

APPENDICE A – Metodologia per la valutazione dei benefici ambientali derivanti dagli scenari di utilizzo e distribuzione del GNL: applicazione al caso studio della Regione Sardegna.

**[approfondimento
al prodotto T3.6.1]**

Il seguente studio è stato sviluppato nell'ambito del Progetto SIGNAL - Strategie transfrontaliere per la valorizzazione del Gas Naturale Liquido, co-finanziato dal Programma INTERREG Marittimo Italia-Francia 2014-2020.

Informazioni sul documento	
Codice prodotto	
Titolo prodotto	
Codice Attività	
Titolo Attività	
Codice Componente	
Titolo Componente	
Soggetto responsabile della stesura del documento	
Versione	
Data	

Versione	Data	Estensore(i)	Descrizione modifiche



Quest'opera è distribuita con Licenza Creative Commons
 Attribuzione - Condividi allo stesso modo 4.0 Internazionale ([CC BY-SA 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/))

Sommario

Indice delle figure	3
Indice delle tabelle	4
7.1 Scopo del documento	5
7.2 Introduzione	5
7.3 Note	6
7.4 Analisi degli effetti avversi per gli inquinanti considerati	6
7.4.1 Monossido di Carbonio (CO)	6
7.4.2 Biossido di Carbonio (CO ₂)	6
7.4.3 Ossidi di Zolfo (SO _x)	7
7.4.4 Ossidi di Azoto (NO _x)	7
7.4.5 Polveri sottili (PM10 e PM2.5).	7
7.6 Metodologia per la valutazione dei benefici ambientali	9
7.6.1 Consumi finali di energia	9
7.6.2 Fattori di Emissione	9
7.6.3 Calcolo delle Emissioni – Situazione Attuale	1
7.6.4 Calcolo delle Emissioni – Scenario “Base” ed “Alta Penetrazione”	4
7.7 Risultati Analisi Ambientale – Settori Residenziale, Terziario, Industriale e Trasporto Marino	8
7.8 Risultati Analisi Ambientale – Settore Termoelettrico	10
7.9 Risultati Analisi Ambientale – Settore Trasporto Terrestre	12
7.10 EU Emission Trading System	15
7.11 Conclusioni	18

Indice delle figure

Figura 1: Totale emissioni annue (in tonnellate) suddivise per i diversi scenari e i diversi inquinanti: NOx e SOx (a), CO, PM2.5 e PM10 (b)	8
Figura 2: Emissioni di CO2 per i tre scenari analizzati	9
Figura 3: Totale emissioni annue (in tonnellate) suddivise per i diversi scenari e i diversi inquinanti: NOx e SOx (a), CO, PM2.5 e PM10 (b) – SETTORE TERMOELETTRICO	10
Figura 4: Emissioni di CO ₂ per i tre scenari analizzati - SETTORE TERMOELETTRICO	11
Figura 5: Serie storica del valore giornaliero dei titoli ETS in Euro – Fonte: ember-climate.org	17

Indice delle tabelle

Tabella 1: Consumi Energetici Finali per l'anno 2019 - Fonte: report T 3.3.1 “La richiesta di GNL in Sardegna e la rete distributiva stradale”	10
Tabella 2: Categorie di Combustibile per il calcolo dei fattori di emissione TIER 1 - EMEP/EEA Handbook	11
<i>Tabella 3: Fattori di emissione impiegati, suddivisi per settore ed inquinante</i>	1
Tabella 4: Potere Calorifico Inferiore per ogni combustibile analizzato	1
Tabella 5: Esempio di calcolo di emissioni annue totali, settore residenziale e terziario	2
Tabella 6: Totale emissioni Regione Sardegna per l'anno 2019	3
Tabella 7: Emissioni annue totali, settore termoelettrico	3
Tabella 8: Consumi energetici finali proiettati al 2030 secondo gli scenari ipotizzati	5
Tabella 9: Esempio di calcolo di emissioni annue totali, settore Residenziale, scenari BASE e ALTA PENETRAZIONE	6
Tabella 10: Variazioni percentuali emissioni totali annue	9
Tabella 11: Variazioni percentuali emissioni totali annue - SETTORE TERMoeLETTRICO	11

7.1 Scopo del documento

Lo scopo del presente documento è quello di indicare e analizzare una possibile metodologia per la valutazione dei benefici ambientali, legati alla transizione dagli scenari di consumi e mix energetici attuali verso un più diffuso utilizzo del Gas Liquefatto Naturale (GNL) come combustibile.

7.2 Introduzione

Nel presente lavoro, si è analizzato il caso di studio della Sardegna, i cui consumi sono stati divisi in principali settori:

- Residenziale;
- Terziario;
- Industriale;
- Trasporti marini;
- Trasporti terrestri;
- Produzione termoelettrica su larga scala.

Inoltre, l'analisi si è focalizzata su un gruppo specifico di inquinanti, considerati comunemente in letteratura come significativi per un confronto in termini di benefici ambientali. Gli inquinanti analizzati in questo documento sono i seguenti:

- Monossido di carbonio (CO);
- Biossido di carbonio (CO₂);
- Ossidi di zolfo (SO_x);
- Ossidi di azoto (NO_x);
- Polveri sottili (PM₁₀ e PM_{2.5}).

I dati di consumo energetico sono presentati nel *report T.3.3.1 "La richiesta di GNL in Sardegna e la rete distributiva stradale"*. Essi rappresentano valori aggregati per settore, su scala annuale e suddivisi in base al tipo di combustibile con cui tale fabbisogno è soddisfatto. In questo modo, è possibile aggregare in modo sufficientemente esaustivo i consumi energetici della Regione Sardegna, pur mantenendo un grado di dettaglio tale da permettere l'analisi in termini di "aggredibilità" del GNL per i vari settori. Ciò significa che vengono considerate delle ipotesi sul possibile passaggio verso il GNL per quello specifico settore: ad esempio nell'ambito residenziale, difficilmente chi utilizza un nuovo impianto pompa di calore elettrica deciderà di convertirsi all'uso del GNL. Viceversa, chi ancora utilizza impianti a gasolio, potrà trovare nel gas naturale una valida alternativa. Questa analisi è stata effettuata per tutti i settori di pertinenza, ed è spiegata in dettaglio nel *Capitolo 3 "Potenziali di penetrazione del metano in Sardegna"* del *report T.3.3.1*. Nello stesso capitolo, vengono analizzati due diversi scenari di evoluzione, entrambi considerati nell'analisi dei benefici ambientali. Gli scenari proposti fissano l'orizzonte temporale al 2030, ma con differenze importanti. Lo scenario "BASE" immagina che sostanzialmente non ci siano misure particolari per supportare la transizione verso il GNL, ipotizzando che non vengano rispettate le misure di politica ambientale (aree SECA, quadro regolatorio ARERA, disposizioni del PNIEC). Contrariamente, lo scenario "ALTA PENETRAZIONE (AP)"

suppone che vengano adottate misure di sostegno per la diffusione del GNL e GNC, e l'attuazione di tutte le misure di politica ambientale elencate in precedenza.

L'analisi dei benefici ambientali si basa sulla valutazione dell'impatto ambientale (in termini di produzione di sostanza inquinante annua espressa in tonnellate) per ogni singolo settore considerato, utilizzando dei fattori di emissione specifici per ogni sostanza. L'impatto è stato calcolato per la situazione attuale e per i due scenari descritti in precedenza. Sono stati effettuati due confronti: *situazione attuale rispetto a scenario BASE e situazione base rispetto a scenario AP*. Dal confronto dei risultati è possibile valutare i benefici ambientali in termini di emissioni evitate.

7.3 Note

Il settore "Produzione termoelettrica su larga scala" è stato analizzato singolarmente, in quanto gode di una importanza da poter giustificare una eventuale riconversione del settore termoelettrico sardo senza che gli altri settori siano coinvolti.

Inoltre, anche il settore dei "Trasporti terrestri" è stato analizzato singolarmente. Ciò è stato necessario considerando la complessità del settore stesso e il bisogno di applicare una metodologia specifica per la valutazione dei benefici ambientali, che verrà illustrata separatamente.

7.4 Analisi degli effetti avversi per gli inquinanti considerati

Di seguito verranno elencati i principali effetti avversi propri delle sostanze inquinanti analizzate.

7.4.1 Monossido di Carbonio (CO)

Il monossido di carbonio è un gas incolore, inodore e insapore, leggermente meno denso dell'aria. Se presente in concentrazioni superiori a circa 35 ppm risulta altamente tossico per gli organismi che usano l'emoglobina per trasportare l'ossigeno all'interno dell'organismo. Infatti, il monossido di carbonio è considerato un'emotossina, perché legandosi saldamente allo ione ferro dell'emoglobina ostacola il trasporto di ossigeno nel sangue.

Il monossido di carbonio è prodotto in tutti i processi di combustione che avvengono in difetto di aria: la scarsità di ossigeno impedisce la completa ossidazione di tutte le molecole di combustibile, originando quindi monossido di carbonio. Anche una messa a punto non ottimale dell'apparato di combustione può aumentare la generazione di CO, ad esempio se nella camera di combustione di formano zone a bassa concentrazione di ossigeno dovute a miscelazione poco efficace. La parziale ossidazione implica che è ancora possibile bruciare il monossido di carbonio, il quale può essere considerato come una perdita in termini energetici, con effetto negativo per la efficienza del sistema che lo ha generato.

