



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio
e del Mare*

COMMISSIONE TECNICA DI VERIFICA DELL'IMPATTO
AMBIENTALE - VIA E VAS

IL SEGRETARIO

Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio
e del Mare - Commissione Tecnica VIA - VAS

U. prot CTVA - 2012 - 0004764 del 21/12/2012



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E. prot DVA - 2012 - 0031503 del 27/12/2012

Al Sig. Ministro
per il tramite del Sig. Capo di Gabinetto

Sede

➔ Direzione Generale per le
Valutazioni Ambientali

Sede

Pratica N.:

Prof. Mittente:

OGGETTO: trasmissione parere n. 1129 CTVA del 14 dicembre 2012. Verifica di
assoggettabilità alla VIA progetto di modifica impianto IGCC della
centrale di Falconara Marittima dentro la raffineria modifica del
ciclo combinato CCPP a gas naturale, proponente Api Energia
stabilimento di Falconara Marittima.

Ai sensi dell'art. 11, comma 4 lettera e) del D.M. GAB/DEC/150/2007, e per le
successive azioni di competenza della Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali, si
trasmette copia conforme del parere relativo al procedimento in oggetto, approvato dalla
Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS nella seduta Plenaria del 14
dicembre 2012.

Si saluta.

Il Segretario della Commissione
(avv. Sandro Campilongo)

All. c/s

Ufficio Mittente: MATT-CTVA-US-00
Funzionario responsabile: CTVA-US-08
CTVA-US-06_2012-0192.DOC



dell'Impatto Ambientale
il Segretario della Commissione
VIA e VAS

La presente copia fotostatica composta
di N° fogli è conforme al
suo originale.
Roma, li 2012



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS

Parere n. 1129 del 14 dicembre 2012

Progetto	Verifica di Assoggettabilità VIA Progetto di modifica dell'impianto IGCC della centrale di Falconara Marittima dentro la raffineria. Modifica del ciclo combinato CCPP a Gas Naturale
Proponente	Api Energia stabilimento di Falconara Marittima

[Handwritten signatures and notes at the bottom of the page]

La Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS

VISTA la nota prot. CTVA - 2012-0002735 del 26/07/2012, acquisita dalla Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali con prot. n. DVA-2012-0017978 del 24/07/2012, con cui la Società API Energia s.p.a. ha richiesto, ai sensi dell'art. 20 del D.lgs. 152/06 e s.m.i., l'avvio della procedura di verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale del " *progetto di modifica dell'impianto IGCC. Modifica del ciclo combinato CCPP a gas naturale*";

VISTO il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante " *Norme in materia ambientale*" e s.m.i.;

VISTO il Decreto del Presidente della Repubblica del 14 maggio 2007, n. 90 concernente " *Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, a norma dell'articolo 29 del D.L. 4 luglio 2006, n.223, convertito, con modificazioni, dalla L. 4 agosto 2006, n. 248*" ed in particolare l'art.9 che ha istituito la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e VAS;

VISTO il Decreto Legge 23 maggio 2008, n. 90, convertito in legge il 14 luglio 2008, L. 123/2008 " *Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 23 maggio 2008, n. 90 recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania e ulteriori disposizioni di protezione civile*" ed in particolare l'art. 7 che modifica l'art. 9 del DPR del 14 maggio 2007, n. 90;

VISTO il Decreto Legge 6 luglio 2011, n. 98 convertito in legge il 15 luglio 2011, L. 111/2011 " *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 luglio 2011, n. 98 recante disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria*" ed in particolare l'art. 5 comma 2-bis;

VISTO il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell'organizzazione e del funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale – VIA e VAS;

VISTO il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/112/2011 del 20/07/2011 di nomina dei componenti della Commissione;

Documentazione Esaminata e sua pubblicazione

VISTA la nota prot. n. DVA-2012-0017978 del 25/07/2012, acquisita dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS (d'ora in avanti Commissione) con prot. n. CTVA - 2012-0002735 del 26/07/2012 con la quale la Direzione ha trasmesso alla Commissione, per i seguiti di competenza, **la documentazione progettuale presentata dalla Società API Energia s.p.a costituita da:**

- Documentazione amministrativa
- Progetto preliminare
- Studio Preliminare Ambientale

VISTE le osservazioni della regione Marche trasmesse con protocollo 06309190 del 14/09/2012/acquisite con prot. DVA-20120022141 del 17/09/2012 e acquisite da questa commissione con protocollo CTVA-2012-0003326 del 21/09/2012.

