



**Piano decennale di sviluppo
della rete di trasporto di gas naturale 2016-2025**

**SCHEMA DI PIANO AI SENSI DELLA
DELIBERAZIONE AEEGSI 28 GIUGNO 2016
351/2016/R/GAS**

8 settembre 2016

1. Premessa	3
2. Sintesi degli elementi essenziali del Piano Decennale	4
2.1. Descrizione di dettaglio delle caratteristiche della rete di trasporto (cfr. Art 2.1 a))	4
2.2. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi (cfr Art 2.1 b)).....	6
2.3. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio successivo (cfr. Art 2.1 c)).....	7
2.4. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse (cfr Art 2.1 d)).....	8
2.5. Elementi (dimensionali, economici e finanziari) di ciascuno dei progetti (cfr. Art 2.1 e)).....	8
2.6. Analisi costi/benefici per ciascuno dei progetti (cfr. Art 2.1 f))	10
2.7. Spesa di investimento previsto nello scenario di Piano (cfr. Art 2.1 g))	11
2.8. Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale previsto nello scenario di Piano (cfr. Art 2.1 h)).....	12

1. Premessa

1. In ottemperanza alle disposizioni della Delibera dell'AEEGSI 351/2016/R/GAS (di seguito anche "*Delibera*"), nel presente Schema di Piano Decennale di Sviluppo della Rete (di seguito anche "*Schema di Piano*") Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A. (di seguito anche "*ITG*" o la "*Società*") intende fornire una sintesi delle informazioni necessarie alla valutazione circa l'economicità e l'efficienza degli investimenti proposti.
2. Ai fini di un approfondimento complessivo sia delle tematiche del trasporto, sia degli interventi proposti nello Schema di Piano, si rimanda alla lettura del Piano Decennale di Sviluppo 2016-2025 di ITG, pubblicato sul sito Internet della Società. Tale documento ha solo scopi di informazione, dunque ai fini del processo di consultazione si dovrà fare riferimento esclusivamente al presente "Schema di Piano".

2. Sintesi degli elementi essenziali del Piano

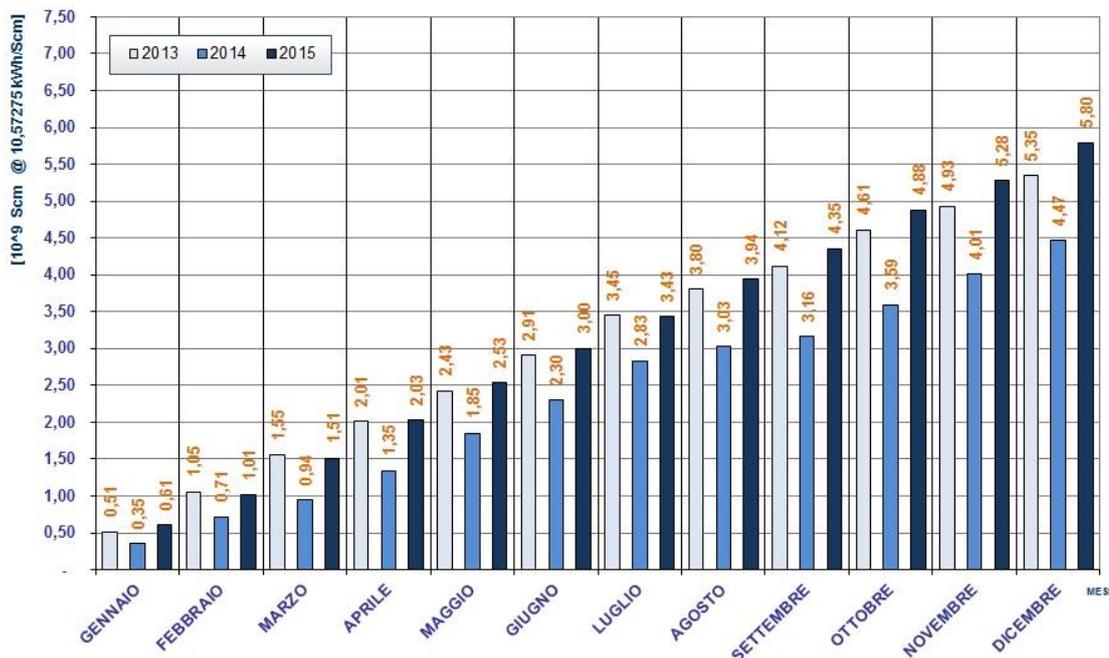
2.1. Descrizione di dettaglio delle caratteristiche della rete di trasporto (cfr. Art. 2.1 a))

