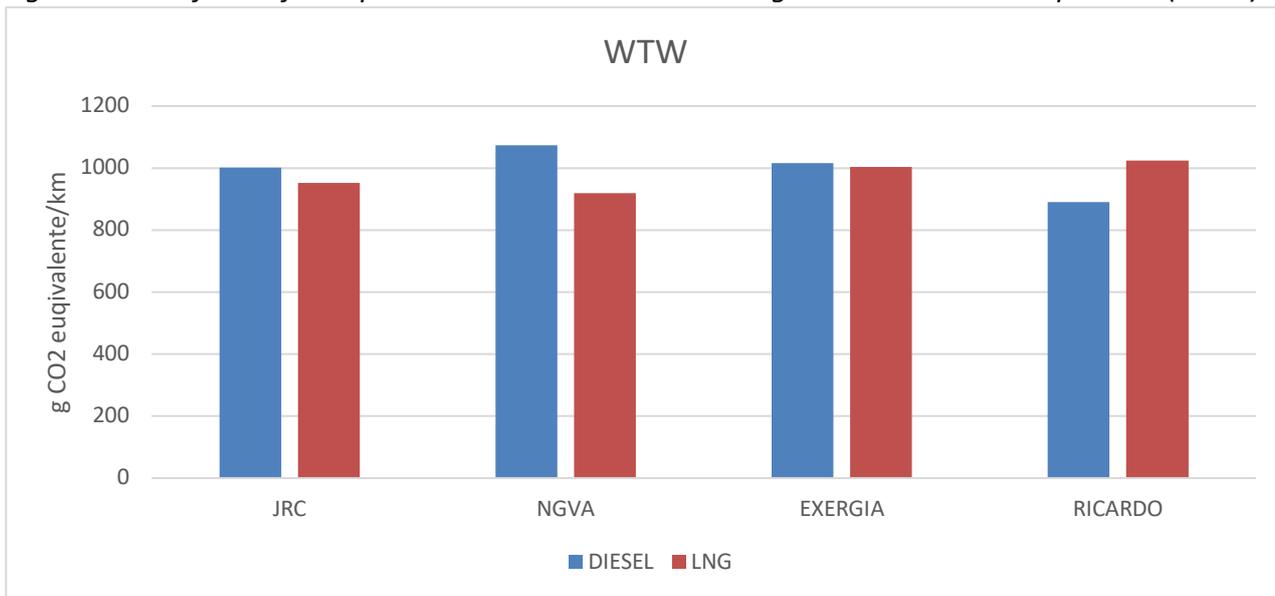


Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati di fonti varie.

Ove il confronto sia effettuato con riferimento all'intera catena logistica WTW è possibile osservare quanto segue:

- il metano liquido risulta competitivo in tutti gli studi considerati tranne che in quello RICARDO secondo il quale il suo carico ambientale sarebbe del 15% superiore a quello del gasolio; in tale studio però, a differenza degli altri in cui si fa riferimento, per quanto concerne le fasi di liquefazione e trasporto, a valori medi e coerenti con il *mix* di approvvigionamento italiano, si ipotizza una filiera di approvvigionamento da paesi produttori più distanti dal mercato italiano⁹⁰;
- la competitività ambientale in termini di emissioni di gas climalteranti del GNL rispetto al diesel può arrivare al 17%.

Fig. 7.17 – Confronto fra impatto ambientale del GNL e del gasolio nella trazione pesante (WTW)



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su dati di fonti varie.

7.7 Gli inquinanti locali nel settore del trasporto su gomma

Come ben evidenziato di recente dall’Agenzia Europea dell’Ambiente⁹¹ è necessario premettere come la valutazione dei diversi impatti ambientali sconti una serie di incertezze legate alla discrepanza esistente tra ciò che avviene in sede di *test* di omologazione e le condizioni effettive di utilizzo dei veicoli.

I fattori responsabili delle differenze osservate tra le misurazioni di laboratorio e le emissioni reali sono infatti molteplici, potenzialmente impattanti sul consumo di carburante e, quindi, sul carico inquinante.

Ad esempio, l’uso di apparecchiature elettriche di bordo, come sedili riscaldati, sbrinatori di finestre, unità di condizionamento dell’aria per il riscaldamento e il raffreddamento della cabina e sistemi di intrattenimento, può richiedere notevoli quantità supplementari di energia. Si tratta di sistemi che vengono disattivati durante la prova di omologazione e il cui impatto non viene dunque preso in considerazione nel consumo specifico di carburante considerato dalle case automobilistiche.

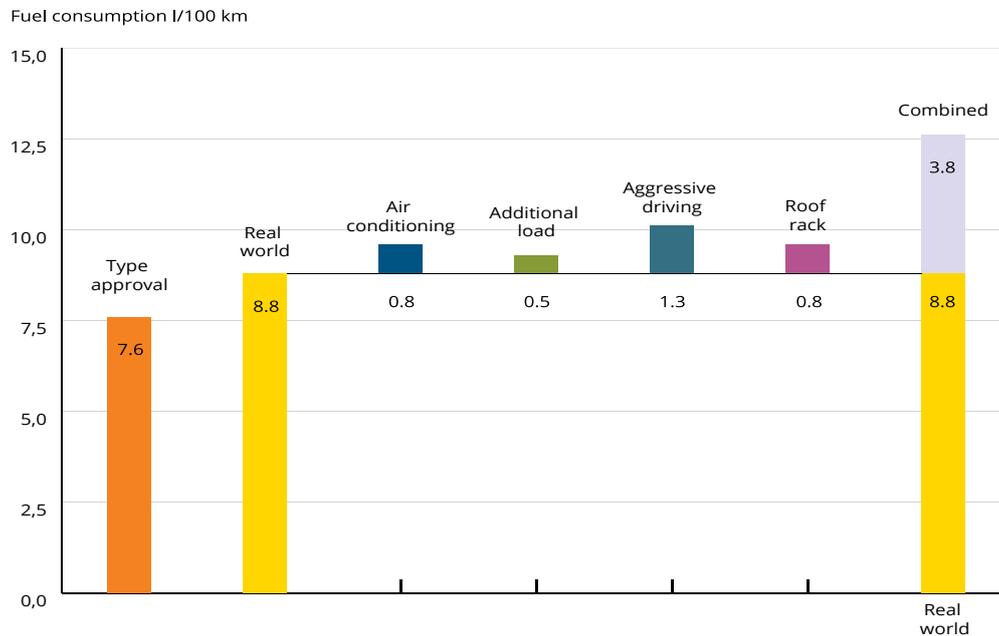
Anche la presenza di passeggeri aggiuntivi o di accessori per il trasporto di carichi, come portapacchi o scatole di carico posteriori, aumentando la resistenza al vento, possono indurre un aumento nel consumo di carburante.

⁹⁰ Il che si traduce ovviamente in un maggiore impatto ambientale per metro cubo trasportato.

⁹¹ Explaining road transport emissions, EEA, 2016.

Il comportamento e le condizioni di guida hanno un effetto significativo sui consumi. Sebbene la guida "normale" sia difficile da definire, la guida "aggressiva" (eccesso di velocità, accelerazione rapida e frenata) induce ad un consumo maggiore. In particolare velocità sopra i 90 km/h aumentano sostanzialmente il consumo di carburante.

Fig. 7.18 – Incidenza dei fattori esogeni sul consumo specifico di carburanti



Fonte: EEA, 2016.

L'effetto complessivo dei summenzionati fattori può portare ad un incremento dei consumi di oltre il 30%.

Nell'ambito degli inquinanti locali l'impegno comunitario è iniziato nel 1970 con l'emanazione della Direttiva 70/220/CEE⁹² che ha rappresentato un primo tassello di un articolato e condiviso quadro di norme e regole, tanto per le automobili quanto per i veicoli commerciali e industriali. La normativa in materia è diventata nel tempo sempre più severa, definendo impegni viepiù vincolanti per la riduzione delle emissioni di CO₂ e degli agenti inquinanti (ossidi di azoto, particolati, idrocarburi incombusti)⁹³.

Il processo normativo relativo al contenimento delle emissioni registra un'accelerazione negli anni 1990, con l'emanazione di ulteriori limitazioni sulle emissioni di agenti inquinanti. In particolare, vengono introdotti gli standard di emissione Euro per tutti i veicoli. Tali standard sono indicati con numeri arabi (es. Euro 3) per quelli riguardanti le automobili e ai veicoli commerciali leggeri, mentre con numeri romani (es. Euro III) per gli standard applicabili ai veicoli industriali.

Le emissioni dei veicoli, sono misurate in g/km per automobili e furgoni e in g/kWh per i veicoli commerciali pesanti e per gli altri veicoli industriali. Con Euro 0, si indicano i veicoli immatricolati prima del dicembre 1992.

⁹² Sul ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alle misure da adottare contro l'inquinamento atmosferico da emissioni dei veicoli a motore.

⁹³ I primi sono causa di un aumento della temperatura globale se la loro concentrazione in atmosfera è troppo elevata; i secondi, invece, influiscono sulla qualità dell'aria che respiriamo.

Da allora, sia per le automobili che per i veicoli commerciali e industriali sono state imposte una serie di limitazioni sulle emissioni dei mezzi venduti dagli Stati membri dell'Unione europea, negli anni divenute sempre più stringenti. Non solo per i gas climalteranti ma anche per gli agenti inquinanti (ossidi di azoto, particolati, idrocarburi incombusti).

Tab. 7.6 – Limiti alle emissioni corrispondenti ai diversi standard EURO

Diesel	Date	CO	NMHC	NO _x	HC + NO _x	PM	PN
Euro 1	July 1992	2.72	-	-	0.97	0.14	-
Euro 2	January 1996	1.0	-	-	0.7	0.08	-
Euro 3	January 2000	0.64	-	0.50	0.56	0.05	-
Euro 4	January 2005	0.50	-	0.25	0.30	0.025	-
Euro 5a	September 2009	0.50	-	0.180	0.230	0.005	-
Euro 5b	September 2011	0.50	-	0.180	0.230	0.005	6.0 × 10 ¹¹
Euro 6	September 2014	0.50	-	0.080	0.170	0.005	6.0 × 10 ¹¹
Petrol	Date	CO	NMHC	NO _x	HC + NO _x	PM	PN
Euro 1	July 1992	2.72	-	-	0.97	-	-
Euro 2	January 1996	2.2	-	-	0.5	-	-
Euro 3	January 2000	2.3	-	0.15	-	-	-
Euro 4	January 2005	1.0	-	0.08	-	-	-
Euro 5	September 2009	1.0	0.068	0.060	-	0.005	-
Euro 6	September 2014	1.0	0.068	0.060	-	0.005	6.0 × 10 ¹¹

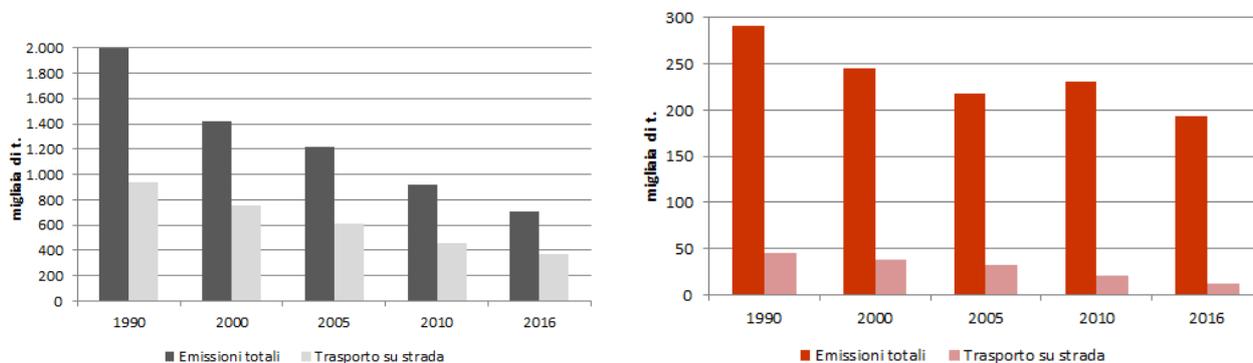
Fonte: EEA, 2018.

Al di là dell'evolversi delle congiunture economiche, il contributo degli standard Euro avutosi con la progressiva sostituzione del parco circolante appare subito evidente.



In Italia, le emissioni totali⁹⁴ di NOx registrate nel 2016 (ultimo dato ufficiale disponibile) risultano il 65% inferiori rispetto a quelle rilevate nel 1990; stessa dinamica registrata dai trasporti su strada⁹⁵ che, nel medesimo periodo, ha segnato un calo del 60%. Relativamente alle emissioni di PM10, si osserva una riduzione del 34% se si considerano tutti i settori e del 73% se ci si riferisce al solo segmento dei trasporti stradali.

Fig. 7.19 - Andamento delle emissioni di NOx (sinistra) e di PM 10 (destra) in Italia



Fonte: Inventario nazionale delle emissioni ISPRA, 2018.