VISTA la documentazione integrativa presentata dal proponente con nota prot. CG-AD/cdm/aa/37 del 15/10/2012, acquisita con prot. DVA-2012-0025003 del 16/10/2012 e acquisita da questa commissione con protocollo CTVA-2012-0003829 del 25/10/2012.

VISTA la documentazione integrativa acquisita da questa commissione con protocollo CTVA-2012-0004186 del 20/11/2012.

VISTO il decreto AIA relativo alla **raffineria API** di Falconara Marittima: DVA-DEC-2010-0000167 del 19/4/2010

VISTO il decreto AIA relativo all'**impianto IGCC** di Falconara Marittima: DVA-DEC-2010-0000470 del 2/8/2010.

PRESO ATTO che sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 85 del 21/07/2012 il è stato pubblicato l'avviso che la **Società API Energia s.p.a.** ha depositato la documentazione di verifica di assoggettabilità alla procedura VIA, per la pubblica consultazione e presentazione di eventuali osservazioni ai sensi dell'articolo 20 comma 3 del D.Lgs n 152/2006 e s.m.i, presso:

- *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare* Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali via Cristoforo Colombo 44 00147- Roma
- *regione Marche*, servizio Territorio Ambiente ed Energia, via Tiziano 44 - Ancona
- *provincia di Ancona*, Dipartimento III governo del territorio, via Menicucci 1 - Ancona
- *comune Falconara Marittima*, settore Aspetto e Tutela del Territorio P.zza Carducci 1 - Falconara Marittima.

PRESO ATTO che non sono pervenute osservazioni da parte di terzi interessati, espresse ai sensi del comma 4 dell'art. 24 del D.Lgs. n.152/2006 così come modificato ed integrato dal Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4;

Progetto Preliminare

PRESO ATTO che dall'esame della documentazione presentata nel **progetto preliminare** sottoposto a **Verifica di assoggettabilità** si evince che:

API Energia propone di eseguire le **modifiche necessarie ad alimentare a gas naturale** (prevalentemente metano), anziché syngas, la sezione a ciclo combinato (CCPP) dell'esistente impianto IGCC localizzato all'interno del sito industriale API di Falconara Marittima (Ancona). Il cambiamento è motivato da una riduzione delle attività dell'impianto e una conseguente minore produzione di syngas,

Storia e descrizione del sito API Energia di Falconara Marittima

Il sito :

- nasce nel 1933 come deposito costiero di oli minerali. Nel 1950 entra in funzione la raffineria
- ha un estensione di circa 70 ettari ed è situato all'interno del comune di Falconara Marittima. Confina sui lati a nord-est e nord-ovest con il mare e con il fiume Esimo a sud-est con la

periferia dell'abitato di Falconara marittima, a sud-ovest con la strada statale adriatica 16, ed è attraversato dalla linea ferroviaria Ancona-Pesaro.

- o fornisce **prodotti petroliferi** ad un vasta area che comprende Marche, Umbria, Abruzzo e Emilia Romagna.
- o dal **2001 produce energia elettrica e vapore** (necessario alla raffineria) con un impianto di cogenerazione che utilizza come combustibile Syngas (gas di sintesi) ottenuto da idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di lavorazione della raffineria. Il processo prevede:
 - La combustione degli idrocarburi pesanti in presenza di vapore acqueo e a basso tenore di Ossigeno che, attraverso un processo di ossidazione parziale, produce Syngas: una miscela gassosa di CO, H₂, H₂O, H₂S con minime parti di CH₄.
 - Il gas così prodotto viene desolfurato, depurato in unità di lavaggio, sino a raggiungere caratteristiche qualitative dal punto di vista ambientale vicine a quelle del gas naturale.
 - il gas depurato è bruciato in una turbina a gas Almston modello GT13E2 da **188,6 MW** dotata di bruciatori a pre-miscelazione a bassa emissione di NOx., producendo vapore ed elettricità.
 - I gas di scarico entrano in una caldaia a recupero di energia in cui viene prodotto il vapore utilizzato per le attività della raffineria e per alimentare una turbina a vapore Ansaldo Energia che alimenta un generatore Elettrico Alstom che nelle normali condizioni operative produce **117,3 MWe**
 - Una piccola parte dell'elettricità prodotta è usata per le attività della raffineria. Il resto è immesso nella rete nazionale a condizioni stabilite dalla Convenzione CIP n 6 del 29 aprile 1992 (CIP6/92)
- o Attualmente l'impianto lavora a piena potenza per circa **8000 ore/anno produce 2.200 GWh/anno pari a circa il 25% del fabbisogno elettrico delle Marche.**