7.4.2 Biossido di Carbonio (CO₂)

Il biossido di carbonio è un gas inerte che non ha effetti diretti sulla salute, ma che può diventare pericoloso se le concentrazioni in aria diventano troppo alte, in quanto pone il

rischio di soffocamento. È un gas normalmente prodotto dalle attività di respirazione cellulare e di combustione. La dannosità di questo gas è insita nelle quantità prodotte da una moltitudine di attività antropiche e naturali, ed è considerato come uno delle principali cause del cambiamento climatico mondiale.

7.4.3 Ossidi di Zolfo (SO_x)

Gli ossidi di zolfo comprendono l'anidride solforosa (SO₂) e l'anidride solforica (SO₃), le cui caratteristiche sono l'assenza di colore, l'odore acre e pungente e l'elevata reattività a contatto con l'acqua. Essi sono genericamente indicati come SO_x.

Si originano dai processi di combustione, qualora il combustibile contenga zolfo all'interno della sua composizione chimica (come, ad esempio, certi tipi di carbone o di derivati pesanti del petrolio). Usare combustibili naturalmente poveri di zolfo (come il gas naturale) riduce fortemente la produzione di ossidi di zolfo, arrivando alla totale eliminazione qualora il combustibile non contenga zolfo. Gli effetti tossici degli ossidi di zolfo (SO_x) si manifestano perché questi composti possono raggiungere le vie aeree periferiche e gli alveoli, e diventare importanti nel determinare affezioni respiratorie profonde. Inoltre, questi composti sono pericolosi per l'ambiente, in quanto sono all'origine della formazione di acido solforico, quando entrano a contatto con acqua. In passato si sono osservati fenomeni di piogge acide, dovute alla formazione di grandi quantità di acido solforico in atmosfera, in seguito ad alte concentrazioni di ossidi di zolfo.

7.4.4 Ossidi di Azoto (NO_x)

Gli ossidi di azoto comprendono diversi composti che si originano dai processi di combustione. Comunemente, col termine NO_x, vengono indicati i due più importanti composti a livello di inquinamento atmosferico, ossia l'ossido di azoto, NO, e il biossido di azoto, NO₂.

I processi che sono alla base della formazione di queste sostanze dipendono fortemente dalle temperature a cui avviene la combustione, e dalla presenza di azoto sia nell'aria comburente sia nel combustibile (ad esempio le biomasse). Si stima che la fonte più importante nella produzione di NO_x sia il traffico veicolare, con particolare riferimento ai motori diesel.

Gli ossidi di azoto hanno effetti sulla salute simili a quelli provocati dagli ossidi di zolfo, con effetti avversi principalmente sull'apparato respiratorio, a tutti i suoi livelli.

Gli effetti sull'ambiente, invece, sono legati alla formazione di smog fotochimico, inclusa la produzione in atmosfera di ozono (O₃). Come per gli ossidi di zolfo, si possono formare composti acidi (acido nitrico) in presenza di acqua, i quali finiscono per ricadere sulla superficie terrestre sotto forma di precipitazione. In caso di esposizione prolungata a fenomeni di questo tipo, si possono riscontrare danni all'apparato fogliare e ai tessuti vegetali esposti.

7.4.5 Polveri sottili (PM₁₀ e PM_{2.5}).

Il particolato comprende moltissime sostanze, sia solide che liquide, che si trovano in sospensione in atmosfera. La natura di queste sostanze può essere molto varia, sia naturale

che artificiale. Il riferimento alla dimensione della particella determina la nomenclatura specifica: PM10 indica particelle il cui diametro sia uguale o inferiore ai 10 nanometri, analogamente PM2.5 indica particelle il cui diametro sia inferiore ai 2.5 nanometri.

Con riferimento a queste due categorie, esistono moltissimi meccanismi di produzione di particolato, che includono la combustione (ad es. veicoli a motore, impianti di produzione di energia) e l'usura di materiali (ad es. consumo di pneumatici, freni ed asfalto). La produzione durante la combustione dipende dalla qualità del processo e dalle caratteristiche del combustibile: ad esempio nei motori diesel, la bassa volatilità del gasolio causa una combustione incompleta delle micro-goccioline di combustibile iniettate all'interno dei cilindri, con conseguente produzione di incombusti dalle dimensioni molto ridotte.

La pericolosità di queste sostanze è direttamente legata alla loro composizione e dimensione, infatti riescono a superare le barriere cellulari degli alveoli polmonari, entrando, potenzialmente, fin nel flusso sanguigno. Oltre ad aumentare l'incidenza di malattie respiratorie, come bronchiti, possono anche aumentare l'insorgenza di tumori alle vie respiratorie.

Sull'ambiente, la presenza di alte concentrazioni di particolato può portare ad effetti simili a quelli elencati per gli ossidi di azoto e zolfo, inoltre il pulviscolo ha effetti nella propagazione e nell'assorbimento delle radiazioni solari, sulla visibilità atmosferica e nei processi di condensazione del vapore acqueo (favorendo smog e nebbie).

7.6 Metodologia per la valutazione dei benefici ambientali

In questo capitolo verrà illustrata nel dettaglio la metodologia seguita per poter valutare i benefici ambientali derivati dalla adozione del GNL come combustibile in sostituzione dei derivati fossili tradizionali, come gasolio, GPL, carbone ecc.

7.6.1 Consumi finali di energia

Il punto di partenza fondamentale per una analisi di questo genere consiste nel raccogliere i dati relativi al consumo finale di energia per la zona in esame. Di solito queste informazioni sono rese disponibili dai gestori delle risorse energetiche, da enti pubblici o dalle amministrazioni locali stesse.

Questi dati sono di fondamentali per poter definire la situazione attuale, ossia sono in grado di fornire tutte le informazioni per poter caratterizzare i profili di fabbisogno energetico dei settori considerati.

Tanto più l'analisi deve essere dettagliata, quanto più i dati devono essere disaggregati e specifici per quello specifico settore. In particolare, è necessario conoscere il mix di combustibili che sono impiegati per soddisfare la domanda di energia primaria specifica del settore considerato. Questo è molto importante per poter definire a priori quali dati siano successivamente necessari per poter proseguire l'analisi (caratteristiche dei combustibili, inquinanti, fattori di emissione).

Per la presente analisi, i consumi finali di energia considerati, per la Regione Sardegna, sono stati riportati in Tabella 1, l'anno di riferimento è il 2019.

I dati riportati in Tabella 1 rappresentano lo scenario attuale, i cui livelli di emissione per gli inquinanti considerati verranno utilizzati come termine di paragone per poter valutare gli eventuali benefici ambientali legati alla transizione verso l'uso più diffuso del GNL come combustibile.

7.6.2 Fattori di Emissione

Il secondo elemento chiave per la corretta impostazione metodologica della presente analisi è l'individuazione dei fattori di emissione. In generale, i fattori di emissione sono considerati come dei coefficienti che, moltiplicati per un valore che esprima o la quantità di energia o la quantità di combustibile considerata, permettono di ottenere una stima della sostanza inquinante liberata in ambiente a seguito del processo considerato.

Da ciò si può dedurre che i fattori di emissione sono molto specifici, devono essere quindi scelti tenendo conto che:

- I fattori di emissione dipendono dalla sostanza inquinante considerata;
- Il processo o attività che originano la sostanza influenzano il fattore di emissione (ad. esempio combustione, produzione metallurgica);
- La tecnologia usata nel processo/trasformazione che origina l'inquinante va considerata (ad. esempio, per la combustione, turbina a gas e caldaia);

Tabella 1: Consumi Energetici Finali per l'anno 2019 - Fonte: report T 3.3.1 "La richiesta di GNL in Sardegna e la rete distributiva stradale"

Residenziale	
<i>Tot GASOLIO 2019</i>	94 ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	106 ktep
Terziario	
<i>Tot GASOLIO 2019</i>	8 ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	8 ktep
Industriale	
<i>Tot COKE da petrolio 2019</i>	75 ktep
<i>Tot OLIO COMB 2019</i>	75 ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	35 ktep
Trasporti	
<i>Tot Leggero 2019</i>	905 ktep
Gasolio Leggero 2019	724 ktep
Benzina Leggero 2019	253.4 ktep
GPL Leggero 2019	18.1 ktep
<i>Tot GASOLIO Pesante 2019</i>	104 ktep
<i>Tot Marino 2019</i>	185 ktep
Olio Comb Marino 2019	157.25 ktep
Gasolio Marino 2019	27.75 ktep
Termoelettrico	
<i>Tot COKE da petrolio 2019</i>	183 ktep

Naturalmente questo approccio così dettagliato non sempre è applicabile, soprattutto in caso di analisi su larga scala. I fattori di emissione impiegati in questa analisi sono stati tratti dal "EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019"¹ il quale è collegato ad un ampio database contenente i fattori di emissione per moltissimi settori (civile, industriale, mineraria, chimica, dei trasporti ecc.) nonché per moltissime sostanze inquinanti (monossido di carbonio, ossidi di zolfo e azoto, VOC, metalli pesanti, particolato, e molte

¹ Disponibile online: <https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019>

altre). Il database fornisce inoltre diversi livelli di dettaglio e specificità crescente per la determinazione dei fattori di emissione, denominati TIER 1, TIER 2, TIER3.