3. Per quanto concerne la rete di trasporto di gas naturale di proprietà ed in gestione di ITG, denominato “*Metanodotto Cavarzere-Minerbio*”, si fornisce, di seguito, una descrizione dello stato di consistenza della stessa.
4. E’ utile sin d’ora evidenziare che non sono stati programmati interventi di rilievo sulla infrastruttura, in quanto ITG non ha ricevuto richieste di allacciamento o di incremento della capacità e, inoltre, non ritiene necessario un potenziamento della stessa ai sensi dell’art. 8 Decreto Legislativo 93/2011 (di seguito, “*D.Lgs. 93/2011*”). ITG garantisce l’esecuzione degli usuali interventi di aggiornamento tecnologico degli apparati obsoleti e per l’incremento della sicurezza, al fine di consentire la piena ed efficiente operatività nel tempo.
5. Il sistema di trasporto in oggetto consiste nel metanodotto di 1a specie “*Metanodotto Cavarzere – Minerbio*”. Tale sistema appartiene alla Rete Nazionale Gasdotti (D.M. 1.8.2008 del Ministero dello Sviluppo Economico) ed interconnette l’entry-point di Cavarzere, asservito al terminale di rigassificazione *off-shore* posto a largo di Porto Viro (provincia di Rovigo), con l’*hub* di Minerbio. Il terminale di rigassificazione è di Terminale Adriatic LNG, proprietario e gestore dell’infrastruttura, mentre l’*hub* di Minerbio è di Snam Rete Gas (di seguito “*SRG*”) in qualità di proprietario e gestore dell’infrastruttura.
6. Il percorso del metanodotto si sviluppa per circa 83,4 km, da Cavarzere (Provincia di VE) sino all’interconnessione con SRG presso Minerbio (Provincia di BO).
7. Il sistema è costituito essenzialmente da:
 - Stazione di lancio Pig a Cavarzere con trappola bi-direzionale;
 - Linea interrata;
 - 15 Punti di Intercettazione Linea (PIL);
 - Stazione di Minerbio comprensiva di trappola bi-direzionale ricecimento Pig, Sistema di Filtrazione, Misura Fiscale ed Analisi Gas;
 - Sistema di tele-controllo;
 - Sistema di protezione catodica a corrente impressa.
8. Il metanodotto, attraversando la bassa pianura veneta ed emiliana, interessa le seguenti province: Venezia, Rovigo, Ferrara e Bologna ed in particolare i comuni di Cavarzere, Adria, Ceregnano,

Gavello, Crespino, Berra, Copparo, Ferrara, Masi Torello, Voghiera, Argenta, Baricella, Minerbio. La condotta è completamente interrata. Le uniche parti impiantistiche fuori terra sono i Punti di Intercettazione Linea (PIL) e le stazioni di trappola e quella di misura. Le principali caratteristiche dell'impianto sono riportate nella tabella seguente:

Fluido Trasportato	gas naturale
Lunghezza della condotta	83,4km
Diametro nominale della condotta	36 pollici
Pressione massima di esercizio	75 bar
Portata massima del metanodotto	26,4 milioni Sm ³ /g
Materiale di costruzione	acciaio L450MB conforme alle norme dell'American Petroleum Institute (API)

9. I flussi di gas sul metanodotto sono controllati in tempo reale, 24 ore su 24, 365 giorni all'anno, da un'apposita sala controllo avente funzione di centro di dispacciamento e ubicata a Sambuceto di San Giovanni Teatino (Provincia di Chieti). Il presidio operativo dedicato alle attività di sorveglianza, di esercizio e di manutenzione del metanodotto è ubicato a Ferrara a distanza baricentrica tra i due estremi del metanodotto. Il presidio di Ferrara garantisce inoltre il pronto intervento in reperibilità in caso di emergenze.
10. Infine, nel triennio precedente alla redazione del Piano, non sono state rilevate criticità e/o congestioni nel funzionamento dell'infrastruttura.
11. Nel grafico sottostante si raffigura il gas transitato negli anni 2013-2014 e 2015, suddiviso in forma cumulata mensile.