Localizzazione del Progetto:

Le attività di cui alla presente verifica di assoggettabilità, si svolgeranno all'interno della raffineria di Falconara Marittima ad eccezione:

- o di un tratto della nuova tubazione per l'allacciamento alla rete SNAM rete gas, da 10" lunga 500 metri che attraverserà la ferrovia per raggiungere il punto di consegna del Gas da Snam ad API
- o di un nuovo gruppo per la misura fiscale del gas, da posizionare nel punto di consegna del Gas da SNAM ad API, in un terreno di proprietà API sito all'esterno del comprensorio della raffineria.

La nuova tubazione e il gruppo di misura fiscale saranno realizzati in un secondo tempo, non avendo SNAM ancora adeguato la linea che porta il gas al punto di consegna del Gas da SNAM ad API, ai volumi richiesti da API energia. Nella fase iniziale l'impianto utilizzerà pertanto il tubo esistente da 6" che limiterà la produzione perché insufficiente ad alimentare l'impianto a pieno regime.

Motivazioni del progetto:

Agip Energia spa dichiara che il progetto è necessario perché:

- L'elettricità, attualmente prodotta nel sito API di Falconara marittima, è venduta al Gestore del Servizio Elettrico a tariffe e modalità stabilite dalla **convenzione CIP 6/92**. La convenzione oltre ad un particolare regime tariffario richiede **che l'impianto funzioni alla massima potenza in modo continuo per circa 8000 ore/anno** cioè per tutto l'anno, con l'eccezione delle fermate parziali o totali dovute alle attività di manutenzione.
- API Energia s.p.a prevede di non poter mantenere la produzione di prodotti petroliferi (e quindi di syngas) ai livelli attuali a causa della crisi europea della raffinazione dei prodotti petroliferi dovuta a :
 - crisi economica del 2008 che ha ridotto i consumi dei prodotti petroliferi.
 - concorrenza dei paesi emergenti che producono prodotti petroliferi finiti a costi inferiori a quelli dei paesi europei (per il minor costo del lavoro, i minori vincoli ambientali e, talvolta, per gli incentivi alla produzione dati nei paesi emergenti e proibiti in Europa), rendendo meno conveniente l'importazione del greggio e la sua raffinazione in Italia.
- **API Energia s.p.a, non potendo mantenere la produzione di Syngas ai livelli attuali e la produzione di energia elettrica ai livelli richiesti dalla convenzione CIP 6/92, ha chiesto la risoluzione anticipata della convenzione, come previsto dall'art 30, comma 20, della legge 99 del 23 luglio 2009, secondo le modalità stabilite dal DM attuativo del ministero dello sviluppo economico del 23 giugno 2011 per la "risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92"**
- **La convenzione CIP 6/92 cesserà pertanto di esistere, per l'impianto API Energia s.p.a di Falconara Marittima, a partire dal 1° gennaio 2013. Da quella data la produzione di energia elettrica non avverrà più in modo continuo, con acquisto garantito come previsto dalla convenzione CIP 6/92, sarà invece modulata in funzione delle richieste di mercato con variazioni su base oraria e giornaliera.**
- **La sezione dell'impianto IGCC destinata alla produzione del Syngas non si adatta a funzionamenti discontinui, pertanto API Energia s.p.a ha deciso di dismetterla e di alimentare le caldaie con il gas naturale fornito dalla rete SNAM gas. In questa configurazione API Energia s.p.a prevede di poter produrre il vapore necessario al funzionamento della raffineria e alla domanda d'elettricità secondo le richieste del mercato.**
- **Gli idrocarburi pesanti non più utilizzati per produrre Syngas verranno destinati alla produzione di bitumi, attività già presente nella raffineria, di cui il gestore dichiara di essere uno dei principali attori del mercato italiano.**