Nella presente analisi, dato che la scala di analisi è pari ad una intera regione, i fattori di emissione sono stati scelti tra i TIER 1, i quali sono determinati considerando una tecnologia di produzione e una sistema di abbattimento tipici per il settore in esame. Nel caso in cui si debbano considerare tecnologie specifiche, o sistemi di abbattimento particolari, è necessario riferirsi a fattori di abbattimento di TIER 2 o 3.

L'approccio TIER 1 raggruppa i combustibili in macro-categorie che permettono una più facile aggregazione dei fattori di emissione. Di seguito si riporta, in Tabella 2, la definizione di suddette categorie, così come definite sull'handbook EMEP/EEA:

Tabella 2: Categorie di Combustibile per il calcolo dei fattori di emissione TIER 1 - EMEP/EEA Handbook

Tier 1 Fuel type	Associated fuel types
Hard coal	Coking coal, other bituminous coal, sub-bituminous coal, coke, manufactured 'patent' fuel
Brown coal	Lignite, oil shale, manufactured 'patent' fuel, peat
Gaseous fuels	Natural gas, natural gas liquids, liquefied petroleum gas, refinery gas (EFs for refinery gas are available in section 4.2), gas works gas, coke oven gas, blast furnace gas
Heavy fuel oil	Residual fuel oil, refinery feedstock, petroleum coke, orimulsion, bitumen
Light oil	Gas oil, kerosene, naphtha, shale oil
Biomass	Wood, charcoal, vegetable (agricultural) waste

È importante notare che, per il biossido di carbonio, l'Handbook EMEP/EEA non fornisce valori per i fattori di emissione. Per questo motivo, è stato necessario considerare anche una seconda fonte (Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia – ISPRA, 2019)² la quale ha fornito i dati mancanti.

Per quanto riguarda il settore marino, si è reso necessario integrare ulteriormente le informazioni disponibili sull'handbook EMEP/EEA, in quanto il documento non riportava i fattori di emissione per il biossido di carbonio, così come per nessuno degli inquinanti considerati nel caso di navi alimentate a GNL. Per ciò che riguarda i fattori di emissione per la CO₂ nel caso di combustibile marino (sia olio che gasolio marini) si è fatto riferimento alla direttiva IMO del 2014 (*“Guidelines on the method of calculation of the attained Energy Efficiency Index (EEDI) for new ships - Resolution MEPC 245 (66), 2014*). Le informazioni mancanti sui fattori di emissione per le navi alimentate a GNL sono state tratte dalla letteratura³, e sono stati considerati come una percentuale ridotta dei fattori di emissione

² <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/fattori-di-emissione-per-la-produzione-ed-il-consumo-di-energia-elettrica-in-italia/view>

³ *“Physical Characteristics of Particle Emissions from a Medium Speed Ship Engine Fueled with Natural Gas and Low-Sulfur Liquid Fuels”*, Jenni Alanen, Mia Isotalo, Niina Kuitinen, Pauli Simonen, Sampsa Martikainen, Heino Kuuluvainen, Mari Honkanen, Kati Lehtoranta, Sami Nyssönen, Hannu Vesala, Hilikka Timonen, Minna Aurela, Jorma Keskinen, and Topi Rönkkö DOI: 10.1021/acs.est.9b06460

nel caso di navi alimentate a combustibili fossili (MDO – marine diesel oil e MGO – marine gas oil). A questo riguardo, va puntualizzato che il calcolo delle emissioni di monossido di carbonio non è stato considerato nel caso di navi alimentate a GNL. Questo perché le emissioni di questo inquinante sono dipendenti in modo stretto con la tipologia di motore: considerare una nave che è alimentata nativamente a GNL è molto diverso rispetto a considerare una nave il cui sistema di alimentazione sia stato riconvertito dagli oli combustibili all'uso del gas naturale. I motori moderni sono ottimizzati per garantire bassi consumi e minimizzare le emissioni di inquinanti, sia nella loro struttura intrinseca, sia nella messa a punto dei sistemi di iniezione, ignizione e controllo che sono definiti “su misura” per lo specifico combustibile per cui sono stati progettati e la loro riconversione, per l'impiego di combustibili a minore impatto ambientale, non sempre riesce a soddisfare la ricerca di un miglioramento di tutti i parametri.

Nella Tabella 3 sono riportati tutti i fattori di emissione impiegati, con riferimento allo specifico settore ed allo specifico inquinante. Nella tabella è riportata anche la fonte da cui ogni coefficiente è stato tratto.

Tabella 3: Fattori di emissione impiegati, suddivisi per settore ed inquinante

Residenziale + Terziario - Fonti: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia (ISPRA) 2019						
Settore EMEP/EEA	TIER - Fonte	Categoria Combustibile TIER 1	Combustibile	Sostanza	Valore EF	UM
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	PM10	1.5	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	PM2.5	1.5	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	NOx	69	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	SOx	79	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Gas Oil	Gasolio	CO	3.7	g/GJ
NA	ISPRA	Gas Oil	Gasolio	CO2	730.5	g CO2/ kWh
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	PM10	1.2	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	PM2.5	1.2	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	NOx	51	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	SOx	0.3	g/GJ
Residential plants	Tier 1 emission factor	Gaseous Fuels	GPL	CO	26	g/GJ
NA	ISPRA	Gaseous Fuels	GPL	CO2	392.5	g CO2/ kWh
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	PM2.5	0.2	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	PM10	0.2	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	NOx	42	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	SOx	0.3	g/GJ
Residential plants	Tier 2 emission factor	Natural Gas	NLG	CO	22	g/GJ
NA	ISPRA	Natural Gas	NLG	CO2	367.5	g CO2/ kWh
Industriale - Fonti: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - Fattori di emissione per la produzione ed il consumo di energia elettrica in Italia (ISPRA) 2019						
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	PM2.5	19.3	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	PM10	25.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	NOx	142	g/GJ

Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	SOx	495	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	CO	5	g/GJ
NA	ISPRA	Heavy Fuel Oil	Coke da petrolio	CO2	755.4	g CO2/ kWh
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	PM2.5	0.8	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	PM10	3.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	NOx	65	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	SOx	46.5	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gas oil	Olio comb	CO	16.2	g/GJ
NA	ISPRA	Gas oil	Olio comb	CO2	770.5	g CO2/ kWh
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	PM2.5	0.89	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	PM10	0.89	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	NOx	89	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	SOx	0.281	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 1 emission factor	Gaseous fuels	GPL	CO	39.3	g/GJ
NA	ISPRA	Gaseous fuels	GPL	CO2	392.5	g CO2/ kWh
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	PM2.5	0.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	PM10	0.2	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	NOx	153	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	SOx	0.281	g/GJ
Public electricity and heat production	Tier 2 emission factor	Gaseous Fuels	NLG	CO	4.8	g/GJ
NA	ISPRA	Gaseous Fuels	NLG	CO2	350.3	g CO2/ kWh

Trasporto Marino - Fonti: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 - IMO Resolution MEPC 245 (66) 2014 'Guidelines on the method of calculation of the attained Energy Efficiency Index (EEDI) for new ships' - Physical Characteristics of Particle Emissions from a Medium Speed Ship Engine Fueled with Natural Gas and Low-Sulfur Liquid Fuels

National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	PM2.5	1.4	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	PM10	1.5	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	NOx	78.5	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	SOx	20	kg/tonne fuel
National navigation	Tier 1 emission factor	Marine diesel oil/marine gas oil (MDO/MGO)	MDO/MGO	CO	7.4	kg/tonne fuel
NA	IMO	Marine gas oil	MGO	CO2	3.1	tCO2/t fuel
NA	IMO	Marine diesel oil	MDO	CO2	3.2	tCO2/t fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	PM2.5	0.14	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	PM10	0.15	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	NOx	31.4	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	SOx	2	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	CO	NA	kg/tonne fuel
NA	Litterature	Natural Gas	LNG	CO2	2.5	tCO2/t fuel

Come si può notare analizzando i singoli fattori di emissione, le unità di misura sono differenti a seconda dei casi considerati. Per questo motivo, i valori di consumi finali di energia riportati in Tabella 1 devono essere trasformati in modo da poter procedere al calcolo vero e proprio.

7.6.3 Calcolo delle Emissioni – Situazione Attuale

A questo punto è possibile procedere alla valutazione delle emissioni, suddividendo il calcolo in base al settore considerato, al combustibile impiegato ed alla sostanza inquinante analizzata. Il calcolo del totale annuo in massa per il singolo inquinante può essere riassunto dalla Equazione (1):

$$M_{inquinante,anno} = FE_{inquinante} \cdot C_{energia,anno} \quad (1)$$

Dove:

- $M_{inquinante,anno}$ indica la quantità di inquinante immessa in atmosfera in un anno [ton, Mton];
- $FE_{inquinante}$ è il fattore di emissione per l'inquinante considerato [g/GJ, g/kWh];
- $C_{energia,anno}$ è il consumo di energia annuo derivante dal combustibile in esame [GJ, kWh];

in alcuni casi il fattore di emissione è espresso come rapporto tra masse (ad es kg/ton_{combustibile}): in questo caso, $FE_{inquinante}$ verrà moltiplicato per la massa totale di combustibile impiegata annualmente, per cui è necessario considerare il Potere Calorifico Inferiore (PCI) del combustibile in esame.