Tanti dunque sono stati i miglioramenti che si sono avuti grazie al progressivo inasprimento degli *standard*, un risultato che dovrebbe considerarsi pacifico.

Più ostici invece sono sia i rilevamenti di consumi ed emissioni dei veicoli, sia un eventuale confronto tra le varie tipologie di carburante, specie se si passa dai valori di omologazione ad un raffronto quanto più possibile vicino alle condizioni reali. Come dimostra peraltro proprio il complesso passaggio dalla procedura di omologazione NEDC (*New European Driving Cycle*), il cui ultimo aggiornamento risaliva al 1997, alla procedura WLTP (*Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure*) per le automobili e i veicoli commerciali.

La procedura WLTP, obbligatoria per tutti gli stati membri dell'UE, sostituirà gradualmente quella NEDC. Per le autovetture e i piccoli veicoli commerciali leggeri, la nuova procedura WLTP si applica ai nuovi modelli omologati a partire dal 1° settembre 2017 e tutte le immatricolazioni a partire dal 1° settembre 2018. Mentre, per i veicoli commerciali leggeri più grandi, la nuova procedura si applica ai nuovi modelli omologati a partire dal 1° settembre 2018 e a tutte le immatricolazioni a partire dal 1° settembre 2019.

Fino alla fine del 2020, entrambi i valori di consumi ed emissioni di CO₂ WLTP e NEDC saranno presenti nei documenti del veicolo. I valori NEDC saranno utilizzati per valutare le emissioni medie delle autovetture e dei Veicoli Commerciali Leggeri immatricolati nella UE fino a tutto il 2020. Inoltre, alcuni Paesi potrebbero continuare ad utilizzare tali dati ai fini delle tassazioni sui veicoli. Dal 2021, i dati WLTP saranno gli unici valori di consumo ed emissioni CO₂ per tutti i veicoli.

Certamente la procedura di prova WLTP, elaborata su dati di marcia reali, acquisiti empiricamente su percorsi in Asia, Europa e USA, è più rappresentativa delle condizioni di guida rispetto alla procedura NEDC, ma non può prendere in considerazione tutti i casi possibili incluso l'effetto dovuto allo stile di guida che è proprio di ogni singolo guidatore.

⁹⁴ Come totale delle emissioni è stata considerata la voce National Total For Compliance contenuta nelle serie storiche Ispra, dal 1990 al 2016 delle emissioni nazionali di inquinanti atmosferici, metalli pesanti e composti organici persistenti, tratte dall'inventario nazionale delle emissioni.

⁹⁵ Come categorie di trasporto su strada vengono considerate automobili, veicoli commerciali leggeri, veicoli industriali, bus e motocicli.

Rimarrà pertanto, come precedentemente detto, ancora una differenza tra le emissioni ed i consumi rilevati in laboratorio e quelli derivanti dall'utilizzo del veicolo nel mondo reale e l'entità di tale differenza dipenderà da fattori come il comportamento di guida, l'uso di sistemi di bordo (es. climatizzatore), il traffico e le condizioni meteorologiche, caratteristiche proprie di ogni area geografica e di ogni guidatore.

Per questa ragione solo un test di laboratorio standardizzato permette di ottenere valori con cui sia possibile confrontare in modo equo veicoli e modelli differenti.

Alla prova in laboratorio in WLTP, con le stesse tempistiche, si affianca la prova RDE (*Real Driving Emissions*) volta a verificare che i veicoli mantengano basse emissioni anche nelle effettive condizioni di guida su strada. Il test RDE non sostituisce la prova di laboratorio WLTP, ma la integra. Per misurare le emissioni inquinanti - ossidi di azoto (NOx), numero di particelle emesse - durante la guida del veicolo su strada, i veicoli che effettuano il test sono dotati di sistemi di misurazione portatili (PEMS) che forniscono un monitoraggio completo dei principali inquinanti emessi. I PEMS sono apparecchiature complesse che integrano analizzatori di gas avanzati, misuratori di portata massica del gas di scarico, stazione meteorologica, geo-localizzatore satellitare e una connessione di rete. I dati raccolti vengono analizzati per verificare che le condizioni al contorno del viaggio RDE siano state raggiunte e che le emissioni si mantengano entro i limiti previsti dal regolamento.

I limiti da non superare sono definiti come quelli previsti nella prova di laboratorio (WLTP) moltiplicato per i fattori di conformità. I fattori di conformità tengono conto del margine di errore della strumentazione che non misura allo stesso livello di accuratezza e ripetibilità di quella utilizzata nella prova in laboratorio.

Tab. 7.7 – Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento urbano

Settore	PM_exhaust g/km	PM2.5 g/km	PM10 g/km	NOx g/km
Autovetture Benzina	0,001758	0,012889	0,022956	0,290725
Autovetture Diesel	0,043343	0,054474	0,064541	0,859305
Autovetture GPL	0,001488	0,012619	0,022686	0,186492
Autovetture Gas Naturale	0,001448	0,012579	0,022646	0,092054
Bus Diesel	0,235755	0,271363	0,309750	10,804344
Bus Gas Naturale	0,010593	0,045039	0,082928	5,141336
riduzione Gas Naturale/benzina	18%	2%	1%	68%
riduzione Gas Naturale/diesel	97%	77%	65%	89%
riduzione bus metano/bus diesel	96%	83%	73%	52%

Fonte: ISPRA, 2013.

La prova RDE, per le autovetture e i veicoli commerciali leggeri di classe I si applica ai nuovi modelli omologati a partire dal 1° settembre 2017 e a tutte le immatricolazioni a partire dal 1° settembre 2019 nel caso della verifica degli ossidi di azoto (NOx), con fattore di conformità 2,1.

Invece, nel caso della verifica del numero di particelle emesse (PN), il fattore di conformità è di 1,5 e si applica a tutte le nuove immatricolazioni a partire dal 1° settembre 2018. Mentre, per i veicoli commerciali leggeri di classe II e III, la prova RDE si applica un anno dopo rispetto alle date precedenti.

Le auto a metano sono sempre state considerate tra quelle con i minori impatti ambientali, soprattutto per quanto riguarda le emissioni nella mobilità urbana, ma anche su strade extra-

urbane. Questo convincimento è senz'altro supportato per il passato dai dati aggregati ricavati dalla banca dati dell'ISPRA.

Come risulta dalle tab. 7.7 e 7.8, le auto a metano circolanti hanno storicamente avuto emissioni di inquinanti locali molto più basse rispetto alle autovetture diesel e/o a benzina.

Tab.7.8 – Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento totale

Settore	PM _{exhaust} g/km	PM _{2.5} g/km	PM ₁₀ g/km	NO _x g/km
Autovetture Benzina	0,001335	0,009394	0,015961	0,186220
Autovetture Diesel	0,029212	0,036924	0,043092	0,682366
Autovetture GPL	0,001203	0,009147	0,015579	0,121540
Autovetture Gas Naturale	0,001179	0,009123	0,015554	0,070021
Bus Diesel	0,129833	0,150644	0,170047	6,467469
Bus Gas Naturale	0,010249	0,043822	0,080588	5,002739
riduzione Gas Naturale/benzina	12%	3%	3%	62%
riduzione Gas Naturale/diesel	96%	75%	64%	90%
riduzione bus metano/bus diesel	92%	71%	53%	23%

Fonte: ISPRA, 2013.

7.7.1 La competitività ambientale del gas naturale: il confronto in termini di emissioni di inquinanti locali

Per quanto concerne gli inquinanti locali si è fatto riferimento ai dati dell'European Energy Agency (EEA) del 2016 e a quelli del Joint Research Centre (JRC) di Ispra dello stesso anno. Nel primo caso la metodologia elaborata ed applicata alla stima delle emissioni degli inquinanti atmosferici è quella dell'EMEP/EEA *air pollutant emission inventory guidebook* 2016, nel suo ultimo aggiornamento disponibile (luglio 2018), ed è coerente con le *Guidelines IPCC 2006* relativamente ai gas serra.

Il lavoro è stato svolto dall'EEA, nell'ambito delle attività dello *European Topic Centre for Air Pollution and Climate Change Mitigation* (ETC/ACM).

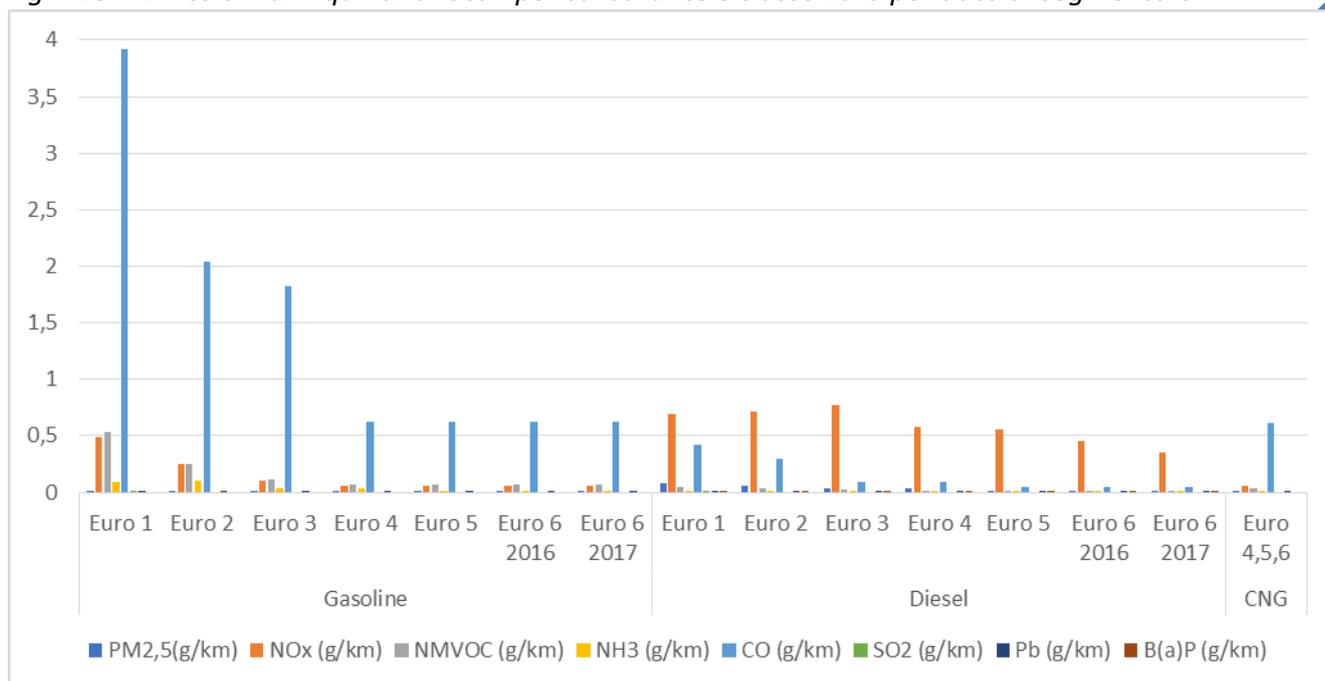
L'Agenzia coordina anche lo sviluppo del *software COPERT version 5.1.1* utilizzato per le stime. L'Italia è rappresentata dal centro di Ispra.

Le stime sono state elaborate sulla base dei dati di *input* nazionali riguardanti il parco e la circolazione dei veicoli (numerosità del parco, percorrenze e consumi medi, velocità per categoria veicolare con riferimento ai cicli di guida urbano, extraurbano ed autostradale, altri specifici parametri nazionali).

L'analisi si è in particolare concentrata sulla comparazione tra gasolio, benzina e gas naturale compresso, e sui seguenti agenti inquinanti:

- Particolato 2,5 (PM_{2,5});
- NO_x;
- Composti organici volatili diversi dal metano;
- Ammoniaca;
- Ossido di carbonio;
- Biossido di zolfo;
- Piombo;
- Benzo(a)pirene.