Impatto Ambientale

API Energia s.p.a dichiara che l'intervento avrà un impatto positivo sull'ambiente in quanto:

- il gas naturale (prevalentemente costituito da metano con tracce di altri gas e minerali) è un combustibile più pulito del syngas.
- si elimina l'impatto ambientale legato alla produzione del syngas. In particolare si avrà:
 - una significativa riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo e di azoto e delle emissioni di polvere
 - un dimezzamento delle emissioni di CO₂
- una riduzione dei flussi di massa emessi. In quanto si riducono le ore di funzionamento dell'impianto. Attualmente l'impianto funziona 8000 ore l'anno a massimo carico (91 % del tempo). Nella nuova configurazione si prevede che l'impianto funzionerà:
 - **2000 ore/anno al massimo carico** 22,8 % del tempo
 - **6600 ore/anno al minimo carico** 75,4 % del tempo
 - **160 ore/anno per la manutenzione** 1,8 % del tempo

8760 ore

100% del tempo

Nuova configurazione dell'impianto

Nella nuova configurazione il sito industriale API sarà alimentato, come nella attuale configurazione, da un sistema a ciclo combinato alimentato a gas naturale, invece che a syngas, che fornirà il vapore per le necessità della raffineria ed energia elettrica per la sua vendita in rete, secondo le richieste del mercato e per le necessità della raffineria. Il progetto proposto prevede alcuni interventi impiantistici, in quanto il gas naturale ha caratteristiche fisico chimiche diverse dal Syngas; interventi definiti *modesti* da API Energia spa che causeranno una leggera riduzione di potenza. Per raggiungere la nuova configurazione si prevede di:

Mettere fuori servizio: la sezione SMPP dedicata alla produzione di Syngas che richiederà:

- lo svuotamento e la depressurizzazione delle linee e delle apparecchiature
- il sezionamento fisico delle linee

Realizzare le seguenti unità:

- Sistema **FGTS** per il pretrattamento del gas proveniente dalla rete. Il sistema, occuperà un'area di circa 350 m² e servirà a:
 - eliminare le impurità presenti nel gas.
 - mantenere, dopo la fase di depressurizzazione, la temperatura e la pressione del gas al di sopra del punto di rugiada
 - regolare la pressione del gas.
- Un sistema che miscela il gas in uscita dal FGTS con aria filtrata. La miscela, se necessario, sarà preriscaldata utilizzando vapori a bassa pressione, prima di essere immessi nella turbina a gas.

- Un sistema catalitico per ridurre le emissioni di CO nei fumi in uscita, messo in serie al sistema esistente DeNO_x.
- un tratto di circa 500 metri di tubazione per il gas naturale da 10" con tubi d'acciaio spessore 9 mm, rivestiti in vetroflex bituminato con un diametro finale di 16". La nuova tubazione:
 - avrà pressione d'esercizio 55 barg (75 barg di progetto)
 - temperatura di esercizio 5°C (-10°C / 95°C di progetto)
 - dovrà passare sotto il rilevato ferroviario che attraversa l'impianto, secondo gli standard approvati dalla Rete Ferroviaria Italian.
- un nuovo gruppo per la misura fiscale del gas (l'attuale è insufficiente per la portata prevista), da costruire nel punto di consegna del Gas da Snam ad API.

La nuova tubazione sarà realizzata in un secondo tempo (dopo l'adeguamento della fornitura SNAM alla nuova portata) nella fase iniziale l'impianto sarà quindi limitato nella produzione dalla capacità di trasporto del attuale tubo da 6"

Modificare le seguenti unità:

- Turbina a gas Alstom che dovrà essere modificata per essere messa nella configurazione standard delle turbine a gas naturale Alstom. Sono previsti i seguenti cambiamenti:
 - Diversa tipologia di bruciatori il cui numero passerà dagli attuali 72 a 48
 - Sostituzione delle palette turbina e compressore
 - Nuovo sistema di raffreddamento ad aria del cuscinetto lato turbina del rotore

Non modificare le seguenti unità esistenti:

- *Generatore Elettrico Alstom* modello GT 13E2 MBTU 117,3 che nelle normali condizioni operative produrrà **150,9 MWe consumando 32,5 t/h di gas.**
- *Caldaia a recupero di calore (HRSG) e caldaia Ausiliaria (ASG)* che utilizzano i fumi di scarico per produrre il vapore per le necessità della raffineria e per la turbina elettrica operante in ciclo combinato.
 - caldaia HRSG produrrà vapore a:
 - alta pressione (489°C e 99,7 bar);
 - media pressione (491°C e 17,5 bar);
 - bassa pressione (170°C e 4,8 bar).
- *La caldaia ASG alimentata con gas di raffineria* o con gas naturale preso dalla rete SNAM. La caldaia ha lo scopo di sostituire la caldaia HRSG in caso di fuori servizio e di mantenere la raffineria in funzione anche in presenza di black-out della fornitura elettrica o di quella di gas. Produce vapore ad un unico livello (480°C e 100 bar).
- *Turbina a vapore Ansaldo Energia* che utilizza il vapore prodotto dal sistema HRSG alimenta un generatore Elettrico Alstom che nelle normali condizioni operative produrrà **117,3 MWe**
- il sistema di trasformazione che porta l'elettricità prodotta da entrambe le turbine a 15,75 kV a 133kV per l'immissione in rete.

Non modificare le seguenti unità ausiliarie esistenti:

- Unità 8700 per additivazione acqua alimento caldaie e clorazione acqua di mare
- Unità 8800 per produzione acqua demineralizzata

- Unità 9300 sistema acqua di mare (per raffreddare turbina a vapore e il sistema a circuito chiuso della sezione di cogenerazione)

Ridondanze:

Nella nuova configurazione è previsto che la turbina a gas Alstom come le caldaie a recupero di calore (HRSG) e la caldaia Ausiliaria (ASG) siano mantenute sempre in marcia al minimo tecnico per poter fornire vapore ed energia elettrica alla raffineria, nell'eventualità si verifichino black-out elettrici e/o di gas:

- in caso di black-out elettrico, il vapore e l'elettricità necessari al funzionamento della raffineria saranno forniti dalle caldaie HRSG e ASG.
- in caso di black-out della fornitura di gas, il vapore e l'elettricità saranno forniti dalla sola caldaia ASG alimentata con gas di raffineria.

Alternative di progetto

VALUTATO che il gestore nel suo studio esamina due possibili alternative scartandole per le seguenti ragioni:

- **Alternativa zero:** lasciare l'impianto nello stato in cui si trova. La scarsa flessibilità del gassificatore per la produzione di syngas obbligherebbe a mantenerlo l'impianto sempre in funzione e bruciare in torcia il gas prodotto in eccesso nei momenti di bassa richiesta di elettricità, con danni economici e ambientali.
- **Utilizzo di oli vegetali:** le tariffe attualmente raggiunte da questi oli avrebbero reso l'intervento poco economico.

VALUTATO che il proponente dichiara che questa è la sola localizzazione possibile per le opere trattandosi della modifica dell'impianto IGCC esistente.

Studio Preliminare Ambientale

VALUTATO che dall'esame della documentazione presentata dal proponente nello *Studio Preliminare Ambientale* si evince:

Emissioni in atmosfera:

Per valutare le emissioni in atmosfera il proponente ha utilizzato il modello ISC3 Source Complex sviluppato dall'agenzia USA per la protezione dell'ambiente in cui:

- il territorio è stato rappresentato con un Modello digitale partendo da una carta regionale scala 1:10.000, da cui si è ottenuta una rappresentazione discretizzata con una griglia con maglie di 100x100 metri che copre un area di 15x15 km attorno al sito API;
- i parametri meteorologici della zona (velocità e direzione del vento, irraggiamento solare, altezza strato di rimescolamento) sono stati ottenuti dai dati rilevati dalle stazioni e di Charavalle 2 e Falconara Alta nel corso dell'anno 2009, ubicate nelle vicinanze dell'impianto. I dati mostrano che i venti predominanti spirano da S-SO dall'area dello stabilimento verso il mare.