In Tabella 4 si riportano i PCI per ogni combustibile considerato nell'analisi dei benefici ambientali.

Tabella 4: Potere Calorifico Inferiore per ogni combustibile analizzato

PCI	
Gasolio (Diesel)	42.6 MJ/kg
Coke da petrolio (Petroleum Coke)	29.5 MJ/kg
Olio Comb (Gas Oil)	42.8 MJ/kg
GPL (LPG)	45.5 MJ/kg
Gasolio Marino (MGO-MDO)	42.8 MJ/kg
Benzina (Gasoline)	43.4 MJ/kg
LNG	48.6 MJ/kg

Per brevità si riporta in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** un esempio di calcolo per i settori residenziale e terziario, utilizzando i fattori di emissione presentati in precedenza nella Tabella 3. I consumi energetici fanno riferimento ai valori presentati in Tabella 1.

Tabella 5: Esempio di calcolo di emissioni annue totali, settore residenziale e terziario

Residenziale

Tot GASOLIO 2019	3935592	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	1093220000	kWh	PM2.5	1.5	g/GJ	5903388	5.9
			PM10	1.5	g/GJ	5903388	5.9
			NOx	69	g/GJ	271555848	271.6
			SOx	79	g/GJ	310911768	310.9
			CO	3.7	g/GJ	14561690.4	14.6
			CO2	730.6	g / kWh	7.987E+11	798700.2
Tot GPL 2019	4438008	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	1232780000	kWh	PM2.5	1.2	g/GJ	5325609.6	5.3
			PM10	1.2	g/GJ	5325609.6	5.3
			NOx	51	g/GJ	226338408	226.3
			SOx	0.3	g/GJ	1331402.4	1.3
			CO	26	g/GJ	115388208	115.4
			CO2	392.5	g / kWh	4.83874E+11	483874.2

Terziario

Tot GASOLIO 2019	334944	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	93040000	kWh	PM2.5	1.5	g/GJ	502416	0.5
			PM10	1.5	g/GJ	502416	0.5
			NOx	69	g/GJ	23111136	23.1
			SOx	79	g/GJ	26460576	26.5
			CO	3.7	g/GJ	1239292.8	1.2
			CO2	730.6	g / kWh	67974483804	67974.5
Tot GPL 2019	334944	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	93040000	kWh	PM2.5	1.2	g/GJ	401932.8	0.4
			PM10	1.2	g/GJ	401932.8	0.4
			NOx	51	g/GJ	17082144	17.1
			SOx	0.3	g/GJ	100483.2	0.1
			CO	26	g/GJ	8708544	8.7
			CO2	392.5	g / kWh	36518806514	36518.8

A questo punto, in Tabella 6, è possibile caratterizzare le emissioni globalmente emesse, disaggregate per tipo di inquinante, durante l'anno 2019 per la Regione Sardegna:

Tabella 6: Totale emissioni Regione Sardegna per l'anno 2019

	Totale emissione per inquinante scenario attuale	UM
PM2.5	329.9	ton
PM10	374.1	ton
NOx	15524.8	ton
SOx	5659	ton
CO	1603.2	ton
CO2	3.4	Mton

Come precedentemente accennato, l'analisi del settore termoelettrico è stata considerata separatamente, e i risultati sono riportati in Tabella 7.

Tabella 7: Emissioni annue totali, settore termoelettrico

	Totale emissione per inquinante scenario attuale - SOLO TERMOELETTTRICO	UM
PM2.5	147.9	ton
PM10	193.1	ton
NOx	1088.0	ton
SOx	3792.6	ton
CO	38.3	ton
CO2	1.6	Mton

7.6.4 Calcolo delle Emissioni – Scenario “Base” ed “Alta Penetrazione”

Operativamente, la metodologia per il calcolo delle emissioni future è la stessa di quella analizzata nel capitolo precedente, e si concretizza nell’applicazione della Eq. (1). Ciò che invece è differente, è il mix di prodotti petroliferi e di GNL che è in grado di coprire i fabbisogni energetici della Regione Sardegna, proiettati secondo i due diversi scenari (Base ed Alta Penetrazione) ad un orizzonte temporale di 10 anni.

Infatti, il capitolo 3 “Potenziali di penetrazione del metano in Sardegna” del report T3.3.1, analizza e caratterizza in maniera esaustiva i consumi energetici futuri (2030) per la Regione Sardegna. Questo passaggio è fondamentale per poter individuare la quota dei consumi energetici per ogni settore che effettivamente può essere sostituita dall’uso del GNL. Grazie a queste proiezioni è possibile calcolare il nuovo prospetto dei consumi energetici per gli scenari proposti, analogamente a quanto illustrato in Tabella 1. I risultati di questo passaggio chiave per il calcolo dei benefici ambientali sono illustrati in Tabella 8.

A questo punto, è possibile procedere in maniera analoga a quanto illustrato precedentemente nel paragrafo “Calcolo delle Emissioni – Situazione Attuale” per poter ottenere i totali in massa, su base annua, degli inquinanti considerati, utilizzando i fattori di emissione riportati in Tabella 3, suddividendo nuovamente i settori, e considerando la produzione termoelettrica come caso separato.

La Tabella 9 riporta un esempio di calcolo delle emissioni per i due scenari futuri, considerando il solo settore residenziale.

Tabella 8: Consumi energetici finali proiettati al 2030 secondo gli scenari ipotizzati

SCENARIO BASE			SCENARIO AP		
Residenziale			Residenziale		
<i>tot GASOLIO 2019</i>	74	ktep	<i>tot GASOLIO 2019</i>	42.5	ktep
<i>quota LNG</i>	20	ktep	<i>quota LNG</i>	51.5	ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	86	ktep	<i>Tot GPL 2019</i>	54.5	ktep
<i>quota LNG</i>	20	ktep	<i>quota LNG</i>	51.5	ktep
Terziario			Terziario		
<i>tot GASOLIO 2019</i>	3	ktep	<i>tot GASOLIO 2019</i>	0	ktep
<i>quota LNG</i>	5	ktep	<i>quota LNG</i>	8	ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	3	ktep	<i>Tot GPL 2019</i>	0	ktep
<i>quota LNG</i>	5	ktep	<i>quota LNG</i>	8	ktep
Industriale			Industriale		
<i>Tot COKE da petrolio 2019</i>	31.5	ktep	<i>Tot COKE da petrolio 2019</i>	12.5	ktep
<i>quota LNG</i>	43.5	ktep	<i>quota LNG</i>	62.5	ktep
<i>Tot OLIO COMB 2019</i>	31.5	ktep	<i>Tot OLIO COMB 2019</i>	12.5	ktep
<i>quota LNG</i>	43.5	ktep	<i>quota LNG</i>	62.5	ktep
<i>Tot GPL 2019</i>	15	ktep	<i>Tot GPL 2019</i>	8	ktep
<i>quota LNG</i>	20	ktep	<i>quota LNG</i>	27	ktep
Trasporti			Trasporti		
<i>Olio Comb Marino 2019</i>	143.4	ktep	<i>Olio Comb Marino 2019</i>	98.0	ktep
<i>quota LNG</i>	13.9	ktep	<i>quota LNG</i>	59.2	ktep
<i>Gasolio Marino 2019</i>	13.9	ktep	<i>Gasolio Marino 2019</i>	12.9	ktep
<i>quota LNG</i>	13.9	ktep	<i>quota LNG</i>	14.8	ktep
Termoelettrico			Termoelettrico		
<i>Tot COKE da petrolio 2019</i>	152.7	ktep	<i>Tot COKE da petrolio 2019</i>	53	ktep
<i>quota LNG</i>	30.3	ktep	<i>quota LNG</i>	130	ktep

Tabella 9: Esempio di calcolo di emissioni annue totali, settore Residenziale, scenari BASE e ALTA PENETRAZIONE