Fig.7.20 – Emissioni di inquinanti locali per carburante e classe Euro per auto di segmento C



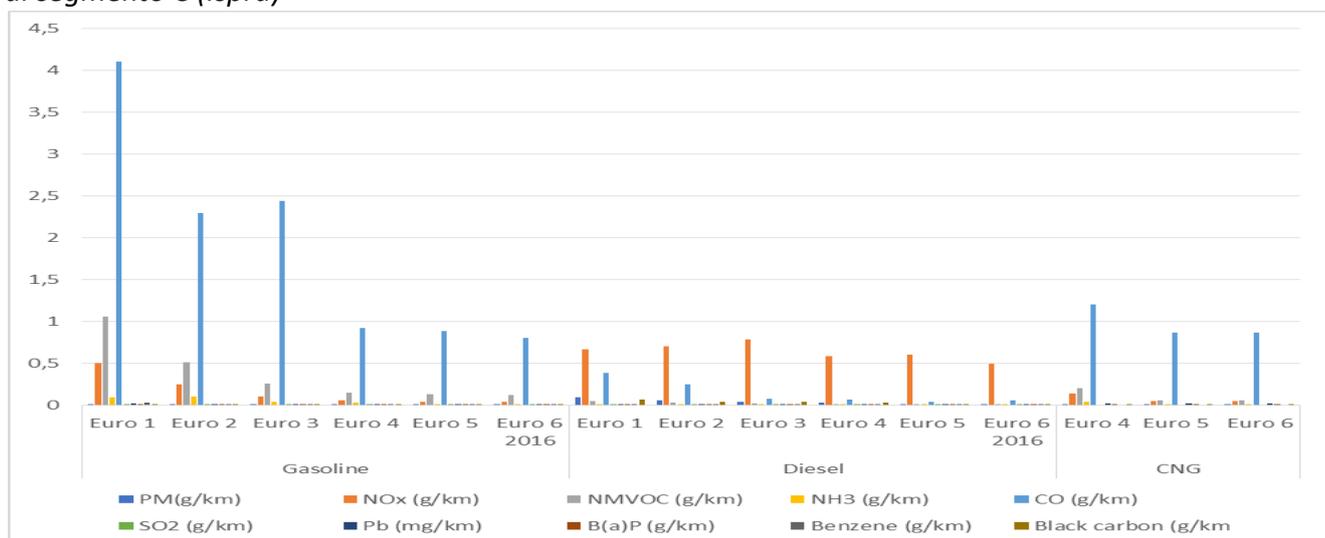
Fonte: EEA, 2016.

Il secondo studio considerato fornisce anche i fattori di emissione relativi al benzene e al *black carbon* (BC).

Le emissioni variano naturalmente al variare delle classi di auto considerate. Per quanto attiene a queste ultime i dati forniti vanno da quella EURO 1 a quella EURO 6.

Il segmento preso in considerazione è ancora una volta quello C (auto di medie dimensioni).

Fig.7.21 – Emissioni di inquinanti locali nell'autotrazione leggera per carburante e classe Euro, auto di segmento C (Ispra)



Fonte: JRC Ispra, 2016.

Dai grafici risulta evidente come la maggior parte delle emissioni sia relativa all'ossido di carbonio per quanto concerne la benzina e il gas naturale, e agli ossidi di azoto per quanto concerne il *diesel* e come, per uno stesso carburante, per la maggioranza degli inquinanti, le emissioni si riducano per le classi più recenti rispetto a quelle più vetuste.

Per quanto concerne la competitività ambientale *inter*-fonti nella trazione leggera, e circoscrivendo il confronto agli standard EURO 6, risulta evidente come il metano sia oggi sia vincente:

- per il particolato, lo zolfo e il benzene sia sulla benzina che sul gasolio;
- per quanto concerne l'ammoniaca e i composti organici volatili sulla sola benzina;
- per quanto concerne il carbonio le emissioni del gas naturale sono in linea con quelle della benzina ma molto superiori a quelle delle automobili a gasolio;
- con riferimento al piombo le emissioni sono sostanzialmente uguali per tutti e tre i carburanti;
- rispetto agli ossidi azoto il metano mostra emissioni comparabili con quelle della benzina e nettamente inferiori se comparate a quelle del gasolio.

Tab. 7.9 - Emissioni allo scarico di autovetture Euro 6

	PM (g/km)	NOx (g/km)	NMVOG (g/km)	NH ₃ (g/km)	CO (g/km)	SO ₂ (g/km)	Pb (mg/km)	B(a)P (g/km)	Benzene (g/km)	Black carbon (g/km)
Benz	0,001749	0,039612	0,120262	0,015027	0,808598	0,000757	0,015916	0,000320	0,003332	0,000262
Diesel	0,001723	0,497603	0,001129	0,007000	0,059452	0,000766	0,017376	0,001740	0,000022	0,000345
CNG	0,001085	0,046931	0,056015	0,014312	0,863900	0,000000	0,018023	0,000323	0,000000	0,000163

Fonte: JRC Ispra, 2016.

Per quanto riguarda e il benzo(a)pirene le emissioni del gas naturale sono in linea con quelle della benzina e superiori a quelle delle automobili a gasolio secondo l'Agenzia Europea per l'Ambiente, mentre sono in linea con quelle della benzina e inferiori a quelle del gasolio secondo i dati del JRC che mostrano la competitività ambientale del metano anche rispetto al benzene e al *black carbon* (sia nei confronti di gasolio che in quelli della benzina).

Tab.7.10 – Competitività ambientale del metano rispetto a benzina e gasolio (%) – dati ISPRA

%	PM(g/km)	NOx (g/km)	NMVOG (g/km)	NH ₃ (g/km)	CO (g/km)	SO ₂ (g/km)	Pb (mg/km)	B(a)P (g/km)	Benzene (g/km)	Black carbon (g/km)
metano vs benzina	-38	18	-53	-5	7	assoluta	13	1	assoluta	-38
metano vs gasolio	-37	-91	4861	104	1353	assoluta	4	-81	assoluta	-53

Fonte: JRC Ispra, 2016.

I dati sin qui esposti sono stati poi comparati con quelli relativi all'auto elettrica, distinguendo, ancora una volta, tra le fasi:

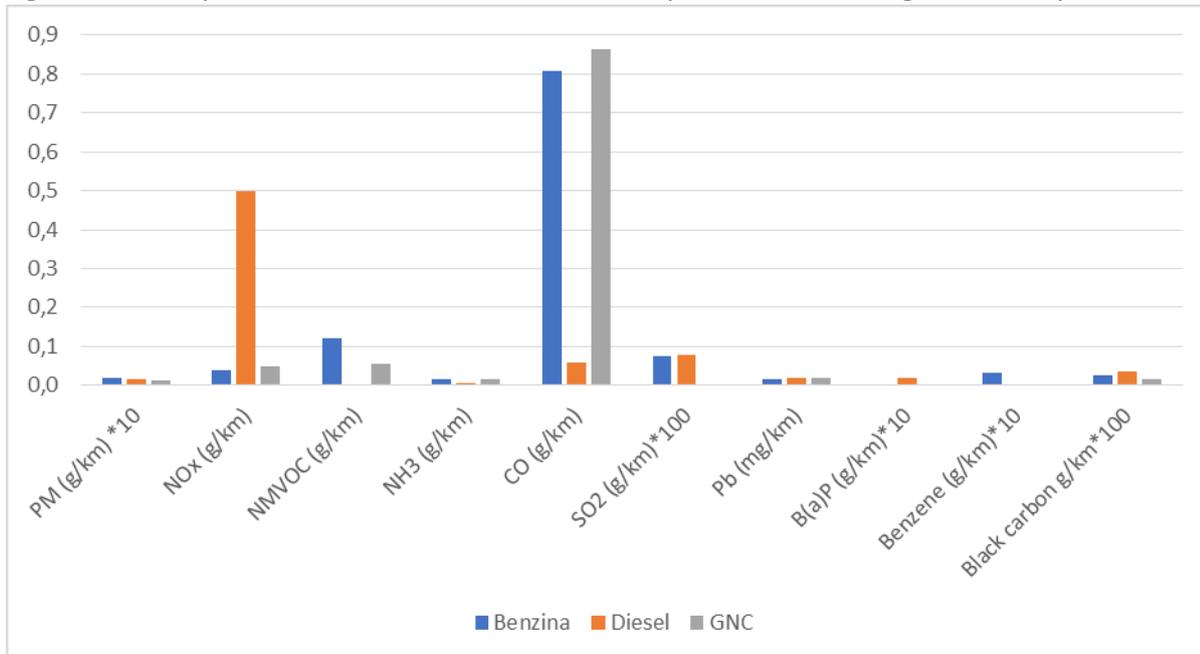
- produzione della batteria;
- produzione dell'elettricità.

Riguardo al primo punto si è fatto riferimento allo studio "*Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack*"⁹⁶ in cui sono riportati i fattori di emissione per le diverse tipologie di inquinanti in kg per kilowattora di batteria.

⁹⁶ Ager-Wick et al, 2013.



Fig. 7.22 – Competitività ambientale del metano rispetto a benzina e gasolio – inquinanti locali



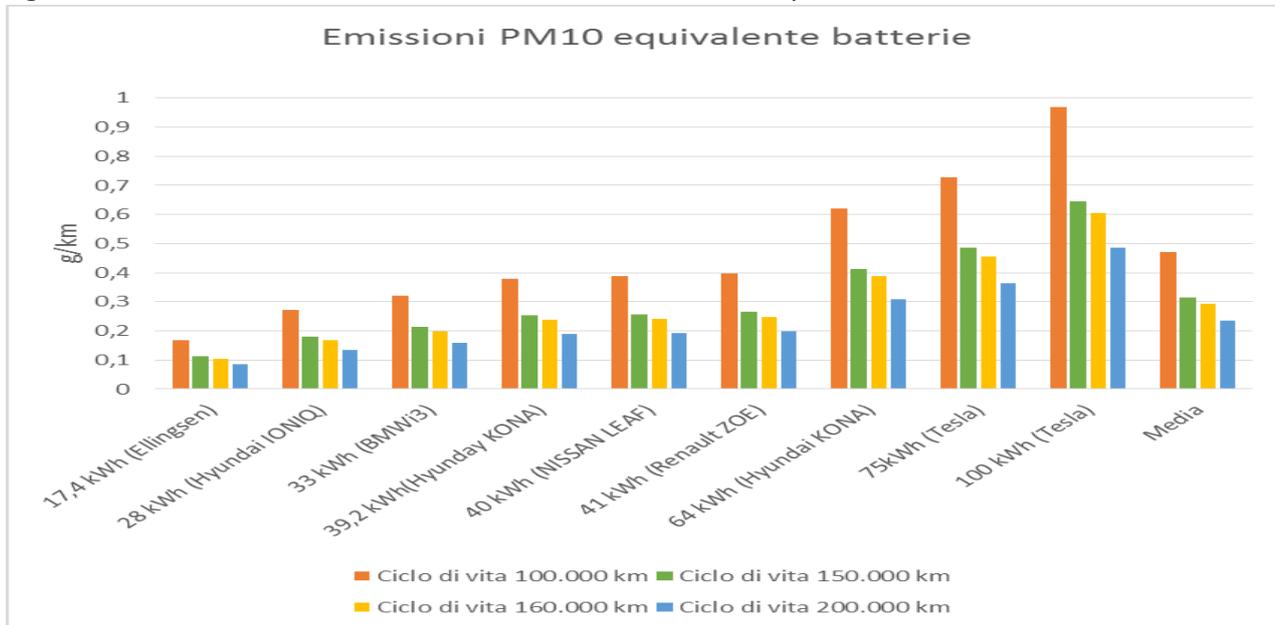
Fonte: IRC Ispra, 2018.

Le informazioni così ottenute sono state poi imputate a singolo km sulla base della vita utile delle batterie stesse.

Le emissioni unitarie decrescono al crescere delle percorrenze totali considerate.

La fase di produzione della batteria si contraddistingue per la preponderanza delle emissioni di zolfo rispetto a quelle relative agli altri inquinanti considerati ovvero composti organici volatili e particolato.

Fig. 7.23 – Produzione delle batterie ed emissioni di PM 10 equivalente

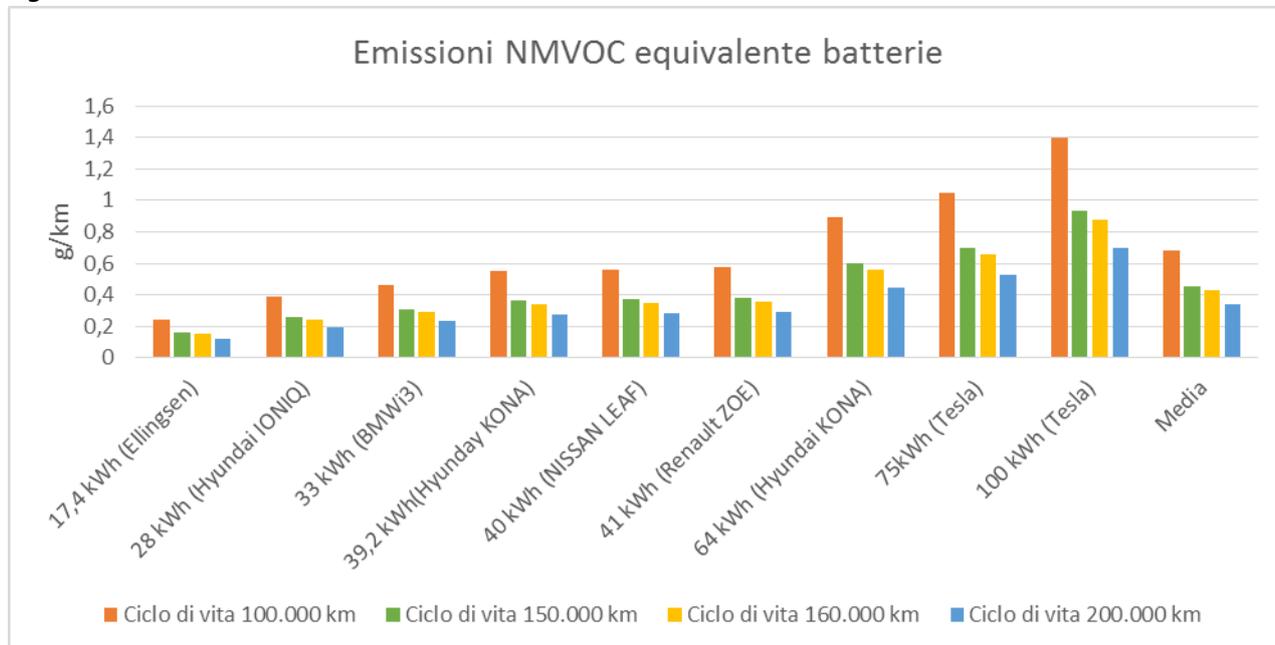


Fonte: Ager-Wick et al, 2013.