12. Si riporta di seguito il livello di utilizzo della infrastruttura.

Anno	Imnesso in rete (Scm @ 10,575275 kWh/Scm)
2013	5.348.863.522
2014	4.468.574.882
2015	5.796.417.247

2.2. Principali infrastrutture di trasporto da costruire o potenziare nei dieci anni successivi (cfr Art. 2.1 b))

13. ITG ha approfondito negli ultimi due anni, come rilevabile dai Piani 2014-2023 e 2015-2024, presentati dalla società e disponibili nel sito internet istituzionale (<http://www.infrastrutturetg.it/piano-di-sviluppo>), un progetto che prevede il collegamento delle isole maggiori tirreniche (Sardegna, Corsica ed Elba) al continente, partendo dalla zona di Piombino.
14. Considerata la recente rinuncia di GRTgaz al progetto Cyrenée, come si evince dal sito internet del trasportatore francese, nonché della rinnovata attualità del progetto GALSI, recentemente reinserito tra i progetti di interesse comunitario "PCI", sono venute meno le condizioni.

15. Inoltre non si ravvisa un interesse della Amministrazione francese, circa il progetto di interconnessione con la Corsica, come peraltro rilevato dalla Direzione Generale per la Sicurezza dell'Approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche (DGSAIE) nel proprio parere del 25 maggio 2016. Per questi motivi l'azienda, allo stato attuale, focalizza la sua attenzione sul collegamento con l'Isola d'Elba, positivamente valutato nel sopracitato parere e ritenuto dallo stesso Ministero dello Sviluppo Economico a carattere "*prioritario*", rimandando le valutazioni circa futuri sviluppi verso Corsica e Sardegna nel momento in cui dovessero crearsi le condizioni politiche necessarie per la realizzazione di questo progetto.
16. Il collegamento tra Piombino e l'isola l'Elba, consiste nella realizzazione di un gasdotto di circa 30 Km di lunghezza per una capacità di trasporto totale pari a circa 60.000 Sm³/giorno, per una previsione di consumo di circa 20 milioni Sm³/anno. Il punto di arrivo della connessione è stato individuato nella frazione di Cavo, all'estremità nord-orientale dell'Isola d'Elba.
17. Questo progetto, ovvero il collegamento tra Piombino e l'isola l'Elba, viene di seguito denominato progetto "**ITG-Elba**"
18. Nella seguente figura è riportata un'indicazione di massima del tracciato del metanodotto:



2.3. Investimenti già decisi e da realizzare nel triennio successivo (cfr. Art. 2.1 c))

19. ITG non ha in corso di realizzazione nuovi tratti di metanodotto, inoltre la società non ha ricevuto formale richiesta di sviluppo della rete da parte di utenti del trasporto ai sensi del codice di rete vigente.
20. Ai fini dell'adozione della decisione di procedere con l'ipotesi di investimento "ITG-Elba", proposta presentata al precedente punto 2.2, è di fondamentale rilevanza ottenere la valutazione conclusiva da parte dell'AEEGSI, rispetto agli ambiti di competenza previsti dall'articolo 16 del D.Lgs. 93/2011.

2.4. Forme di coordinamento con gestori di reti di trasporto del gas ed altri operatori di infrastrutture connesse (cfr Art. 2.1 d))