EMISSIONI SCENARIO BASE

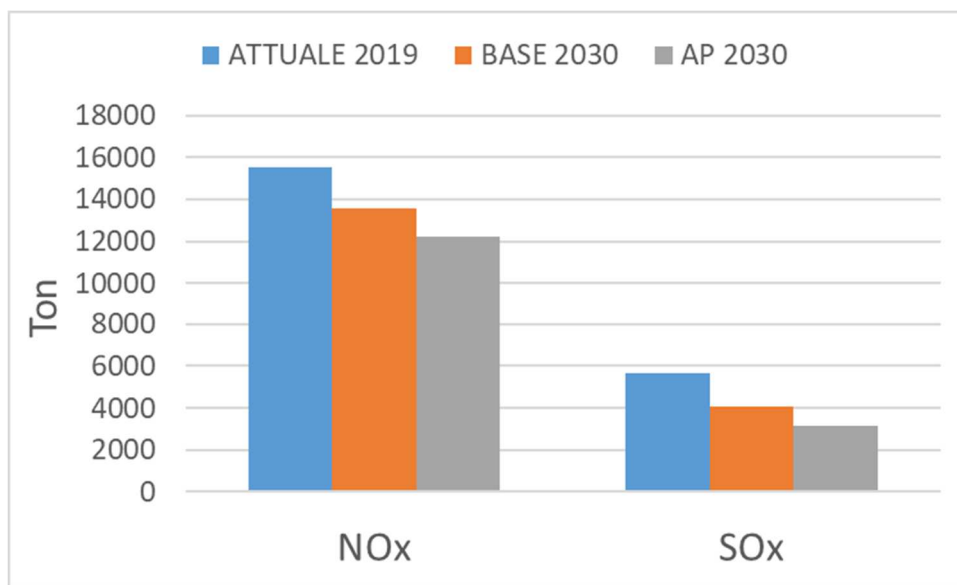
tot GASOLIO BASE	3098232	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	860620000	kWh	PM2.5	1.5	g/GJ	4647348	4.6
			PM10	1.5	g/GJ	4647348	4.6
			NOx	69	g/GJ	213778008	213.7
			SOx	79	g/GJ	244760328	244.7
			CO	3.7	g/GJ	11463458.4	11.4
			CO2	730.6	g / kWh	6.2876E+11	628763
Tot GPL BASE	3600648	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	1000180000	kWh	PM2.5	1.2	g/GJ	4320777.6	4.3
			PM10	1.2	g/GJ	4320777.6	4.3
			NOx	51	g/GJ	183633048	183.6
			SOx	0.3	g/GJ	1080194.4	1.1
			CO	26	g/GJ	93616848	93.6
			CO2	392.5	g / kWh	3.9258E+11	392577
Tot GNL BASE	1674720	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	465200000	kWh	PM2.5	0.2	g/GJ	502416	0.5
			PM10	0.2	g/GJ	502416	0.5
			NOx	42	g/GJ	23111136	23.1
			SOx	0.3	g/GJ	26460576	26.4
			CO	22	g/GJ	36843840	36.8
			CO2	367.5	g / kWh	1.7095E+11	170953

EMISSIONI SCENARIO AP

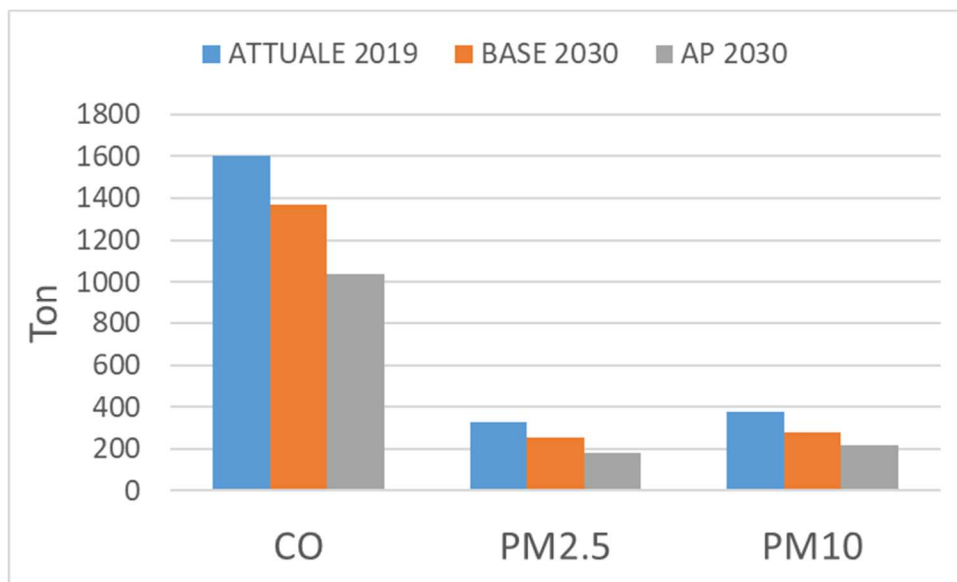
tot GASOLIO AP	1779390	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	494275000	kWh	PM2.5	1.5	g/GJ	2669085	2.6
			PM10	1.5	g/GJ	2669085	2.6
			NOx	69	g/GJ	122777910	122.7
			SOx	79	g/GJ	140571810	140.5
			CO	3.7	g/GJ	6583743	6.5
			CO2	730.6	g / kWh	3.6111E+11	361114
Tot GPL AP	2281806	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	633835000	kWh	PM2.5	1.2	g/GJ	2738167.2	2.7
			PM10	1.2	g/GJ	2738167.2	2.7
			NOx	51	g/GJ	116372106	116.3
			SOx	0.3	g/GJ	684541.8	0.6
			CO	26	g/GJ	59326956	59.3
			CO2	392.5	g / kWh	2.4878E+11	248784
Tot GNL AP	4312404	GJ	Inquinante	fattore emissione	UM	Emissione [g]	Emissione [ton]
	1197890000	kWh	PM2.5	0.2	g/GJ	862480.8	0.8
			PM10	0.2	g/GJ	862480.8	0.8
			NOx	42	g/GJ	181120968	181.1
			SOx	0.3	g/GJ	1293721.2	1.3
			CO	22	g/GJ	94872888	94.9
			CO2	367.5	g / kWh	4.402E+11	440204

7.7 Risultati Analisi Ambientale – Settori Residenziale, Terziario, Industriale e Trasporto Marino

In questa parte del documento vengono presentati i risultati aggregati della analisi ambientale, ottenuti per confronto diretto tra le emissioni calcolate nei tre scenari presentati e descritti in precedenza, con esclusione dei settori Trasporto Terrestre e Produzione Termoelettrica, che sono analizzati separatamente:



(a)



(b)

Figura 1: Totale emissioni annue (in tonnellate) suddivise per i diversi scenari e i diversi inquinanti: NOx e SOx (a), CO, PM2.5 e PM10 (b)

A causa della grande diversità tra gli ordini di grandezza, i risultati rispetto alle emissioni di CO₂ sono presentati separatamente:

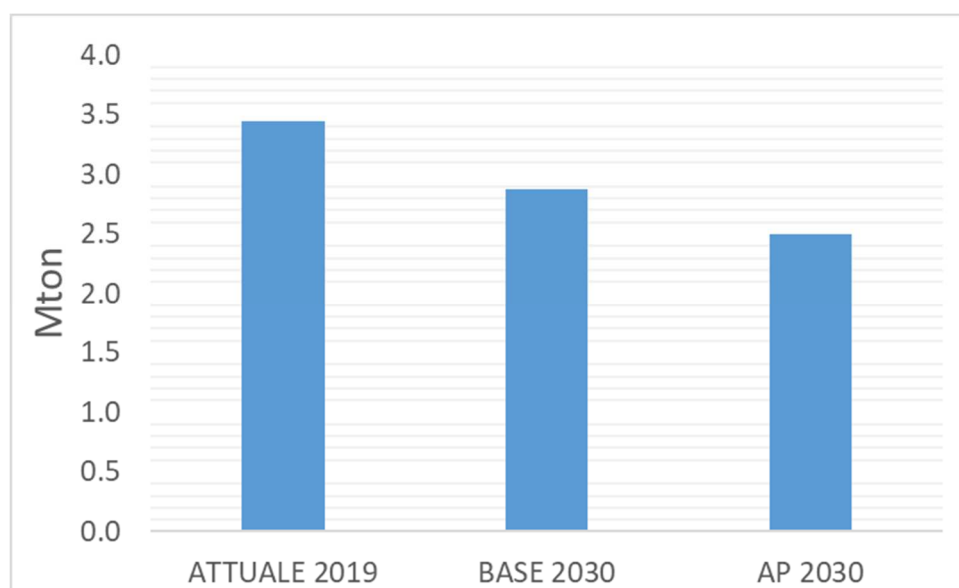


Figura 2: Emissioni di CO₂ per i tre scenari analizzati

Per poter comprendere meglio i risultati, è opportuno calcolare la variazione percentuale rispetto alla situazione attuale, riportata in Tabella 10:

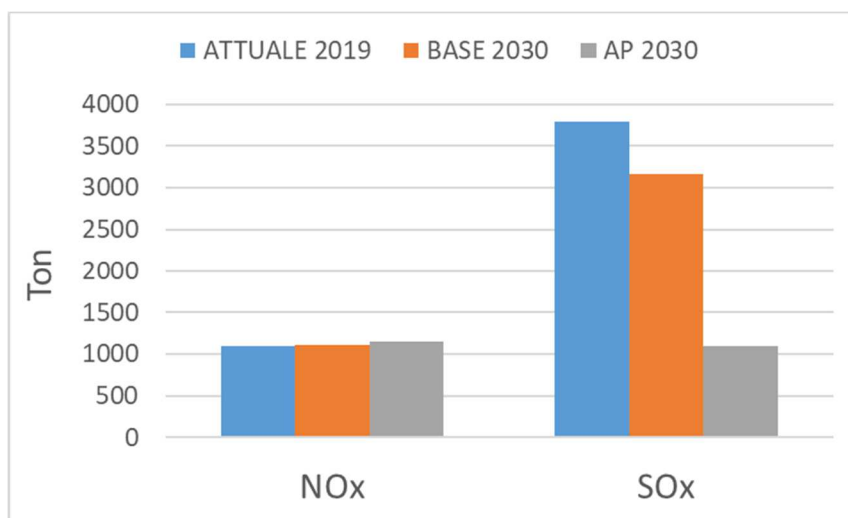
Tabella 10: Variazioni percentuali emissioni totali annue