- il calcolo è stato eseguito per i seguenti inquinanti: NO₂, SO₂, PTS, CO, NH₃;
- i punti di emissioni considerati nel modello sono quelli dei 3 camini dell'impianto IGCC:
 - **E26A** (altezza dal suolo 43,8 m sezione 40,2 m²) camino in cui sono convogliate le emissioni:
 - della turbina a gas
 - della caldaia HRSG utilizzata dopo la turbina a gas per la sezione CCPP (ciclo combinato di cogenerazione) dove si produce il vapore necessario alla raffineria ed alla produzione di elettricità (utilizzata da raffineria e immessa in rete).
 - **E26B** (altezza dal suolo 43,8 m sezione 4,4 m²) camino in cui sono convogliate le emissioni della caldaia ausiliaria dell'impianto CCPP che brucia gas di raffineria e gas naturale. Ha emissioni marginali.
 - **E26C** (altezza dal suolo 40 m sezione 1,15 m²) camino in cui sono convogliate le emissioni della sezione di gassificazione.
- Nello assetto futuro i camini:
 - **E26A** avrà emissioni ridotte per la ridotta attività, particolarmente significative per le emissioni di NO_x ed SO₂
 - **E26B** non avrà variazioni
 - **E26C** sarà disattivato con la cessazione della produzione di syngas

Il calcolo è stato eseguito:

- nella situazione **ante operam** si sono considerati i flussi di massa previsti dal decreto AIA (DVA-DEC-2010-0000470 del 2/8/2010) con l'impianto funzionante 8000 ore/anno a pieno regime. I livelli emissivi considerati sono riportati nella seguente tabella:

IGCC				
Parametro	Ante Operam			Post Operam ¹
	Limite di Bolla (mg/Nmc)	Tenore O ₂ su base secca	Limite (tonn/anno)	(tonn/anno)
SO ₂	50	15%	300	29 - 84
NO _x	65	15%	650	380 - 530
Polveri	5	15%	30	5 - 21
CO	50	15%	325	237
H ₂ S	5	15%	Nessun limite	Nessun limite

Tabella 1: Valori assunti per la situazione **ante operam** con le emissioni complessive dei 3 camini: E26A; E26B; E26C;

1) Per i valori "post operam" si riportano i valori max e min ottenibili.

- nella situazione **post operam** con:
 - le emissioni del camino E26C della sezione gassificazione azzerate;

- l'impianto funzionante 6600 ore al minimo carico (Min Load) e 2000 ore anno a pieno regime (Base Load) con emissioni calcolate sulla base dei valori massimi previsti dal codice rete SNAM riassunti in tabella 2.

Parametri	Valori di Accettabilità	Unità di misura
Solfuro di Idrogeno	≤ 6,6	mg/Smc
Zolfo da Mercaptani	≤ 15,5	mg/Smc
Zolfo Totale	≤ 150	mg/Smc

Tabella 2: Contenuto massimo previsto dal Codice Rete SNAM per alcuni dei componenti contenuti nella fornitura di gas.

EMISSIONI IN ATMOSFERA				
Camino	Carico	Portata fumi (Nm ³ /h)	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm ³ @15%O ₂)
E26A (HRSG)	Base Load	1.359.729	NO _x	51
			SO ₂	10,2
			CO	1
			Polveri	1
E26A (HRSG)	MinLoad	660.311	NO _x	65
			SO ₂	8,4
			CO	50
			Polveri	4
E26B (ASG)	Minimo tecnico	146.880	NO _x	65
			SO ₂	2
			CO	17
			Polveri	0,3

Tabella 3: Emissioni massime dai camini previste nel nuovo assetto assumendo i valori massimi previsti dal codice rete SNAM riportati in tabella 2.