21. Essendo il progetto completamente incluso nel territorio nazionale, non risulta necessario il coordinamento con gestori delle reti estere; con riferimento all'operatore SRG, in qualità di trasportatore direttamente interconnesso di monte, furono debitamente predisposti i format richiesti di progetto, e trasmessi entro i termini, nel mese di settembre antecedente all'anno di predisposizione del Piano, in linea con la previgente normativa (vedi Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 27 febbraio 2013, n. 65); inoltre dalle riunioni intercorse con la stessa SRG, non sono emerse significative difficoltà tecniche a condizione di procedere alla interconnessione alla tratta di rete nazionale di prima specie, stacco della dorsale adriatica, e che già raggiunge l'area di Piombino; sarà poi necessario individuare il punto di connessione più adeguato con la collaborazione di SRG, ma questo solo in fase di progettazione.
22. Sottolineiamo che l'intervento previsto da parte di ITG per la connessione dell'Isola d'Elba non include la realizzazione di una dorsale interna all'isola, con finalità di distribuzione del gas agli utenti finali, che rientrerebbe quindi negli obiettivi realizzativi della società di distribuzione dell'area in questione, attualmente non metanizzata.
23. A questo riguardo si nota l'inserimento dei comuni elbani nella gara d'ambito per l'ATEM Livorno (vedi Decreto dello Sviluppo Economico del 18 ottobre 2011). L'interlocutore sarà quindi definito in funzione dell'esito della gara che è in fase di approntamento.
24. ITG ha tuttavia già segnalato all'ATEM di Livorno la sussistenza del nostro progetto, affinché svolga l'opportuna istruttoria valutativa di competenza.

2.5. Elementi (dimensionali, economici e finanziari) di ciascuno dei progetti (cfr. Art. 2.1 e))

25. Una descrizione di dettaglio dell'investimento previsto è fornito al punto 2.7 dello Schema di Piano, mentre gli elementi di costo/beneficio analizzati sono discussi al punto 2.6, assieme ai relativi risultati. Gli investimenti da realizzare sono, dunque, relativi al collegamento "ITG-Elba", la cui realizzazione è prevista su un orizzonte temporale di circa quattro anni. Tale realizzazione è stata suddivisa in tre macro-fasi a partire dall'avvio del progetto:
 - Basic & Front-End Engineering Design: circa 1 anno
 - Permitting: circa. 2 anni, da iniziare al termine della fase Basic & Front-End Engineering Design;
 - Engineering, Procurement, Construction & Commissioning: circa. 2 anni, con inizio contestuale alle ultime attività della fase Permitting;

26. Dal punto di vista della domanda di gas, è stata presa in considerazione la domanda potenziale delle utenze civili, attraverso una progressiva sostituzione dei consumi di gasolio e GPL ad oggi presenti nell'isola, fino al raggiungimento di un consumo totale di 20 MSm³ al termine di un periodo di transizione di 3 anni (periodo relativamente breve in ragione delle limitate dimensioni geografiche).
27. Per quanto riguarda le riduzioni nei consumi di altri combustibili e la relativa contrazione nelle emissioni di CO₂ ad esse legati, i valori stimati sono riportati nella tabella seguente:

Anno	Emissioni CO ₂ (Ton/anno)	Gasolio GWht/y	GPL GWht/y
2021	630,8	8,6	3,0
2022	4263,6	57,8	20,2
2023	7896,4	107,1	37,3
2024	11529,2	156,4	54,5
2025	11529,2	156,4	54,5
2026	11529,2	156,4	54,5
2027	11529,2	156,4	54,5
2028	11529,2	156,4	54,5
2029	11529,2	156,4	54,5
2030	11529,2	156,4	54,5
2031	11529,2	156,4	54,5
2032	11529,2	156,4	54,5
2033	11529,2	156,4	54,5
2034	11529,2	156,4	54,5
2035	11529,2	156,4	54,5
2036	11529,2	156,4	54,5
2037	11529,2	156,4	54,5
2038	11529,2	156,4	54,5
2039	11529,2	156,4	54,5
2040	11529,2	156,4	54,5

28. In aggiunta all'analisi economica a livello di sistema, ITG ha inoltre valutato la sostenibilità finanziaria del progetto dal punto di vista del soggetto promotore, in coerenza con le linee guida del Cost Benefit Analysis (di seguito anche "**CBA**"), considerando come ipotesi l'applicazione di meccanismi di remunerazione previsti dalla regolazione vigente (Deliberazione AEEGSI 583/2015/R/Com e Deliberazione 514/2013/R/Gas) in ambito tariffario per il sistema italiano.
29. I risultati di tale valutazione hanno mostrato un tasso interno di rendimento in linea con il WACC base proposto dall'Autorità per il periodo regolatorio 2016-2021.
30. Per quanto riguarda il dettaglio dell'analisi economica di progetto, in ottemperanza alle linee guida della metodologia CBA:

- sono stati tenuti in considerazione i tre scenari di evoluzione del contesto globale del settore Energy (Scenario “Slow Progression”, Scenario “Blue Transition” e Scenario “Green Revolution”) previsti e forniti dalla stessa ENTSOG, sulla base delle proiezioni IEA. Questi scenari forniscono un’indicazione dei prezzi medi annui a tendere per gas naturale, petrolio, carbone e certificati di emissioni di anidride carbonica (per ulteriori dettagli si rimanda al punto 2.8 di questo Schema di Piano);
- sono stati calcolati i seguenti tre parametri economici: “Economic Internal Rate of Return”, “Net Present Value” ed “Economic Cost/Benefit Ratio”.