Variazione Percentuale			
	ATTUALE 2019	BASE 2030	AP 2030
PM2.5	-	-23.2	-45.6
PM10	-	-25.3	-42.4
NOx	-	-12.8	-21.4
SOx	-	-28.0	-44.8
CO	-	-14.7	-35.3
CO₂	-	-16.4	-27.6

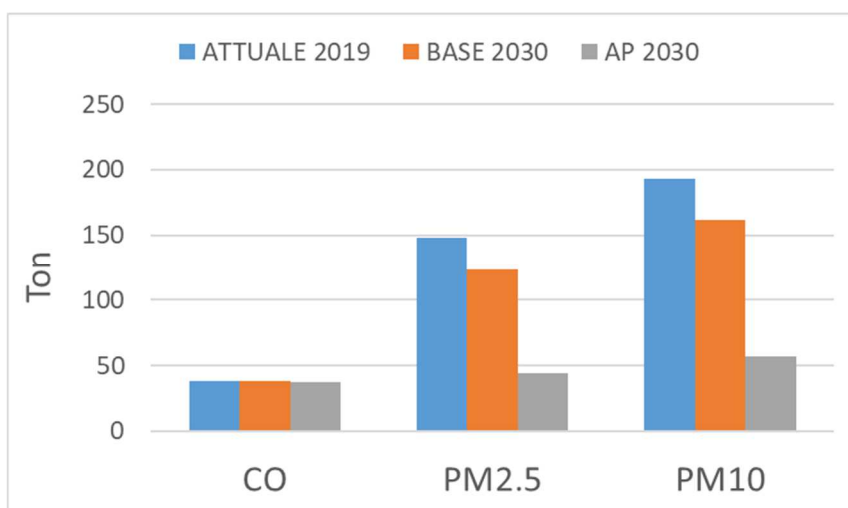
Come si può notare, le emissioni vengono ridotte per tutti gli inquinanti considerati, con notevole diminuzione delle emissioni di poveri sottili e di zolfo. Questo è dovuto alla riduzione degli impianti alimentati a gasolio e a combustibili pesanti, i quali sono noti per la elevata produzione di particolato e di zolfo, nel caso in cui i combustibili ne contengano alte percentuali.

7.8 Risultati Analisi Ambientale – Settore Termoelettrico

Analogamente a quanto illustrato in precedenza, è utile analizzare i risultati ottenuti dal calcolo e dal confronto delle emissioni. Come già accennato, il settore termoelettrico è analizzato separatamente dato l'elevato valore strategico che riveste. Infatti, anche nel caso in cui il gas naturale non fosse impiegato in maniera diffusa negli altri settori analizzati, potrebbe essere utile valutare la sola conversione degli impianti di generazione termoelettrica della Regione Sardegna. In accordo a quanto illustrato nel capitolo 3 "Potenziali di penetrazione del metano in Sardegna" del report T3.3.1, si ipotizza un intervento di decarbonizzazione solo per gli impianti di Fiumesanto e Sulcis, mentre la raffineria Sarroch continuerebbe ad alimentare la centrale Sarlux.



(a)



(b)

Figura 3: Totale emissioni annue (in tonnellate) suddivise per i diversi scenari e i diversi inquinanti: NOx e SOx (a), CO, PM2.5 e PM10 (b) – SETTORE TERMOELETTRICO

Analogamente, si riportano i valori di emissione per la sola CO₂.

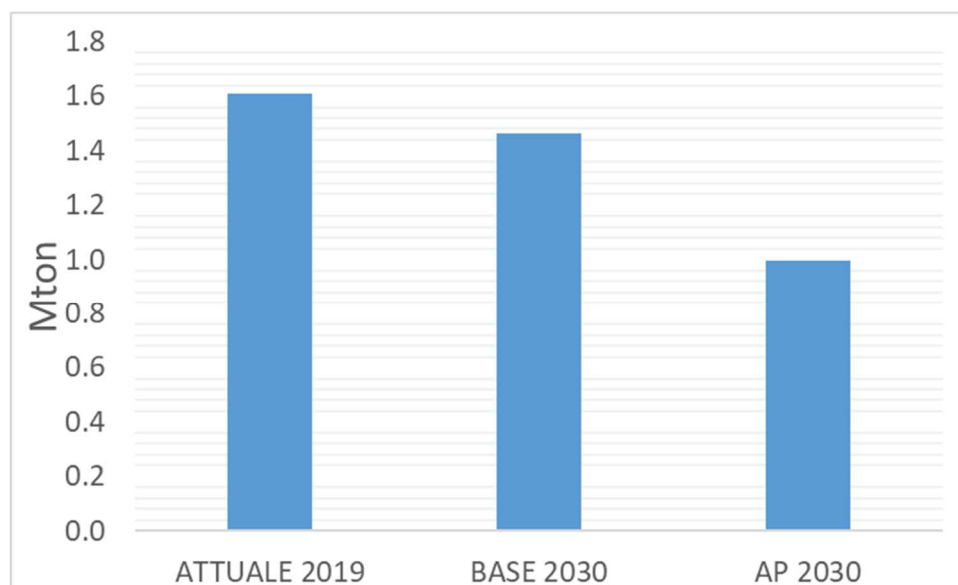


Figura 4: Emissioni di CO₂ per i tre scenari analizzati - SETTORE TERMOELETTRICO

In Tabella 11 vengono presentate le variazioni percentuali ottenute dal confronto dei totali di emissione annui per i tre scenari considerati.

L'analisi dei risultati mostra che, in generale, la tendenza di decrescita degli inquinanti è fortemente a favore della diminuzione di particolato ed ossidi di zolfo. Per quanto riguarda gli ossidi di azoto, vi è una variazione positiva del 1.3% per lo scenario base e del 5.5% nel caso dello scenario AP. Questo è dovuto alla particolare condizione che si sta considerando, ossia una sostituzione di impianti alimentati con un solo tipo di combustibile (carbone), il cui impatto ambientale maggiore è insito nella elevata produzione, in fase di combustione, di particolato ed ossido di zolfo.

Tabella 11: Variazioni percentuali emissioni totali annue - SETTORE TERMOELETTRICO

Variazione Percentuale - Settore Termoelettrico			
	ATTUALE 2019	BASE 2030	AP 2030
PM2.5	-	-16.4	-70.3
PM10	-	-16.4	-70.5
NOx	-	+1.3	+5.5
SOx	-	-16.5	-71.0
CO	-	-0.7	-2.8
CO2	-	-8.9	-38.1

7.9 Risultati Analisi Ambientale – Settore Trasporto Terrestre

Per valutare i possibili effetti indotti dalla adozione del GNL per la copertura di una parte dei consumi legati al trasporto su strada, nella Regione Sardegna, occorre tenere a mente i seguenti aspetti:

- I consumi legati ai trasporti costituiscono una sorgente rilevante, sia nella produzione di CO₂ sia in quella di particolato, NOx ed altri inquinanti;
- L'inquinamento derivante dal traffico veicolare sarà soggetto ad una progressiva riduzione legata alla naturale sostituzione dei mezzi obsoleti facenti parte del parco circolante con mezzi più moderni che siano adeguati alle normative antiinquinamento già attualmente in vigore o previste, che sono via via più stringenti riguardo alle emissioni in atmosfera, quali EURO VI ed EURO VII (previsto per il 2026);
- La riduzione delle emissioni legata al rinnovo del parco circolante può avvenire in modo naturale o essere e guidata da sistemi di incentivazione e di promozione.

In questo quadro generale che prevede una graduale riduzione delle emissioni inquinanti legata al progressivo svecchiamento del parco circolante, si può stimare che vi possa essere una ulteriore riduzione delle emissioni, legata alla quota parte di nuove immatricolazioni costituita da veicoli alimentati, in maniera esclusiva o dual, con GNL invece che con combustibili tradizionali.

Per calcolare questo contributo è necessario definire la quota parte di nuove immatricolazioni previste nel periodo di riferimento e considerare che una percentuale di essi sarà alimentata con gas metano, proveniente dalle forniture di GNL alla Regione Sardegna.

Inoltre, si può stimare che il contributo alla riduzione di ogni singolo veicolo per chilometro sia dato dalla differenza tra l'emissione di inquinanti dei veicoli, adeguati alla normativa vigente, e l'emissione di inquinanti delle corrispondenti auto alimentate a gas naturale, per chilometro percorso.

Il contributo totale si ottiene moltiplicando il contributo unitario per la quota parte del totale di km percorsi da veicoli a metano, acquistati come alternativa agli Euro VI e VII Diesel, nei diversi scenari evolutivi.

Come si evince dalla descrizione precedente, il quadro dell'effettiva riduzione delle emissioni di inquinanti, legata all'utilizzazione di veicoli alimentati a gas metano, presenta vari aspetti di incertezza e non è di immediata valutazione.