Per quanto concerne le emissioni legate all'utilizzo del "carburante" (veicolo elettrico) ci si è basati sullo studio "Fattori di emissione del settore elettrico 2017" del JRC di ISPRA che tiene conto del *mix* di generazione italiano al 2016.

Le emissioni preponderanti sono di gran lunga quelle di azoto, seguite da quelle di monossido di carbonio, da quelle di composti organici volatili e zolfo.

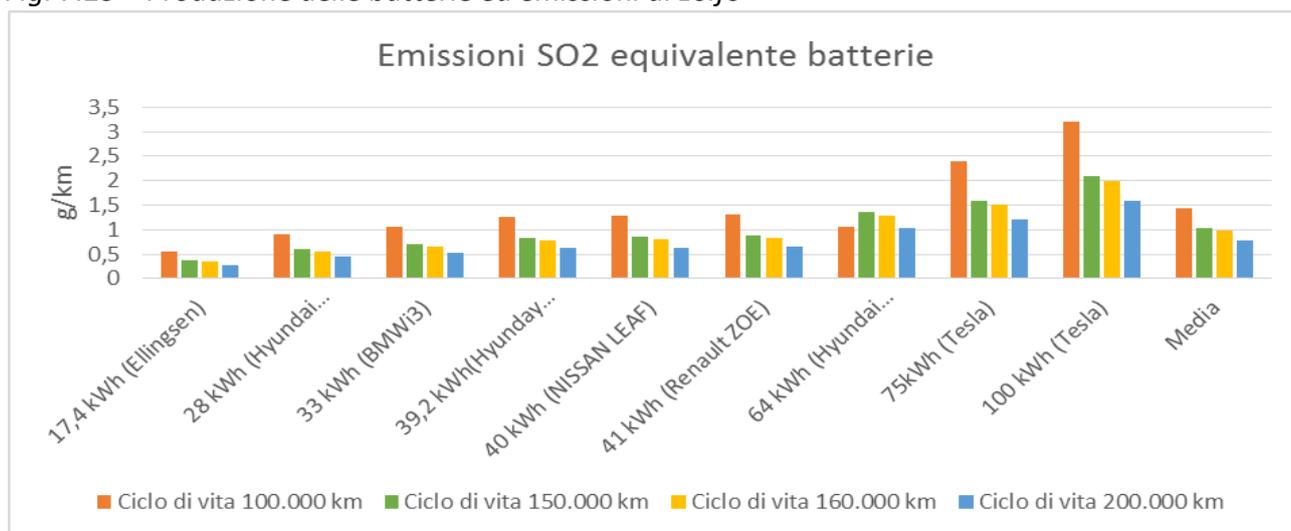
Fig. 7.24 – Produzione delle batterie ed emissioni di NMVOC



Fonte: Ager-Wick et al, 2013.

Complessivamente e valutando la competitività ambientale in termini di emissioni di inquinanti locali dell'auto a metano rispetto a quella elettrica è possibile affermare come il carico ambientale legato al gas naturale sia assolutamente inferiore a quello del veicolo elettrico per ciò che concerne lo zolfo, i composti organici volatili e il particolato.

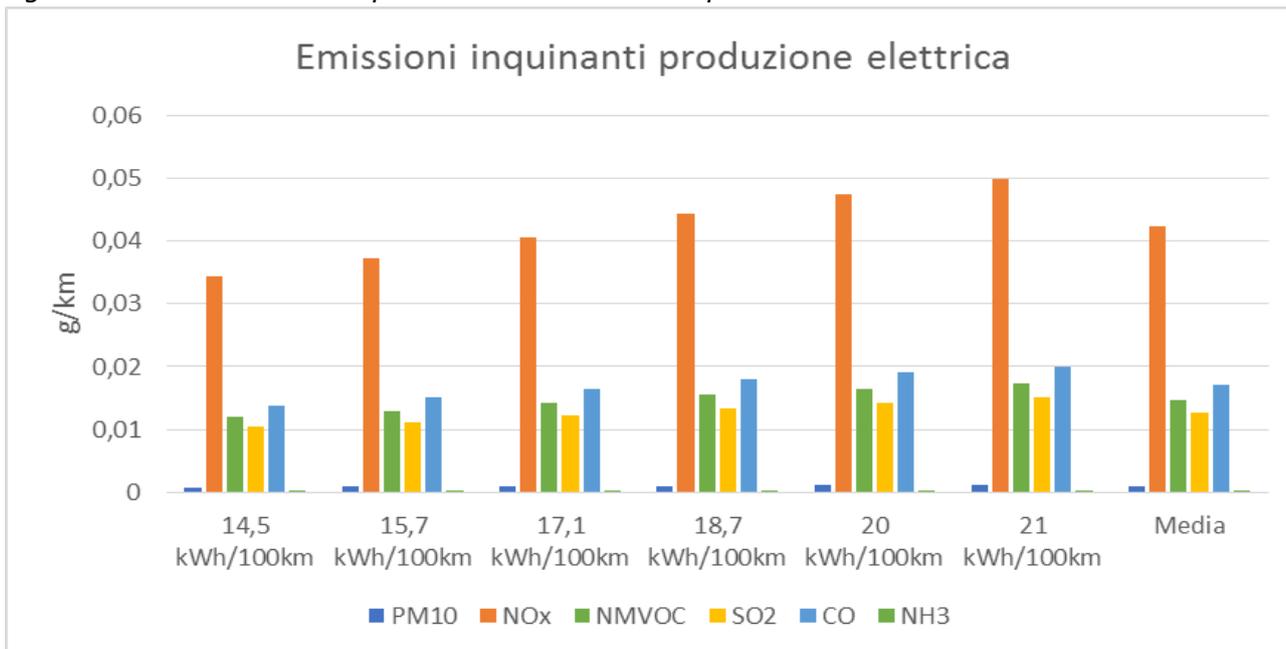
Fig. 7.25 – Produzione delle batterie ed emissioni di zolfo



Fonte: Ager-Wick et al, 2013.

Le emissioni di azoto sono sostanzialmente le stesse mentre il metano risulta penalizzato rispetto all'elettrico in termini di monossido di carbonio.

Fig. 7.26 – Le emissioni di inquinanti locali relativi alla produzione elettrica



Fonte: JRC Ispra, 2018.

Un simile risultato è ascrivibile alla composizione del *mix* di generazione elettrica, ed è quindi destinato ad evolversi, in un paese come l’Italia che va sempre più orientandosi sulle fonti rinnovabili e, risulta attualmente fondato su queste ultime e il gas naturale.

Tab.7.11 -Emissioni di inquinanti locali generate dell’auto elettrica

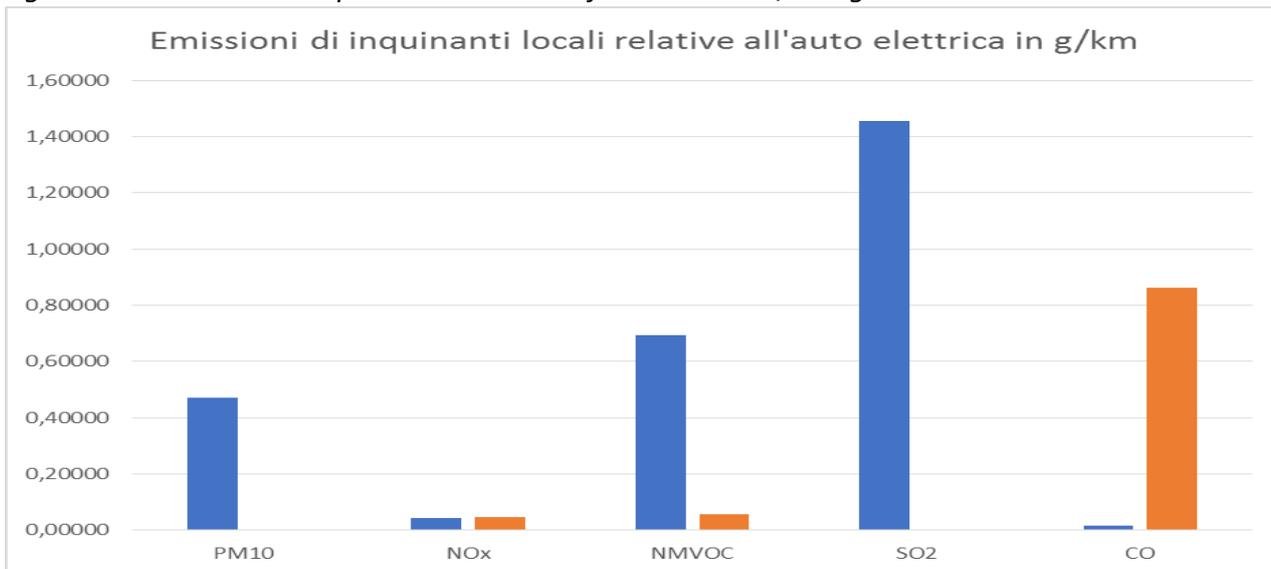
g/km	ESERCIZIO	PRODUZIONE BATTERIA	TOTALE
PM ₁₀	0,00102	0,471222	0,47224
NO _x	0,04227		
NMVOC	0,01475	0,680556	0,69530
SO ₂	0,01277	1,444667	1,45744
CO	0,01707		
NH ₃	0,00009		

Fonte: elaborazioni proprie degli autori su diverse.

È tuttavia necessario rilevare che, così come già osservato a proposito dei gas climalteranti, la parte preponderante del carico ambientale relativo all’auto elettrica è da imputarsi alla produzione della batteria, e non presenterà, dunque, in futuro, alcun miglioramento legato all’evoluzione del *mix* produttivo.

Nel primo caso si arrivava ad osservare un contributo della fase di produzione della batteria fino al 60% sul carico ambientale globale a fronte di un contributo qui osservato sino al 99% dell’intero impatto ambientale in termini di inquinanti locali.

Fig. 7.27 – Emissioni di inquinanti locali – confronto metano/energia elettrica



Fonte: elaborazioni proprie degli autori su diverse.

7.8 Gli impatti ambientali nel settore del trasporto marittimo

I dati relativi alla competitività ambientale dei diversi carburanti nel settore del trasporto marittimo sono scarsi.

Quelli di seguito presentati sono ricavati da un recente studio di Thinkstep AG⁹⁷ che analizza le emissioni di gas serra relative all'uso del gas naturale liquefatto come combustibile marino rispetto ai carburanti convenzionali.

Lo studio mostra che:

- l'uso del GNL come combustibile marino riduce le emissioni di gas serra fino al 21% rispetto agli attuali derivati petroliferi ove considerando l'intero ciclo di vita del servizio *Well-to-Wake (WtW)*. L'ampiezza del vantaggio dipende in larga misura dalla tecnologia del motore e, in una certa misura, dal tipo di attuale carburante di riferimento (distillato o residuo);
- per quanto concerne gli inquinanti locali, come gli ossidi di zolfo (SOX), gli ossidi di azoto (NOX) e il particolato (PM), l'utilizzo del GNL consente una riduzione delle emissioni di SOX prossima allo zero, un abbattimento delle emissioni di NOX fino al 95%, e un decremento delle emissioni di particolato fino al 99% rispetto all'olio combustibile pesante (HFO);
- per i carburanti di origine petrolifera non si attende un miglioramento nelle emissioni di gas climalteranti laddove per il gas naturale ci sono evidenze di futuro miglioramento dell'ordine del 14% - 22% per quanto concerne i motori a due tempi e dell'ordine del 6% -16% per quanto riguarda quelli a 4 tempi.
- il bio-GNL e il GNL sintetico potrebbero consentire un abbattimento del 90% delle emissioni di gas climalteranti rispetto alla situazione attuale; ad esempio, una miscelazione del 20% con bio-GNL come carburante *drop-in* comporterebbe un ulteriore 13% di riduzione rispetto ad un'integrale sostituzione del derivato petrolifero con GNL fossile.