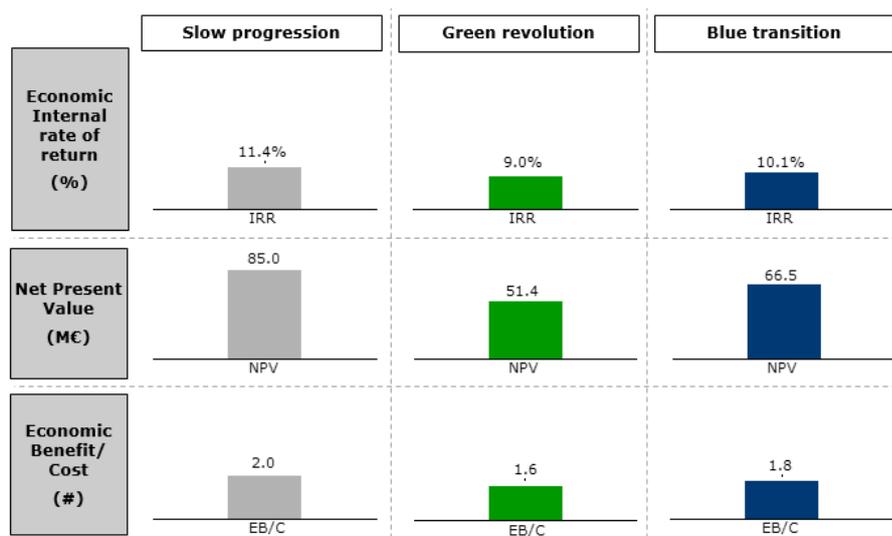
2.6. Analisi costi/benefici per ciascuno dei progetti (cfr. Art. 2.1 f))

31. In accordo con le linee guida presenti nella metodologia CBA sviluppata da ENTSOG, ITG ha effettuato un'analisi economica dei costi e dei benefici generati dal progetto a livello di sistema.
32. Tale analisi è stata effettuata per ciascuno degli scenari economici descritti in dettaglio al punto 2.8 di questo Schema di Piano.
33. Per quanto concerne i benefici, sono state individuate due aree di interesse:
 - Risparmi derivanti dalla riduzione del consumo dei combustibili ad oggi utilizzati nelle aree non metanizzate (quali, ad esempio, gasolio, GPL od olii combustibili);
 - Risparmi derivanti dalla conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ ad essi legate.
34. Dal punto di vista dei costi aggiuntivi sono stati considerati:
 - Costi relativi ai consumi di gas necessari per rimpiazzare i combustibili sopracitati;
 - Costi relativi alle emissioni di CO₂ associate a tali volumi di gas;
 - Investimenti infrastrutturali ed impiantistici necessari per il trasporto e la distribuzione del gas nelle aree individuate dal progetto e per la conversione delle abitazioni civili che ad oggi non risultano adibite all'utilizzo del gas naturale;
 - Gli oneri di mantenimento e gestione delle reti di trasporto e distribuzione.
35. I risultati ottenuti hanno confermato la bontà dell'iniziativa a livello di sistema, mostrando:
 - Un beneficio netto medio a regime di oltre 8 M€/anno, con un NPV compreso tra i 51 e gli 85M€ a seconda dello scenario di riferimento;
 - Un IRR superiore al 9% per ogni scenario considerato;

- Una forte resilienza dei benefici a fronte di variazioni dei costi di investimento, costi operativi e dei tempi di realizzazione, con diminuzioni del NPV nel caso sfavorevole non superiori al 4%.

36. In sintesi, il progetto risulta notevolmente “robusto” dal punto di vista delle ricadute economiche positive per il territorio interessato, con un beneficio per la collettività.