Vi sono due semplici effetti concomitanti che devono essere considerati, quando si vuole valutare l'impatto dei possibili scenari di sostituzione di parte del parco circolante con veicoli a metano.

Da un lato occorre tenere conto della variegata e complessa distribuzione di categorie di veicoli all'interno del parco circolante e di come esse saranno sostituite veicoli nuovi, dall'altro, si può osservare che, per fortuna, i veicoli nuovi che, di anno in anno entrano a far parte del parco circolante, in sostituzione ai veicoli esistenti, sono tutti veicoli adeguati alle norme più aggiornate e, quindi, almeno a EURO VI.

Ci si aspetta che vi sarà un notevole contributo alla riduzione degli inquinanti legata essenzialmente alla entrata in vigore delle normative antinquinamento e al normale rinnovo del parco circolante⁴.

Solo una percentuale, anche se non trascurabile, di veicoli moderni è costituita da veicoli alimentati con gas naturale e si può pensare che il contributo di riduzione sia corrispondente alla differenza di emissioni di un veicolo a gas metano e un veicolo EURO VI ultima generazione.

È da osservare che, per fortuna, i limiti EURO VI sono molto stringenti e ciò rende minime le differenze di emissioni tra un Diesel EURO VI e un veicolo a metano, le differenze maggiori sono legate alle tecnologie che è necessario impiegare per ottenere il rispetto della normativa.

È anche però da ricordare che i veicoli ad accensione comandata sono stati storicamente progettati ed ottimizzati per funzionare a benzina, e non ci si dovrebbe quindi a priori aspettare una riduzione delle emissioni in seguito al passaggio ad un carburante diverso.

Ad esempio, la combinazione della minore produzione di CO₂, per kWh da combustibile, e della contestuale minore efficienza del motore alimentato a metano fa sì che la riduzione delle emissioni di CO₂, per motori a combustione interna, sia limitata a solo il 10% circa, e tale valore sia affetto da una ampia banda di incertezza legata alle prestazioni dei singoli motori.

Questa considerazione è valida per la produzione di g CO₂/km e, in misura anche maggiore, per tutti gli inquinanti. Per questo motivo, per una stima di massima si possono utilizzare valori medi purché si tenga conto del fatto che essi sono affetti da una banda di incertezza molto ampia e talvolta maggiore del valore stesso^{4, 5, 6}.

Osservando le emissioni di polveri sottili, aspetto in cui la combustione del metano è più pulita del diesel, dobbiamo anche osservare che, per poter essere adeguati alle norme EURO VI, gli attuali motori a combustione interna sono dotati di sistemi di abbattimento del

⁴ Clairotte, M., Suarez-Bertoa, R., Zardini, A.A. *et al.* Exhaust emission factors of greenhouse gases (GHGs) from European road vehicles. *Environ Sci Eur* **32**, 125 (2020). <https://doi.org/10.1186/s12302-020-00407-5>

⁵ K. Cheenkachorn, C. Poornipatpong, C. G. Ho, Performance and emissions of a heavy-duty diesel engine fuelled with diesel and LNG (liquid natural gas), *Energy*, Vol. 53, 2013, Pag 52-57, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.027>.

⁶ EEA Report No 13/2019 EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 Technical guidance to prepare national emission inventories, ISSN 1977-8449 https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/e0473b3047bf435b95cf245894a9b197; https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/2B5XD6Z9OG

particolato. Questi dispositivi, benché delicati, complessi e con notevoli esigenze di manutenzione, portano le emissioni di particolato a livelli analoghi o inferiori a quelli e della combustione del metano.

Anche in questo caso le emissioni di veicoli a metano e diesel EURO VI è contenuta e affetta da grande incertezza ^{6, 7}.

Oltre a questi due aspetti, che giocano a favore dell'uso di motore a combustione interna alimentati LNG, rimangono poi gli aspetti in cui i motori a metano sono penalizzati, per il quali permangono considerazioni simili alle precedenti sull'entità e sull'incertezza riguardo alla penalizzazione legata al loro impiego ^{4, 8}.

Le emissioni di NOx vedono i veicoli alimentati a GN leggermente penalizzati rispetto a quelli dotati di motore convenzionali a combustione interna per veicoli pesanti ⁹.

Infine, occorre considerare le emissioni di idrocarburi e, in particolare, di metano stesso. Queste perdite sono, ad esempio, frequenti durante le operazioni di carico e scarico serbatoi, o nelle fasi di rifornimento. Data la natura gassosa del metano, esso è più facilmente soggetto a fenomeni di emissione accidentale. Questo fenomeno penalizza i motori a metano al punto da controbilanciare, nel complesso, i vantaggi che si ottengono rispetto alle emissioni di CO₂ e di particolato, e di riportare sullo stesso livello il computo totale delle emissioni, considerando lo stato attuale.

A questo riguardo è disponibile un'ampia e complessa letteratura da cui sono tratti alcuni esempi, come quelli riportati in bibliografia, che mostra un'ampia dispersione dei risultati e che può sembrare apparentemente controversa ma mostra semplicemente l'incertezza dei risultati sperimentali.

In ogni caso, facendo riferimento principalmente all' articolo ¹⁰ e individuando come contributo unitario di riduzione generato da un veicolo a metano rispetto ad un veicolo EURO VI (espresso in g/km), si possono individuare i seguenti parametri:

- CO₂ -10%;
- Particolato -15%;
- NOx +15%;
- HC +30%.

⁷ O. Delgado, R. Muncrief, Assessment of Heavy-Duty Natural Gas Vehicle Emissions: Implications and Policy Recommendations, - White paper. Published: 2015.07.30

⁸ Vermeulen, R. J. (2019). Emissions testing of a Euro VI LNG-diesel dual fuel truck in the Netherlands. Den Haag: TNO.

⁹ Transport & Environment: "Do gas trucks reduce emissions?", September 2018.

<https://www.transportenvironment.org/publications/do-gas-trucks-reduce-emissions/>;

NGVA: <https://www.ngva.eu/medias/comments-on-the-te-report-do-gas-trucks-reduce-emissions/>;

T&E: <https://www.transportenvironment.org/publications/do-gas-trucks-reduce-emissions-your-questions-answered>.

¹⁰ Vermeulen, R. J., 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. Den Haag: TNO.

Da notare come, anche alla luce delle considerazioni illustrate in precedenza, non tutti i contributi percentuali sono negativi.

A titolo esemplificativo, si possono considerare le riduzioni di CO₂ e NO_x per lo scenario riportato nel *prodotto T3.3.1*, al capitolo “*Analisi del potenziale di penetrazione del GNL nel parco autocarri circolante*”. Seguendo l’ipotesi più ottimistica, che corrisponde ad un’incidenza dei veicoli alimentati a GNL sul totale del parco circolante nel 2030 pari al 18.5%, che si traduce in un volume di 54 Mvkm/anno, e assumendo come fattori di emissione medi quelli riportati nell’*“EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook”*:

- NO_x: 33.37 g/kg Diesel
- CO₂: 3.169 kg/kg Diesel

Nella stessa pubblicazione è riportato il valore di 240 g Diesel/km come tipico consumo di carburante per chilometro per un veicolo pesante.

Mettendo insieme questi dati si ottengono le seguenti variazioni a livello di emissioni:

- NO_x: +64.87 ton/anno
- CO₂: -4107 ton/anno

Si può osservare come questi valori di esempio, positivi o negativi che siano, affetti dalle incertezze sopra menzionate, siano comunque di tre ordini di grandezza inferiori ai contributi inerenti ai settori analizzati in precedenza (residenziale, terziario, industriale, trasporto marino e termoelettrico), facendo risultare il settore dei trasporti quindi trascurabile nel computo finale in termini di impatto ambientale e riduzione delle emissioni.

7.10 EU Emission Trading System

Quando si considera l’ambito delle emissioni ambientali, è fondamentale ricordare che l’Unione Europea, a partire già dai primi anni 2000 (Direttiva 2003/87/CE), ha sviluppato e reso operativo il primo mercato dei titoli per le emissioni di gas a effetto serra (l’EU Emission Trading System - ETS). L’EU ETS è principale strumento adottato dall’Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell’aviazione, costituendo un mercato di scambio titoli che tengano in considerazione il valore economico delle emissioni evitate. Il mercato ETS è descritto in modo dettagliato all’interno dell’*EU ETS Handbook*¹¹. L’efficacia di questo sistema di trading è stata valutata in una riduzione, per l’area EU nel periodo 2008-2018, del 3.8% delle emissioni di CO₂ globali rispetto ad uno scenario senza regolamentazione¹². Inoltre, al giorno d’oggi rimane il mercato di scambio di titoli ambientali più grande al mondo.

¹¹ https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf

¹² Patrick Bayer, Michaël Aklın, “The European Union Emissions Trading System reduced CO₂ emissions despite low prices”, *Proceedings of the National Academy of Sciences* Apr 2020, 117 (16) 8804-8812; DOI: 10.1073/pnas.1918128117

Il sistema si basa su un meccanismo detto “*cap&trade*”: viene fissato un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (cap) a cui corrisponde un equivalente numero “quote” (1 ton di CO₂eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (trade). Il sistema ETS pone un limite alle emissioni di inquinanti e favorisce pratiche che portano a circoli virtuosi nelle attività ad alto impatto ambientale. Questo è vero considerando sia attività con elevato impatto negativo sia con un elevato impatto potenziale positivo. Il sistema di scambio titoli permette di aprire il mercato di scambio titoli ambientali anche a soggetti che, per tipo attività o per le tecnologie impiegate, sono già caratterizzati da un impatto ridotto.