L'analisi contenuta nello studio distingue tra motori e carburanti diversi:

⁹⁷ Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel, Thinkstep AG, 2019.

- Motori a doppia alimentazione a bassa velocità a 2 tempi;
- Motori a quattro tempi a singola e media velocità;
- Motori single *fuel* ad alta velocità a 4 tempi;
- Turbine a gas in ciclo semplice e combinato.

Tali tecnologie vengono ulteriormente distinte in base al ciclo di combustione, vale a dire ciclo di combustione Otto (iniezione di gas a bassa pressione) e ciclo di combustione *diesel* (iniezione di gas ad alta pressione).

Lo studio si basa su dati forniti da otto principali produttori di motori (OEM) rappresentativi delle più recenti tecnologie⁹⁸ e simula anche i risultati che conseguirebbero all'integrazione di bio-GNL e GNL sintetico nella catena di approvvigionamento, oltre che potenziali sviluppi futuri e miglioramenti tecnici che consentirebbero in particolare una riduzione delle emissioni di metano.

Fig. 7.28 – Emissioni di gas serra dei motori a 2 tempi a bassa velocità (in gCO2eq/kWh) - ripartizione per alimentazione di carburante e combustione



Fonte: Thinkstep, 2019.

La Figura mostra, per la tecnologia motoristica più diffusa e tipica dei trasporti a lungo raggio, quella dei motori a due tempi a bassa velocità, (70% del carburante bruciato nel mondo) la comparazione tra le emissioni di gas serra *Well-To-Wake* (dalla fonte alla scia) suddivisi per fornitura del carburante e combustione (WTT e TTW). La quota di emissioni imputabile alle fasi logistiche *upstream* (WTT) risulta maggiore per i motori alimentati a GNL rispetto ai motori funzionanti con derivato petrolifero, ma il bilancio complessivo delle emissioni, comprendente anche la fase di combustione (TTW), è nettamente inferiore.

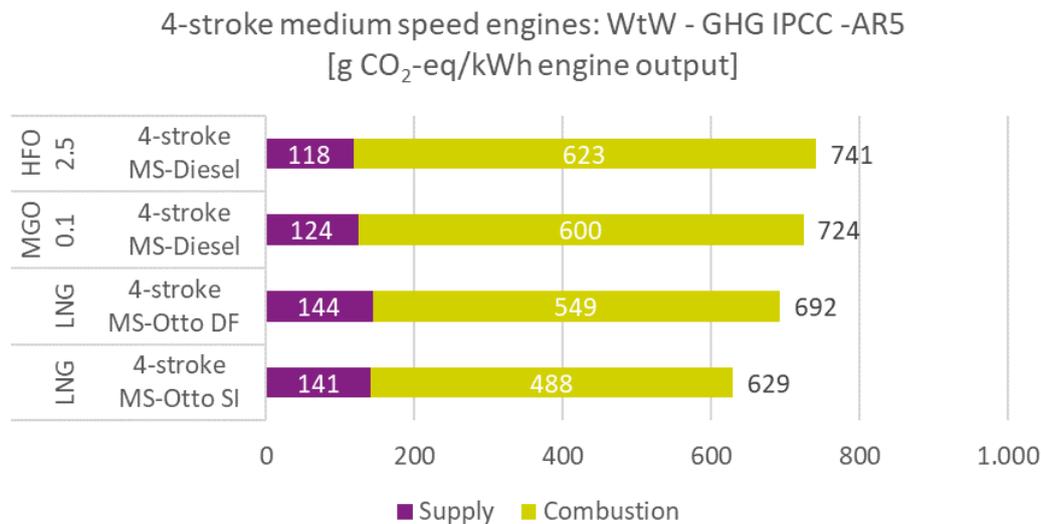
Le emissioni complessive di gas serra in caso di utilizzo di gasolio marino sono pari a 686 g CO2-eq/kWh contro quelle dell'olio combustibile pari a 697 CO2eq/kWh.

Entrambe le tecnologie considerate per il GNL (motori Diesel e LNG a ciclo Otto) consentono di raggiungere una riduzione delle emissioni compresa tra il 20 e il 22%.

⁹⁸ Carnival, Caterpillar MaK, Caterpillar Solar Turbines, GE Aviation, MAN Energy Solutions, MTU Friedrichshafen, Winterthur Gas & Diesel e Wärtsilä.



Fig. 7.29 – Emissioni di gas serra dei motori a 4 tempi a media velocità - ripartizione per alimentazione di carburante e combustione



Fonte: Thinkstep, 2019.

Il motore a 4 tempi a media velocità è il secondo motore più comune (18% in peso del totale carburante utilizzato) ed è principalmente utilizzato nei traghetti per auto e passeggeri (Ro-Ro) e per le navi da crociera. Entrambi i motori considerati sono motori a ciclo Otto differenziati in base alla loro capacità di funzionare su singolo (SI) o doppio combustibile (DF).

Le emissioni del motore Otto-DF a 4 tempi a media velocità sono di 692 g CO₂eq/kWh per il GNL e inferiori del 7% rispetto al caso di funzionamento con olio combustibile (741 g CO₂eq/kWh).

b) Le emissioni di gas serra WTW del motore Otto-SI a media velocità a 4 tempi a GNL sono invece quantificate in 629 g CO₂eq/kWh e comportano una riduzione del 15% rispetto al derivato petrolifero.

Tab.7.12 - Emissioni di inquinanti locali per motori a due tempi a bassa velocità

g/kWh	Oil-based fuels				Gas-based fuel	
	HFO _{2.5} ³⁰	MGO _{0.1}	HFO _{>2.5} + EGCS	LSFO _{0.5} LScrude or Blend	LNG	LNG
Combustion cycle	Diesel				Diesel-DF	Otto-DF
SO_x	9.15	0.34	0.21	1.79 _{est}	0.01	0.003
NO_x	3.40 _{est}	3.40 _{est}	3.40 _{est}	3.40 _{est}	3.40 _{est}	0.88

Fonte: Thinkstep, 2019.

Lo studio presenta anche un'analisi comparativa delle emissioni di inquinanti locali anche se limitata alla sola fase Tank-to-Wake del ciclo di vita con particolare riferimento a ossido di zolfo (SOX), ossido di azoto (NOX) e particolato (PM).

Le conclusioni a tale proposito sono così sintetizzabili:

- le emissioni di ossido di zolfo del GNL sono pari a zero per i motori a gas puri, e trascurabili per i motori a doppia alimentazione in cui si verifica una piccola quantità di emissioni di ossido di zolfo causata dall'utilizzo di combustibile pilota;

- le emissioni di NOX dipendono principalmente dal ciclo di combustione sottostante. La maggior parte dei motori alimentati a gas utilizzano il ciclo Otto e sono già conformi ai severi limiti IMO Tier III NOX senza alcun sistema di post-trattamento. I motori Diesel-DF a 2 tempi a bassa velocità sono conformi al Tier III incorporando sistemi di ricircolo dei gas di scarico (EGR) o sistemi di riduzione catalitica selettiva (SCR);
- il GNL può fornire una riduzione del PM fino al 99% rispetto ai combustibili marini a base di petrolio.

Il motore a doppia velocità a due tempi a doppia alimentazione funzionante a GNL mostra emissioni di ossido di zolfo irrisorie, mentre il motore a gas puro ad accensione comandata (SI) non emette zolfo.

Le emissioni di NOX dei motori alimentati con derivato petrolifero (ciclo di combustione diesel) sono prossime al limite IMO Tier III NOX medio poiché la riduzione di NOx tende ad aumentare il consumo di carburante del motore e ad aumentare la quantità di urea necessaria. Le emissioni di NOX dei motori alimentati a GNL sono invece inferiori al suddetto limite senza la necessità di sistemi di post-trattamento.

Le emissioni di particolato sono massime in caso di utilizzo di olio combustibile pesante e pari a 1,231 g/kWh e si riducono dell'86 in caso di impiego di gasolio marino (0,173 g/kWh).

Con i motori alimentati a GNL si ottiene un abbattimento del 90-96% arrivando ad un valore di 0,02 g/kWh (motore DF) e ad un valore inferiore a 0,01 g/kWh in caso di motori DF e SI rispettivamente.

Anche secondo un recente studio dell'Autorità di Sistema Portuale del mar Tirreno⁹⁹ finalizzato allo sviluppo di una metodologia di calcolo delle emissioni derivanti dalle attività del trasporto marittimo sia lato mare (emissioni prodotte dalle navi nei porti), sia lato terra (emissioni dei terminalisti portuali e delle altre attività localizzate all'interno delle aree portuali), la sostituzione dei carburanti petroliferi con gas naturale porterebbe ad un significativo risparmio delle emissioni.

Tra maggio 2018 e maggio 2019 sono state prodotte 150.000 tonnellate di emissioni nel solo porto di Livorno di cui il 97% rappresentate dalla CO₂. Oltre la metà di quest'ultima (56%) è stata prodotta direttamente dalle navi durante le manovre portuali, il 37% dalle attività industriali svolte in porto, mentre il rimanente 7% è stato imputabile a emissioni indirette relative al consumo di energia elettrica.

Nei 12 mesi considerati sono giunte in porto 5.663 navi tra portacontainer, navi da crociera, traghetti, *car-carrier* e Ro-Ro che, sostando per oltre 59.000 ore, hanno causato emissioni di anidride carbonica pari a quelle producibili in un anno da 63.000 automobili¹⁰⁰.

Per quanto concerne invece le emissioni di ossidi di zolfo, l'inquinamento è stato pari a quello di 108 milioni di veicoli (1.245 volte lo zolfo emesso in un anno da tutte le auto di Livorno).

La ricerca calcola che, ove tutte le summenzionate navi fossero state alimentate da GNL, le emissioni di CO₂ si sarebbero potute abbattere di oltre il 20%, mentre quelle di ossidi di zolfo sarebbero state azzerate.

⁹⁹ Carbon Footprint, 2019.

¹⁰⁰ Circa il 70% di quelle immatricolate nel comune.





**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

Capitolo 8 – Sintesi dei risultati e conclusioni

In questo capitolo saranno riassunti i risultati di ricerca e proposte alcune considerazioni a commento degli stessi.

Saranno in particolare di seguito presentate le previsioni aggregate di consumo, ed evidenziati, seppur sul piano esclusivamente qualitativo, possibili fattori che potrebbero comportare degli scostamenti rispetto alle stime effettuate.

8.1 Le previsioni di consumo del gas naturale (compresso e liquefatto) nel settore dei trasporti in Italia

L'analisi sin qui condotta per segmento di trasporto ha consentito, attraverso l'elaborazione di previsioni diverse, di arrivare alla stima dei consumi di gas naturale al 2025 e al 2030.

La scelta dell'orizzonte temporale relativamente contenuto è stata motivata dall'incertezza dell'attuale contesto di riferimento essenzialmente dovuta a:

- la congiuntura economica attuale e di breve periodo;
- le conseguenti dinamiche dei fondamentali del mercato;
- la possibile evoluzione della regolazione;
- la futura dinamica tecnologica che potrebbe interessare le diverse tecnologie/fonti/fasi della filiera in maniera diversa;
- la concreta realizzazione del monte investimenti che le politiche nazionali e sovranazionali richiederebbero, unitamente al loro effettivo *time-to-market*.

Tutti questi fattori porterebbero infatti previsioni a più lungo termine a scontare un margine eccessivo di incertezza.

Come già enunciato nel settore dell'autotrazione leggera sono stati inclusi, oltre alle auto, anche i veicoli speciali e gli autocarri.

Le previsioni elaborate sono state due:

- previsione “Crescita Alta” in cui si ipotizza che vi siano due periodi. Il primo, che comprende il quinquennio 2021-2025, dovrebbe essere caratterizzato dalla ripresa dell'attività di promozione pubblica del metano uso autotrazione e condurre ad un aumento annuale costante del numero di veicoli circolanti a metano uguale a quello che si è verificato in media nel quadriennio 2007-2010, quando la mobilità a gas naturale veniva particolarmente favorita. Durante il quinquennio successivo si ipotizza che le politiche divengano più neutrali, in quanto influenzate dalla necessità di favorire altri tipi di tecnologie a bassa emissione, e rallentino dunque la crescita del numero dei veicoli rendendola pari a quella del quadriennio 2011-2014. In questa ipotesi il numero totale di veicoli salirebbe dalle 1.022.000 unità del 2017 a circa 1,65 milioni nel 2025 e a quasi 2 milioni nel 2030. A tale incremento del parco corrisponderebbe un monte consumo di circa 2 Gmc al 2030;
- previsione “Crescita Bassa” in cui si ipotizza invece che non vi sia da parte delle autorità pubbliche una particolare attenzione ai veicoli a metano, pur conservando questi ultimi la loro convenienza economica attuale rispetto ai veicoli a benzina e a gasolio. La crescita del numero dei veicoli a metano è assunta in questo caso lineare con lo stesso incremento medio annuo verificatosi nel periodo 2010-2017. In questa ipotesi il numero di veicoli a metano circolanti arriverebbe a circa 1,35 milioni e quasi a 1,6 milioni nel 2030. I consumi salirebbero a 1,6 Gmc di gas naturale al 2030.