37. La figura seguente mostra in maniera sinottica i risultati di cui sopra:



2.7. Spesa di investimento previsto nello scenario di Piano (cfr. Art. 2.1 g))

38. Come già discusso al punto 2.5 di questo Schema di Piano, gli investimenti previsti per la realizzazione del progetto sono stati divisi in tre fasi.
39. Per quanto riguarda gli investimenti a carico di ITG, si stima un ammontare totale di circa. 21 M€, suddiviso nei quattro anni e mezzo precedenti all’avvio delle attività di trasporto.
40. A questi si andrebbero ad aggiungere gli investimenti a carico del gestore della rete di distribuzione locale per la realizzazione della rete di distribuzione (inclusivi dell’allacciamento e dell’eventuale conversione delle utenze presenti sul territori) per ulteriori 50 M€ circa.
41. Nella tabella che segue si evince la previsione di fabbisogno finanziario di ITG per cinque anni a decorrere dall’avvio del progetto.

Anno	Fabbisogno ITG (M€)
2017	0,3
2018	1,6
2019	11,4

2020	7,9
2021	0,0

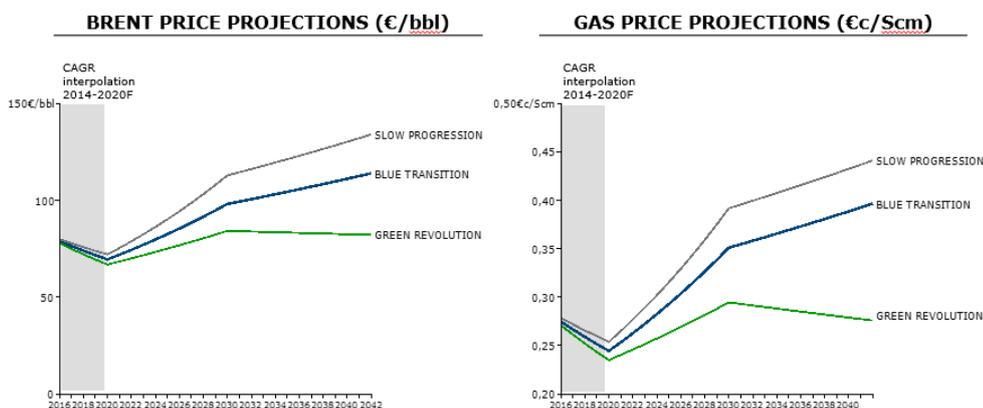
2.8. **Evoluzione degli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale previsto nello scenario di Piano (cfr. Art. 2.1 h)**

42. In coerenza con la metodologia CBA, il progetto è stato valutato su un orizzonte temporale di riferimento di 20 anni a partire dall'avvio delle attività di trasporto e sulla base di tre differenti scenari di contesto (con annessi livelli di domanda, offerta e, evoluzione dei prezzi delle commodity).

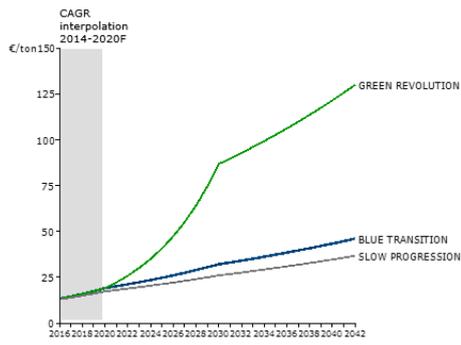
43. I tre scenari di contesto presi a riferimento sono tutti riportati nel report World Energy Outlook 2015, pubblicato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA, nel suo acronimo inglese):

- Scenario "Slow Progression" corrispondente alle proiezioni WEO 2015 "Current Policies".
- Scenario "Green Revolution" corrispondente alle proiezioni WEO 2015 "450".
- Scenario "Blue Transition", corrispondente alle proiezioni WEO 2015 "New Policies".

44. Nella figura seguente è possibile osservare le dinamiche evolutive in termini di prezzo dei principali prodotti rilevanti ai fini dell'analisi, negli scenari proposti da ENTSOG.



CO2 PRICE PROJECTIONS (€/ton)



COAL PRICE PROJECTIONS (€/ton)