Il sistema è nato nel 2005, ed è stato articolato in diverse fasi che si sono articolate nel tempo¹³:

- fase 1: 2005-2007;
- fase 2: 2008-2012;
- fase 3: 2013-2020;
- fase 4: 2021-2028.

Nel mese di gennaio 2021 è iniziata la fase n.4 che prevede una riduzione annuale delle emissioni del 2.2% (in confronto al 1.74% previsto per il periodo 2015-2020)¹⁴. La fase quattro assume rilevanza particolare in quanto viene confermata l’istituzione di un meccanismo di stabilizzazione del mercato, che serve a prevenire le eccessive oscillazioni del valore dei certificati, in particolare in ribasso. Questa operazione si è resa necessaria per evitare il ripetersi di situazioni in cui non vi fosse alcun interesse a produrre ed acquisire i certificati e, di conseguenza, diminuisse l’interesse economico per la riduzione delle emissioni. Infatti, il prezzo dei certificati non è stabilito in maniera fissa, ma si determina in base alle regole di scambio che sottendono al sistema ETS. Nel corso degli anni, il prezzo dei certificati è stato molto variabile, in dipendenza anche a diversi eventi economici su scala mondiale che si sono verificati. Questo è un problema che va considerato, ad esempio l’Inghilterra ha fissato un prezzo di legge, che deve essere utilizzato in sede legale per dirimere le controversie¹⁵.

Se si osservano gli andamenti storici temporali del prezzo dei certificati per il mercato ETS¹⁶, riportati in Figura 5, è chiaro come gli andamenti siano difficili da prevedere, ma in generale vi è un incremento del valore all’inizio e alla fine di ogni fase. Per quanto riguarda i valori minimi e massimi, si osserva che il prezzo oscilla una elevata variabilità pari a circa 1 ordine di grandezza, passando da circa 3.5 a circa 35 €/tonCO₂eq (ricordando che 1 quota equivale a 1tonCO₂eq).

¹³ <https://climatepolicyinfohub.eu/eu-emissions-trading-system-introduction>

¹⁴ https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en

¹⁵ <https://www.gov.uk/government/publications/determinations-of-the-eu-ets-carbon-price>

¹⁶ <https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/>

Osservando il profilo, si sarebbe tentati ad individuare una sovrastima del valore nel periodo iniziale, determinata da una sorta di acquisizione preventiva dei titoli, che non è confermata nel periodo centrale delle fasi.

A titolo di esempio, il valore corrispondente alla riduzione di 0.9 MtonCO_{2eq} (corrispondente alla riduzione, per lo scenario ALTA PENETRAZIONE, dei settori residenziale, terziario, industriale e trasporto marittimo, rif. paragrafo “7.7 Risultati Analisi Ambientale – Settori Residenziale, Terziario, Industriale e Trasporto Marino”), sarebbe pari a circa 10 milioni di euro se i titoli valessero 4 €/tonCO_{2eq}, mentre varrebbe circa 80milioni di euro se i titoli valessero 32 €/ tonCO_{2eq}.

In queste condizioni è molto difficile quantificare con un valore significativo o, anche, solo sensato il valore corrispondente alla riduzione di 0.9 MtonCO_{2eq} senza effettuare un errore possibile di un ordine di grandezza e, tanto meno, prevedere un valore realistico, in prospettiva, per i prossimi anni, fino al 2030.

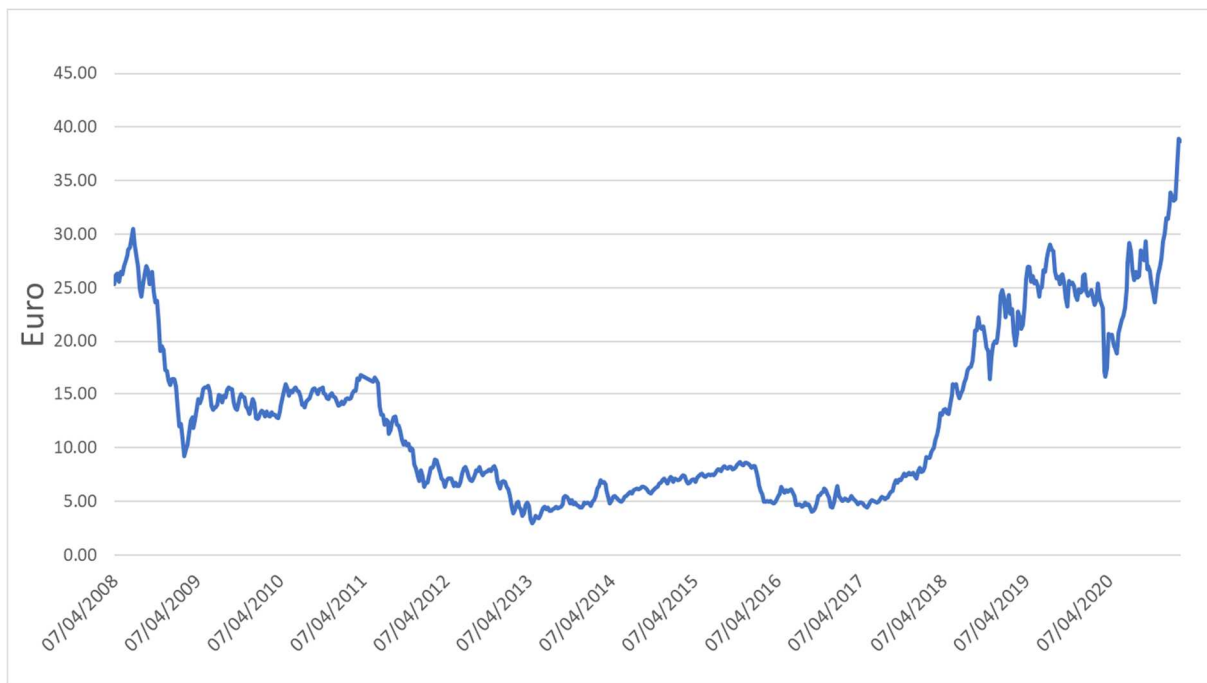


Figura 5: Serie storica del valore giornaliero dei titoli ETS in Euro – Fonte: ember-climate.org

7.11 Conclusioni

Alla luce dei risultati ottenuti ed illustrati nei paragrafi precedenti è possibile affermare che, soprattutto per i settori residenziale, terziario, industriale e dei trasporti marittimi, le emissioni inquinanti vengono ridotte dall'adozione di nuove tecnologie basate sul GNL, in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili. I risultati ottenuti dalla presente analisi sono da considerarsi in linea con quelli riportati all'interno del Prodotto T1.5.1 "Report tecnico di analisi dei requisiti" sviluppato da UNIGE-CIELI nell'ambito dello stesso progetto SIGNAL. Le due analisi, sebbene con obiettivi e approcci differenti, mostrano come l'adozione del GNL in sostituzione dei combustibili fossili tradizionali, contribuisca alla riduzione delle emissioni per gli ambiti analizzati.

Considerando invece, i settori individuali della produzione termoelettrica su larga scala e il trasporto terrestre, la situazione non è omogeneamente positiva: infatti, soprattutto per gli NO_x, in entrambi i casi ci sarebbe un aumento dei livelli di emissione, anche se contenuto. Per quanto riguarda il settore dei trasporti terrestri, i numeri associati alle emissioni del settore risultano essere molto più piccoli in percentuale rispetto ai contributi calcolati per gli altri ambiti considerati. Vale la pena menzionare che, soprattutto nel settore del trasporto terrestre, l'incertezza con cui sono presentati i risultati anche in letteratura è molto grande e rispecchia la complessità di un problema che dipende da moltissime variabili (tipo di guida, strada considerata, carico del veicolo, traffico, ecc).

È poi possibile valutare anche gli effetti economici dei benefici ambientali riferendosi al mercato EU ETS (Emission Trading System), assegnando un valore in euro ad ogni tonnellata di CO₂ equivalente non emessa in atmosfera, a seguito degli scenari proposti. Questa operazione è però resa complessa dalla alta variabilità nel tempo del valore dei titoli scambiati all'interno del mercato stesso, variabilità che si attesta intorno ad un fattore 10. Ciò impone di usare particolare cautela nell'interpretazione dei risultati, soprattutto rende molto difficile poter esprimere una previsione con orizzonte temporale al 2030.

A questo proposito, qualora si necessitasse di un approfondimento per il settore portuale, è possibile fare riferimento alle "Linee Guida per la redazione dei Documenti di Pianificazione Energetico Ambientale dei Sistemi Portuali DEASP"¹⁷ che fornisce tutti gli elementi per poter applicare una metodologia di analisi del problema più specifica.

¹⁷ https://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/notizie/CLE/lg_deaspfinale.pdf