Preme sottolineare come le suddette stime risentano della metodologia adottata e delle sue variabili fondanti¹⁰¹ e come, dunque, si traducano in una previsione di domanda inerziale e conservativa. In particolare i consumi futuri sono stati calcolati a partire da quando accaduto in passato per quanto concerne l'andamento delle vendite di veicoli a metano e dall'attuale quadro normativo e regolatorio. In via cautelativa si è inoltre assunto un limitato contributo del biometano strettamente coerente con quello desumibile dalla durata e dalla struttura dell'odierno sistema incentivante¹⁰², pur consapevoli del ruolo riconosciuto a tale fonte sia dal Piano Nazionale Integrato Energia Clima che dalla Strategia Comunitaria Europea per la decarbonizzazione¹⁰³.

In altri termini la crescita dei consumi di GNC nel settore della trazione leggera potrebbe essere maggiore di quella qui preventivata nel caso del varo di nuove misure di sostegno alla mobilità a metano, peraltro auspicabili, e di conseguente modifica del recente *trend* in atto nel settore delle vendite. Giova a tale proposito menzionare gli scenari energetici congiunti di Snam e Terna¹⁰⁴, di recente presentazione, in cui si arriva a stimare una domanda di gas compresso nel settore dei trasporti pari anche al triplo di quanto preventivato nel presente studio.

Per quanto concerne il settore dell'autotrazione pesante la previsione di consumo è stata fatta tenendo conto:

- della dinamica di crescita pregressa che si è dimostrata piuttosto sostenuta dal 2015;
- del numero di stazioni di servizio deducibile dalle prescrizioni europee inerenti l'infrastrutturazione della rete TEN-T;
- del volume di erogato medio attribuibile ad ogni stazione e delle percorrenze medie annue dei veicoli alimentati a GNL.

Ciò ha consentito di ipotizzare, una forchetta di domanda di GNL al 2030 che va da 1,19 milioni di tonnellate utilizzate ogni anno nella previsione di "Crescita Bassa" (34 mila veicoli) a 1,52 milioni di tonnellate/anno nella previsione di "Crescita Alta" (49,5 mila veicoli) al 2030.

attraverso l'elaborazione di due scenari, un consumo di circa 2,2 Gmc per questo comparto al 2030 nell'ipotesi di "Crescita Alta" e di circa 1,5 Gmc in quella di "Crescita Bassa". A questi valori sono stati aggiunti all'orizzonte temporale considerato, 0,17 - 0,33 Mton di consumi attesi imputabili all'utilizzo di L-CNG nelle ipotesi di crescita bassa e alta rispettivamente¹⁰⁵. Tale previsione, pur discostandosi dagli obiettivi indicati nella Direttiva DAFI, risulta coerente con le assunzioni fatte nello studio e con le variabili considerate per il calcolo dei consumi futuri, e tiene conto del fatto che l'attuale sviluppo infrastrutturale nel nostro paese non risulta ancora in linea con quanto contemplato nel Quadro Strategico Nazionale sin dal 2020¹⁰⁶.

La stima dei consumi nel settore marittimo sconta l'incertezza relativa all'effettivo inizio dei consumi su un mercato ad oggi ancora sostanzialmente inesistente ma il cui sviluppo è stato considerato una priorità nella Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) e nuovamente enfatizzato nel PNIEC, sia per quanto attiene al suo possibile contributo alla sicurezza di approvvigionamento, sia con espresso riferimento al comparto dei trasporti marittimi.

¹⁰¹ Rappresentate dall'andamento storico delle vendite, dalla consistenza numerica del futuro parco automobilistico totale, e dall'attuale, scarno, contesto regolatorio incentivante.

¹⁰² Istituito dal Decreto Interministeriale 2 marzo 2018.

¹⁰³ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_it

¹⁰⁴ https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale/piano_decennale_2019_2028/scenari.html

¹⁰⁵ Il risultato complessivo è riassunto nella tabella successiva.

¹⁰⁶ Ciò comporta inevitabilmente uno sfasamento della tempistica previsionale che non compromette però in alcun modo la crescita attesa dei consumi.

Per questi ultimi, come visto, il piano contempla, in particolare, misure volte allo sviluppo dell'utilizzo del GNL per i trasporti via nave e i servizi portuali, tra cui:

- la defiscalizzazione della costruzione di depositi e/o distributori di GNL nei porti;
- la riduzione delle tariffe portuali per navi a GNL;
- forme di incentivo per la cantieristica navale a GNL;
- forme di finanziamento per la costruzione di depositi e mezzi a GNL.

I consumi sono stati quantificati a partire dai consumi energetici complessivi di cui si è ipotizzata la crescita sino al 2035 sulla base:

- delle previsioni relative alla crescita economica generale;
- del progressivo e ulteriore trasferimento di parte del traffico merci dalla modalità gomma alla modalità mare;
- dell'evoluzione del contesto normativo internazionale che, inasprendo i limiti alle emissioni in termini di zolfo e azoto, favorisce la transizione della propulsione da prodotto petrolifero (più inquinante se olio combustibile e più caro in caso di gasolio marino a bassissimo o senza tenore di zolfo) a gas liquido.

Le previsioni elaborate sulla base di diversi valori/ipotesi concernenti le summenzionate variabili, sono state tre.

Una prima stima, *LOW (Low consumption)*, in cui si assume una contenuta dinamica di sostituzione da derivato petrolifero a gas naturale in considerazione del fatto che, nel nostro paese, le infrastrutture SSLNG sono al momento in costruzione, e di una crescente produzione, a prezzi competitivi, di *bunker* petroliferi a basso e bassissimo tenore di zolfo.

All'estremo opposto si colloca invece la previsione *HIGH (High Consumption)* in cui la crescita ipotizzata nei consumi di GNL è brillante e fondamentale trainata dall'assoluto vantaggio ambientale ed economico del gas naturale rispetto ai carburanti petroliferi.

La previsione *BAU (Business as Usual)* prevede una discreta crescita dei consumi di GNL nel settore del trasporto marittimo anche se la domanda incrementale finale è inferiore rispetto a quanto preventivato nello scenario precedente.

I consumi sono compresi tra 0,2 e 1,1 Gmc e tra 0,6 e 2,4 Gmc rispettivamente al 2025 e al 2030 a seconda dello scenario considerato.

L'ampiezza dell'intervallo di consumo è imputabile, come già anticipato, all'impossibilità, data la fase iniziale dello sviluppo del mercato, di osservare dinamiche di consumo pregresse, e alla difficoltà di stimare il reale *time-to-market* degli investimenti infrastrutturali.

Tab.8.1 – I consumi di gas naturale nel settore dei trasporti in Italia al 2030 in Gmc

Gmc	2017		2020	2025	2030
Autotrazione leggera	1,05	<i>Crescita alta</i>	1,29	1,72	1,95
		<i>Crescita bassa</i>	1,24	1,40	1,58
Autotrazione pesante	0,05	<i>Crescita alta</i>	0,27	1,29	2,75
		<i>Crescita bassa</i>	0,19	0,90	1,79
Trasporti marittimi	0	<i>previsione HIGH</i>	0,30	1,13	2,44
		<i>previsione LOW</i>	0,06	0,23	0,63
TOTALE	1,10		1,49 – 1,86	2,53 – 4,14	4,00 – 7,14

Fonte: elaborazione degli autori, 2019.



Nel complesso i consumi aggregati del settore oggetto di studio saranno compresi tra 2,5 e 4,1 Gmc circa al 2025, e tra 4,0 e 7,1 Gmc al 2030.

In entrambi i casi l'incremento della domanda sarebbe più che significativo, anche in considerazione degli attuali contenuti livelli di domanda, arrivando ad un consumo complessivo al 2030 pari a oltre il sestuplo dei livelli attuali.

8.2 Considerazioni conclusive

Lo sviluppo del mercato del gas naturale nel settore dei trasporti è caldeggiato sia a livello europeo che nazionale per molteplici motivi essenzialmente riconducibili al suo minore carico inquinante rispetto alle fonti fossili alternative sia sul piano delle emissioni globali che su quello degli inquinanti locali, e alla sua strategica e fondamentale contribuzione alla sicurezza e diversificazione dell'approvvigionamento energetico per il nostro paese.

La Direttiva DAFI, emanata per ridurre la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti, ha stabilito requisiti minimi per la costruzione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, facendo espresso riferimento a investimenti in punti di rifornimento di gas naturale (sia compresso che liquefatto), da pianificarsi e promuoversi in appositi quadri strategici nazionali in cui siano illustrati gli obiettivi e le relative azioni di supporto in materia di combustibili alternativi, compreso lo sviluppo delle infrastrutture da realizzare, in collaborazione con le autorità regionali e locali, tenendo altresì conto delle esigenze delle piccole e medie imprese.

Attraverso i rispettivi quadri strategici gli Stati membri sono altresì sollecitati a garantire entro il 2025 la realizzazione nei porti marittimi appartenenti alla rete centrale Ten-T, ed entro il 2030, nei porti di navigazione interna, di un numero adeguato di infrastrutture di rifornimento per il GNL, in maniera tale che si possano soddisfare i requisiti di riduzione del tenore di zolfo nei combustibili per uso marino.

La Direttiva DAFI è stata recepita in Italia con Decreto Legislativo n. 257 del 16 dicembre 2016 che prevede la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione, e la ristrutturazione di quelli esistenti di maggiori dimensioni, per l'erogazione di gas naturale, compreso il biometano.

La Strategia Energetica Nazionale ritiene il gas naturale il combustibile/carburante fossile in grado di consentire la transizione verso la decarbonizzazione del sistema energetico, oltre che un indispensabile complemento per le fonti rinnovabili e un *input* energetico fondamentale per altri settori di utilizzo a regime, e il biometano fondamentale per raggiungere l'obiettivo della penetrazione del 21% delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.

Il recente Piano Nazionale energia Clima (PNIEC, 2019), che contempla misure volte allo sviluppo dell'uso del GNL nei trasporti marittimi, ribadisce il ruolo fondamentale del metano:

- per il sistema energia nel suo complesso in termini di sicurezza di approvvigionamento;
- nella produzione di elettricità come fonte autonoma e come fonte complementare alle rinnovabili;
- nel sistema ibrido elettrico-gas nell'ambito della mobilità sostenibile;
- per la metanizzazione della Sardegna.

L'impiego di gas naturale (compressore per trasporti leggeri su gomma) ha d'altro canto una lunga storia nel nostro paese, che è stato pioniere in questo settore, che può costituire un punto di forza su cui costruire uno sviluppo futuro il quale pare peraltro già in atto.

Alla summenzionata evoluzione del contesto normativo istituzionale fa infatti fronte, da alcuni anni, una serie di iniziative di investimento, da parte delle grandi aziende energetiche nazionali, ma anche di nuovi operatori, relative alla catena logistica di approvvigionamento¹⁰⁷, alle stazioni di servizio, all'infrastrutturazione dei terminali di rigassificazione esistenti, alla realizzazione di depositi costieri per lo stoccaggio di GNL destinato alla trazione pesante, ai trasporti marittimi e alle utenze non allacciate alla rete.

Anche le grandi case automobilistiche e produttrici di mezzi di trasporto pesante su gomma stanno realizzando veicoli alimentati a gas naturale mentre, diversi e numerosi sono i progetti riguardanti imbarcazioni a GNL che solcheranno i mari italiani.

Del resto la *blu(e) economy* si è già sviluppata in diversi paesi europei come la Spagna o le nazioni del nord dell'Europa, già *leader* nell'utilizzo del metano liquido, sia come carburante nei trasporti che nella navigazione, dimostrandone l'importanza, la fattibilità e la strategicità.

Lo sviluppo del mercato del gas naturale nel settore dei trasporti in Italia è in altri termini un dato di fatto ed è contestualizzato in uno scenario europeo e internazionale che va evolvendosi nella stessa direzione.

La crescita dei consumi e la loro tempistica scontano però ad oggi diversi vincoli, primo fra tutti quello di una sostanziale carenza di infrastrutture nel settore del GNL.

Se il nostro paese è il primo in Europa per numero di stazioni di servizio e veicoli alimentati a gas naturale compresso, sono ancora infatti poco numerosi, seppur in vertiginosa crescita, i distributori e i mezzi alimentati a metano liquido, mentre sono pressoché inesistenti, nonostante gli svariati progetti autorizzati e in costruzione, le infrastrutture dedicate ai *bunkeraggi*.

L'obiettivo di questo studio è stato quello di elaborare, a partire dall'analisi delle principali variabili esplicative dei consumi, e da opportune ipotesi circa la loro evoluzione, degli scenari plausibili di domanda di gas naturale nel settore dei trasporti al 2030.

Tra esse particolare rilievo è stato attribuito alla competitività ambientale del gas naturale rispetto ai carburanti concorrenti stimata secondo l'approccio *Life Cycle Assessment (LCA)*, ovvero considerando il carico ambientale imputabile a tutte le fasi della catena logistica legate ad ogni fonte di energia, incluse quelle di produzione e smaltimento dei veicoli, o in base a quello, più diffuso, WTW. L'analisi della principale letteratura internazionale in materia ha confermato il vantaggio del metano sia in termini di inquinanti locali che di gas climalteranti, e la sua competitività con il vettore elettrico in caso di miscelazione con biometano.

Le previsioni sono state effettuate distinguendo fra i comparti dell'autotrazione leggera, della trazione pesante su gomma, e del trasporto via nave.

Per quanto riguarda il primo, comprendente le automobili, gli autobus, i veicoli speciali e gli autocarri, o, più in generale i mezzi di trasporto con massa entro le 3,5 tonnellate, i consumi, riguardanti il solo gas naturale compresso (GNC), sono stati quantificati sulla base della stima della futura composizione del parco circolante e della crescita di quello a metano, prendendo in considerazione le dinamiche di sviluppo storiche. La domanda così stimata dovrebbe raggiungere un consumo compreso tra gli 1,6 e 2 Gmc annui al 2030, segnando, nell'ipotesi migliore, il raddoppio rispetto agli attuali livelli di utilizzo.

Per i consumi di gas naturale liquefatto (GNL) nel comparto dei veicoli industriali si è fatto riferimento alla recente sostenuta dinamica di diffusione dei veicoli, accompagnata dalla crescita

¹⁰⁷ E' il caso di Edison ed Eni.

del numero di stazioni di rifornimento, con ipotesi di progressiva riduzione della quota di mercato appannaggio di altre fonti. Su tali basi sono stati costruiti due scenari con una forchetta di domanda che al 2030 varia tra 1,8 e 2,8 Gmc.

Nel settore del trasporto marittimo le stime sono state elaborate a partire dalle previsioni relative alla crescita economica generale, seppur consapevoli dell'ormai consolidato allentamento del legame tra PIL e trasporti (cd intensità di trasporto), da quelle inerenti il ritmo del progressivo trasferimento di parte del traffico merci dalla modalità gomma alla modalità mare, e da opportune ipotesi sulla futura e graduale penetrazione del GNL nel settore. Il livello di domanda previsto per i bunkeraggi è risultato compreso tra 0,6 e 2,4 Gmc al 2030.

Nel complesso dunque si ritiene che l'ampiezza del mercato del gas naturale, compresso e liquido, ad uso trasporti in Italia possa nel prossimo decennio essere compresa tra i 4 e i 7 miliardi di metri cubi, contribuendo in maniera sostanziale alla domanda totale.

E' peraltro necessario tenere presente come le previsioni qui illustrate siano necessariamente basate su variabili e dinamiche ad oggi concretamente osservabili e misurabili¹⁰⁸ e come il settore oggetto di studio si contraddistingua, rispetto ad altri mercati, per una complessità notevole.

Quest'ultima è ascrivibile:

- al fatto di contenere al suo interno tre segmenti di utilizzo completamente diversi tra loro, sia per quanto attiene ai *driver* di domanda che alle problematiche legate all'offerta;
- alla presenza di un mercato che è storicamente e attualmente ancora basato sulla monocoltura petrolifera, ma che è destinato nel breve periodo a sviluppare una consistente concorrenza *inter-fonti*;
- al fatto di non avere un perimetro geografico nazionale, né delimitato a priori, nella misura in cui i flussi di trasporto possono avere origine o destinazione straniera;
- al fatto che le tecnologie alimentate a fonti alternative al derivato petrolifero fossile sono in evoluzione e le infrastrutture legate al loro impiego ancora in fase di costruzione; ciò rende difficile stabilire con esattezza quando saranno effettivamente disponibili e utilizzabili su larga scala, e ipotizzare eventuali recuperi di competitività economica e/o ambientale delle une sulle altre.

Le suesposte considerazioni portano a sottolineare come i consumi complessivi all'orizzonte temporale considerato potrebbero anche essere superiori a quanto ipotizzato in questa ricerca con particolare riferimento:

- ad una maggiore disponibilità di metano rinnovabile, assunta nel presente studio come pari a quella contemplata nei provvedimenti di incentivazione, che potrebbe migliorare in maniera sensibile la *performance* ambientale del gas naturale fino a renderla migliore rispetto a quelle del vettore elettrico;
- ai consumi provenienti da altri segmenti di utilizzo per cui i mercati considerati potrebbero, costituendo massa critica, fungere da volano, e che non sono stati qui (sufficientemente) considerati: il riferimento va fondamentalmente agli usi industriali *off grid* e ad un impiego, già in atto, di L-CNG superiore a quanto preventivato;

¹⁰⁸ Il riferimento va in particolare al GNL per il quale i consumi nel settore della trazione pesante sono cominciate di recente mentre quelli nel settore marittimo nazionale sono ad oggi ancora inesistenti. Ciò impedisce l'osservazione della dinamica storica dei consumi e, rende di conseguenza, più difficile formulare ipotesi sulla dinamica di crescita futura.

- ad un più rapido sviluppo tecnologico e infrastrutturale legato al gas naturale (o, di converso, ad un rallentamento in quello afferente altre tecnologie concorrenti);
- alla predisposizione di nuove misure incentivanti la mobilità a metano.

Dall'analisi condotta emerge dunque come il *mix* energetico evolutivo del settore dei trasporti sia destinato ad essere influenzato dalle politiche nazionali e sovranazionali finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas serra e all'aumento del ricorso alle fonti rinnovabili, dalle politiche locali volte alla riduzione della congestione urbana e al miglioramento della qualità dell'aria, nonché dalla predisposizione dei suddetti meccanismi di incentivazione.

La riduzione del peso dei prodotti petroliferi sui consumi di energia nel settore dei trasporti, che richiederà in ogni caso del tempo data l'inerzia complessiva del mercato, rimane comunque l'obiettivo centrale delle politiche nazionali e sovranazionali volte alla de-carbonizzazione. La nostra opinione è che per accelerare il conseguimento di tale obiettivo sia necessario concentrarsi non solo su una soluzione (ad es. l'elettrificazione dei trasporti stradali dei veicoli leggeri), ma orientarsi sulla convivenza necessaria di soluzioni diverse, anche con tempi diversi di introduzione.

Per accelerare la transizione verso una mobilità pulita si ritiene in altri termini necessario fare ricorso ad un insieme di soluzioni/tecnologie diverse, anche con spazi di mercato diversi e diverse dinamiche di penetrazione. Tale convinzione è, almeno in parte, indotta dall'attuale indisponibilità di una fonte/tecnologia che possa consentire la risoluzione dei problemi ambientali da sola e in tutti i comparti del settore oggetto di studio, e dalla necessità di mantenere un'opportuna diversificazione del mercato dei veicoli stradali e del trasporto via mare, che, come detto, presentano caratteristiche ed esigenze profondamente differenti.

L'evoluzione tecnologica è un fatto continuo che potrebbe portare ad una modifica della competitività strettamente economica e/o ambientale tra le singole fonti¹⁰⁹. Sarebbe perciò errato pensare di avere ormai individuato la soluzione finale e che questa debba essere unica: ad esempio l'impiego dell'idrogeno o del *power-to-gas*, tecnologie ad oggi non ancora mature, potrebbero costituire soluzioni di grande successo in futuro. Una politica accorta dovrebbe perciò tenere aperte più porte e pensare che la transizione richiede comunque tempi lunghi. In quest'ottica la promozione dell'uso del gas costituisce una strada valida ed opportuna, sia per quanto concerne il gas naturale fossile che il biometano il quale, se si svilupperà secondo le attese, potrà dare un contributo rilevante anche al rispetto dell'obbligo comunitario di raggiungere una quota del 14% di fonti rinnovabili nei trasporti entro il 2030.

Riconoscere al gas naturale un ruolo importante nel settore dei trasporti consentirebbe anche di continuare a valorizzare il consistente patrimonio infrastrutturale a gas di cui il nostro paese dispone e che potrebbe essere sotto-utilizzato a causa di un progressivo incremento nel consumo di fonti rinnovabili. Ciò consentirebbe di contenere i costi di una transizione energetica necessaria quanto ambiziosa e di accelerarla in quei settori in cui non esistono, di fatto, al momento, altre alternative concrete e competitive al derivato petrolifero.

Al fine di creare le condizioni per la futura crescita della domanda di gas naturale nel settore dei trasporti, raggiungendo livelli di domanda anche superiori a quelli ipotizzati, appare necessario, a valle dell'analisi effettuata:

¹⁰⁹ Si pensi ad esempio agli ingenti investimenti necessari alla realizzazione di un *mix* di generazione interamente rinnovabile o alla possibilità di riduzione delle emissioni nelle fasi *upstream* della produzione di gas naturale, responsabili di una quota consistente del suo impatto ambientale.

- mantenere l'attuale tassazione del metano nel settore dei trasporti e, più in generale, mettere a punto un sistema coeso e misto di incentivi, di tipo fiscale e non fiscale, diversamente articolato sulle specifiche caratteristiche dei diversi segmenti di utilizzo considerati, allo scopo di orientare le scelte del mercato, accelerando la transizione;
- proseguire nell'incentivazione dell'utilizzo del Gnl nella trazione pesante;
- incentivare ulteriormente la produzione e il consumo di biometano e bio-Gnl provvedendo a conteggiarne la quota nell'ambito della regolazione volta alla promozione dell'utilizzo di vetture a bassa emissione¹¹⁰, al fine della determinazione del futuro impatto ambientale della trazione a gas naturale;
- definire un corpus normativo chiaro, efficace e stabile che fissi le regole e le procedure per il bunkeraggio nei porti italiani;
- implementare politiche locali della mobilità che, riconoscendo il sostanziale potenziale di riduzione dell'inquinamento urbano derivante da un accresciuto utilizzo del gas naturale, ne promuovano l'utilizzo;
- creare e mantenere nel tempo, anche attraverso un atteggiamento propositivo e costruttivo, e creando una continuità "intergovernativa", un contesto normativo favorevole e stabile che giustifichi e motivi i summenzionati investimenti.

Per raggiungere gli obiettivi citati in termini di sviluppo del gas naturale nel settore dei trasporti saranno d'altro canto necessari investimenti importanti, sia sul fronte dell'attività di ricerca e sviluppo che per quanto riguarda le infrastrutture adiuventi la mobilità su gomma e via mare.

Ciò rende opportuno creare e mantenere un contesto normativo e regolatorio stabile e preciso che giustifichi e motivi questi investimenti, favorendo lo sviluppo e l'ingresso sul mercato delle migliori tecnologie attraverso interventi di incentivo capaci di orientare le scelte del mercato e accelerare la transizione.

La predisposizione della versione finale del Piano Nazionale Clima Energia rappresenta a tal fine un'occasione propizia quanto decisiva.

¹¹⁰ Il riferimento va alle politiche di incentivazione della mobilità a metano e alla modalità di calcolo della *compliance* con gli obiettivi europei e nazionali di penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.



**Università
Bocconi**

GREEN
Centro di ricerca sulla geografia,
le risorse naturali, l'energia,
l'ambiente e le reti

Riferimenti bibliografici

A review of demand prospects for LNG as a marine transport fuel, Oxford Institute for Energy Studies, 2018.

ACI, Annuario Statistico 2018.

ADBA. (2013). Producing and using biogas.

AEA et al. (2011). Reduction and testing of greenhouse gas (GHG) emissions from Heavy Duty Vehicles - Lot 1: Strategy. European Commission.

AEA et al. (2012). Developing a better understanding of the secondary impacts and key sensitivities for the decarbonisation of the EU's transport sector by 2050.

AEE. (2013). Broschüre Bio-Erdgas – Umweltschonende Energie mit Zukunft.

Ager-Wick Ellingsen L. et al, Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Vehicle Pack, Journal of Industrial Ecology, Vol. 18, 2013.

Anfia (2018), Industria autoveicolistica in Italia 2008-2017

Anfia (2018), Industria autoveicolistica mondiale 2008-2017

Atkins, Cenex. (2015). Low Carbon Truck and Refuelling Infrastructure Demonstration Trial Evaluation. Second Annual Report to the DfT.

Bartolucci L, Cordiner S., Mulone V., (2018), “Motori a gas naturale: una progettazione ad hoc”, in «RiEnergia», n. 92, 6 novembre.

Biomass Futures. (2012). Atlas of EU biomass potentials: Deliverable 3.3: Spatially detailed and quantified overview of EU biomass potential taking into account the main criteria determining biomass availability from different sources.

Bunker Index. (2015, September 16). Bunker Index MDO.

Bunkerworld. (2015, November). Retrieved from Bunkerworld Index:
<http://www.bunkerworld.com/prices/>

Carbon Brief. (2014, July 7). Explained: Fugitive methane emissions from natural gas production.

Commissione Europea, C(2018) 1379 final, Aiuto di Stato SA.48424 (2017/N) - Italia - Regime di sostegno alla produzione ed immissione nella rete di distribuzione di biometano avanzato ed altri biocarburanti avanzati per uso nel settore dei trasporti, Bruxelles, 1.3.2018

Danish Maritime Authority. (2012). North European LNG Infrastructure Project. A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations.



Danish Maritime Authority. (2012). North European LNG Infrastructure Project. A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations. Appendices document.

DECC. (2014). DECC Gas Price Projections, 2014.

DEFRA. (2015). UK GHG Conversion Factors 2015.

DfT. (2015). Renewable Transport Fuels Obligation (RTFO) guidance: year 8.

Dickel, Ralf, et al. (2014). Reducing European Dependence on Russian Gas OIES Paper NG 92.

DieselNet. (2015). International: IMO Marine Engine Regulations.

Direttiva 1999/96/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 1999 sul ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative ai provvedimenti da prendere contro l'emissione di inquinanti gassosi e di particolato prodotti dai motori ad accensione spontanea destinati alla propulsione di veicoli e l'emissione di inquinanti gassosi prodotti dai motori ad accensione comandata alimentati con gas naturale o con gas di petrolio liquefatto destinati alla propulsione di veicoli e che modifica la direttiva 88/77/CEE.

Direttiva 2009/29/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.

Direttiva 70/220/CEE del Consiglio, del 20 marzo 1970, concernente il ravvicinamento delle legislazioni degli Stati Membri relative alle misure da adottare contro l'inquinamento atmosferico con i gas prodotti dai motori ad accensione comandata dei veicoli a motore.

DNV GL. (2014). LNG as Ship Fuel - No 01, 2014.

E3G. (2015). Europe's declining gas demand: Trends and facts on European gas consumption.

E4Tech. (2014). Advanced Biofuel Feedstocks - An Assessment of Sustainability.

Ecofys. (2013). Low ILUC potential of wastes and residues for biofuels. Straw, forestry residue, UCO, corn cobs.

EGaF. (2012). Reducing CO2 emissions in the EU transportation sector to 2050: an alternative pathway to reach 2050 targets with lower abatement costs.

EMEP/EEA. (2014). Air pollutant emissions inventory guidebook, 2014 update. European Monitoring and Evaluation Programme / European Environment Agency.

Emission Standards: <https://www.dieselnet.com/standards/inter/imo.php>

European Biogas Association. (2014). EBA Biogas Report 2014 .

European Commission. (2009). Regulation (EC) No 595/2009 on type-approval of motor vehicles and engines with respect to emissions from heavy duty vehicles (Euro VI) and on access to vehicle repair and maintenance.



European Commission. (2011). COMMISSION REGULATION (EU) No 582/2011 of 25 May 2011 implementing and amending Regulation (EC) No 595/2009 of the European Parliament and of the Council with respect to emissions from heavy duty vehicles (Euro VI).

European Commission. (2011). Transport White Paper - Roadmap to a single european transport area - Towards a competitive and resource-efficient transport system. Brussels.

European Commission. (2013). Integrating maritime transport emissions in the EU's greenhouse gas reduction policies. COM(2013) 479 final. Brussels.

European Commission. (2014). Quarterly Report On European Gas Markets, Market Observatory For Energy, DG Energy, Volume 7, Issue 1 - 4 (2014).

European Commission. (2014a). Energy prices and costs report.

European Commission. (2015). EU energy in figures. Statistical Pocketbook 2015.

European Commission. (2015). EU Transport in figures: statistical pocketbook 2015.

European Commission. (2015). Quarterly Report On European Gas Markets, Market Observatory For Energy, DG Energy, Volume 8, First Quarter, 2015.

European Commission. (2015a). Regulation (EU) 2015/757 on the monitoring, reporting and verification of carbon dioxide emissions from maritime transport, and amending Directive 2009/16/EC.

European Gas Forum. (2012). Reducing CO2 emissions in the EU Transportation Sector to 2050. An alternative pathway to reach 2050 abatement targets with lower costs.

Exergia et al. (2015). Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC), "North American LNG Export Terminals – Proposed", 13 July 2018, available at: www.ferc.gov.

Galdi, R. (2018) Evoluzioni demografiche e dinamiche comportamentali: potenziali effetti sulla domanda di mobilità privata" presentato a "Fuelling Italy's Future - Come la transizione verso la mobilità a basso contenuto di carbonio rafforza l'economia

Gasnam. (2014). Europe's Natural Gas And Bio-Methane Vehicle Market Complimentary Report: 2014 Market Overview, Current Status And Forecasts.

Germanischer Lloyd & MAN. (2011). Costs and benefits of LNG as ship fuel for container vessels. ICCT. (2015). Assessment of Heavy-Duty Natural Gas Vehicle Emissions: Implications and Policy.

Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas, NGVA, 2017.

GSE, Energia nel settore trasporti 2017, Roma, 2018.



IEA. (2015). International Energy Agency, 2015, Gas Medium Term Market Report 2015: Market Analysis and Forecasts to 2020.

IGU. (2012). Natural Gas for Vehicles. IGU and UN Economic Commission for Europe.

IHS CERA. (2011). The Next Bunker Fuel.

IIASA. (2012). Energy Resources and Potentials.

IMO. (2009). Second IMO GHG Study 2009.

IMO. (2015). Revised MARPOL Annex VI. Retrieved September 16, 2015, from Prevention of Air Pollution from Ships.

IMO. (2015). Third IMO Greenhouse Gas Study 2014. London, UK: INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION.

International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), *Annual Report 2018 Edition*, available at: www.giignl.org.

IPPC. (2014). Inter-governmental panel on Climate Change, 5th Assessment Report. IPCC.

ISPRA (2018), *Italian Emission Inventory (1990 – 2016)*

ISPRA, Italian Gas Inventory, 1990-2016

JEC. (2013). JRC Technical Reports. WELL-TO-TANK Report Version 4.0.

JEC. (2013). TBC.

JRC. (2011). HEAVY-DUTY ENGINES CONFORMITY TESTING BASED ON PEMS. Lessons Learned from the European Pilot Program.

Lloyd's Register Marine, UCL. (2014). Global Marine Fuel Trends 2030. Retrieved September 16, 2015.

LNG Supply Chains and the Development of LNG as a Shipping Fuel in Northern Europe, Oxford Institute for Energy Studies, 2019.

LNG World Shipping, "British Columbia Incentivises LNG Canada", 4 April 2018.

MAN Diesel and Turbo. (2012). Costs and Benefits of LNG as Ship Fuel for Container Vessels. Copenhagen, Denmark: MAN Group.

Martrade. (2012). Tankers & Dry cargo.

McKinsey, "Global LNG Market Dynamics: H1 2018", August 2018, available at: www.mckinseyenergyinsights.com

MISE, SEN 2017.



Moore Stephens LLP. (2014). Ship operating costs: Current and future trends.

Natrass, L., Smith, C., & Evans, G. (2011). Advanced Biofuels: The Potential for a UK Industry, NNFFC 11-011.

NGVA Europe. (2014, October 7th). NGVA Europe - European NGV Statistics.

OndaVerde n. 19, settembre-ottobre 2018.

Oxford Institute for Energy Studies. (2012). Perspectives for Biogas in Europe.

Oxford Institute for Energy Studies. (2014). The Prospects for Natural Gas as a Transport Fuel in Europe.

Pipeline Oil and Gas Magazine, "Anadarko Makes Major Savings on Mozambique LNG", 1 July 2018, available at: www.pipelineoilandgasnews.com.

Platts, "Russia's Novatek Loads First LNG Cargo from Yamal LNG Train 2", 9 August 2018, available at: www.spglobal.com.

Platts. (2015). Europe's Falling Natural Gas Demand - A Platts.com News Feature - LNG forecasting errors.

Proposta di Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ dei veicoli pesanti nuovi, COM/2018/284 final. Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030, COM (2014), 15 final, 22 gennaio.

Recommendations. International Council on Clean Transportation.

Regolamento (CE) n. 595/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 giugno 2009, relativo all'omologazione dei veicoli a motore e dei motori riguardo alle emissioni dei veicoli pesanti (euro VI) e all'accesso alle informazioni relative alla riparazione e alla manutenzione del veicolo e che modifica il regolamento (CE) n. 715/2007 e la direttiva 2007/46/CE e che abroga le direttive 80/1269/CEE, 2005/55/CE e 2005/78/CE.

Regolamento (UE) 2018/842 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all'azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell'accordo di Parigi e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013.

Regolamento (UE) 2018/956 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 28 giugno 2018, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di CO₂ e del consumo di carburante dei veicoli pesanti nuovi.

Reuters, "Papua New Guinea LNG Partners Set Plans for Big Expansion", 20 February 2018, available at: www.reuters.com.

Ricardo-AEA et al. . (2014). Update of the Handbook on External Costs of Transport - Final Report.



Ricardo-AEA et al. (2013). Support for the impact assessment of a proposal to address maritime transport greenhouse gas emissions.

Ricardo-AEA et al. (2013). Support for the impact assessment of a proposal to address maritime transport greenhouse gas emissions.

Ricardo-AEA et al. (2014). Update of the Handbook on External Costs of Transport - Final Report.

Ricardo-AEA. (2014). Waste and Gaseous Fuels in Transport - Final Report.

Rie (2018), "Le prospettive del settore dei veicoli industriali in Italia", novembre.

Rolls-Royce. (2015). Producing leading gas fuelled engines.

S. Cornot-Gandolphe and J.-F. Boittin, "The Trump-Led Trade War with China: Energy Dominance Self-destructed?", *Études de l'Ifri*, Ifri, September 2018, available at: www.ifri.org.

S. Cornot-Gandolphe, "New and Emerging LNG Markets: The Demand Shock", *Études de l'Ifri*, Ifri, June 2018, available at: www.ifri.org.

Staffetta Quotidiana, vari numeri.

Study on actual GHG data for diesel, petrol kerosene and natural gas, Exergia, 2015,

Sustainalytics. (2013). Emission Reduction in the Shipping Industry: Regulations, Exposure and Solutions. Authors: Jean-Florent Helfre & Pedro Andre Couto Boot.

The role of natural gas and biomethane in the transport sector, Ricardo, 2017

Thomson, H., Corbett, J., & Winebrake, J. (2015). Natural gas as a marine fuel. *Energy Policy*, 87, 153- 167.

Timera, "Where Will the Next Wave of LNG Supply Come from?", 30 October 2017, available at: www.timera-energy.com

Rystad, "Qatar Could Win the Race for New Liquefaction Projects FIDs", 4 July 2018, available at: www.rystadenergy.com.

Transport Engineer. (July 2015). Dash for Gas. Retrieved from Transport Engineer: http://www.transportengineer.org.uk/article-images/86710/Dash_for_gas.pdf.

TTR. (2011). Biomethane for Transport - HGV Cost Modelling. London: Low Carbon Vehicle Partnership.

Tuttotrasporti, vari numeri.

UNCTAD. (2011). Review of Maritime Transport.

UNRAE, L'auto 2017 - Sintesi statistica.



Uomini e trasporti, vari numeri.

Unione Petrolifera (2018), *Previsioni di domanda energetica e petrolifera 2018-2030*

Vermeulen, R, Verbeek, R., van Goethem, S., Smokers R. (2017) “Emissions testing of two Euro VI LNG heavy-duty vehicles in the Netherlands: tank-to-wheel emissions”, TNO report.

Well-to-Whells analysis of future automotive fuels and powertrain in the EU context, JRC, 2014.

World Bank. (2015). Commodity Markets Outlook, January 2015.

World Oil, “BHGE AM ’18: Design Challenges of Novatek’s Yamal LNG and Arctic LNG 2”, 30 January 2018, available at: www.worldoil.com.

<https://www.bp.com/>

<https://www.dnvgl.com>

<https://new.abb.com>

<https://www.confetra.com>

<http://www.effebivtr.it>

<https://www.confcommercio.it/home>

<http://www.azimutbenetti.it/it/>

<https://www.drewry.co.uk>

<https://www.confindustria.it/home>

https://ec.europa.eu/commission/index_it

<http://www.imo.org/en/Pages/Default.aspx>

<https://www.confitarma.it>

<https://www.iveco.com/Pages/Iveco-brands.html>

<https://www.audi.it>

<https://www.itf-oecd.org>

<https://www.anfia.it/it/>

<https://www.ngva.eu>

www.eni.it

www.snam.it

<http://www.vulcangas.com>

<http://www.assogasmetano.it>

www.anigas.it

<https://www.federmetano.it>

www.assocostieri.it

www.sol.it

www.igu.org

www.staffettaonline.com

www.icis.com

www.unione petrolifera.it