Risultato della simulazione:

- in Tabella 4 il proponente confronta livelli massimi calcolati con il modello ISC3 Source Complex nelle situazioni ante e post operam per:
 - NO₂, SO₂, PTS, CO con i valori limite della qualità dell'aria stabiliti dal DF. Lgs155/10
 - NH₃ lo standard "Ontario Regulation 419/05" non essendo disponibile alcun valore limite da normativa nazionale o comunitaria.
- in appendice allo studio, il proponente presenta mappe con curve di isoconcentrazione ricavate da interpolazione tra i valori calcolati nei nodi della griglia, che mostrano la distribuzione territoriale degli inquinanti presenti prevalentemente sul mare, per la direzione dei venti dominanti.
- per la CO₂, in tabella 5, sono riportati i flussi di massa previsti nella nuova configurazione, che saranno ridotti del 62%

CONFRONTO CON GLI STANDARD DI QUALITÀ DELL'ARIA					
Inquinante	Periodo mediazione	Assetto	Concentrazione massima calcolata ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Valore limite	% rispetto al valore limite
NO _x	Medie annuali	Assetto ante operam	0,8	30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	2,6%
		Assetto post operam	0,74		2,5%
	99,8° percentile dei massimi orari	Assetto ante operam	83,4	200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	41,7%
		Assetto post operam	48,5		24,3%
SO ₂	Medie annuali	Assetto ante operam	0,7	20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	3,5%
		Assetto post operam	0,17		0,8%
	99,2° percentile delle medie giornaliere	Assetto ante operam	5,8	125 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	4,6%
		Assetto post operam	1,4		1,1%
	99,7° percentile dei massimi orari	Assetto ante operam	62	350 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	17,7%
		Assetto post operam	8,2		2,4%
Polveri	Medie annuali	Assetto ante operam	0,015	25 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (come PM2.5)	0,04%
		Assetto post operam	0,013		0,03%
	90° percentile delle medie su 24h	Assetto ante operam	0,15	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	0,3%
		Assetto post operam	0,04		0,1%
CO	Media massima su 8 ore	Assetto ante operam	53	10 mg/m^3	0,5%
		Assetto post operam	13,5		0,1%
NH ₃	Max media giornaliera	Assetto ante operam	3	100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	3,0%
		Assetto post operam	2,1		2,1%

Tabella 4:
Risultato della simulazione

CONFRONTO EMISSIONI CO ₂ - Flussi di massa (t/anno)			
Fonte	Assetto ante operam (media 2009 - 2011)	Assetto post operam (Normale esercizio)	Fattori di riduzione (%)
GT - Gas Turbine	1.341.461	486.841	64%
ASG - Auxiliary Steam Generator	78.188	78.188	0%
SRU - Sulphur Recovery Unit	34.741	Non più presente	100%
RGG - Reducing Gas Generator		Non più presente	100%
TGT - Tail Gas Treatment		Non più presente	100%
SE - Scarichi di emergenza		Non più presente	100%
PF - Post Firing	33.339	Non più presente	100%
Totale	1.487.728	565.029	62%

Tabella 5:
Emissioni CO.

VALUTATA: la documentazione integrativa acquisita da questa commissione con protocollo CTVA-2012-0004186 del 20/11/2012. in cui, **in merito ai valori dichiarati in tabella 3**, utilizzati in input al modello ISC3 Source Complex per valutare i valori "post operam" si precisa che:

SO₂: è stato assunto in modo conservativo il valore max di contenuto di zolfo nel gas, di 150 mg/Smc previsto Codice Rete SNAM (tabella 2); da cui derivano i flussi di massa indicati in tabella 3. Di questo valore si deve tener conto in fase di progettazione per quanto attiene alcune parti della macchina e i catalizzatori NO_x e CO. A riprova di ciò, il fornitore della macchina Alstom Power LTD installerà un analizzatore di zolfo totale in linea per misurarne l'effettiva presenza di zolfo nel gas con cui sarà alimentata la macchina.

Il proponente fa presente che a tutt'oggi il gas naturale fornito dalla rete SNAM presenta zolfo in tracce molto inferiori ed è lecito ritenere che anche per il futuro manterrà tale caratteristica. Pertanto, a meno di una fornitura SNAM al limite della specifica prevista dal "Codice di Rete", (non rifiutabile dal "gestore cliente") si prevede un **flusso di massa di SO_x in uscita dal camino E26A di circa 1 mg/Nmc.**

Il proponente ricorda che la **caldaia ausiliaria ASG** continuerà ad essere alimentata con gas di raffineria contenente minime percentuali di zolfo, pertanto i flussi di massa di SO_x in uscita dal camino **E26 B saranno dell'ordine di 17 mg/Nmc** (valore riportato in AIA) che corrispondono ad una emissione totale di SO₂ di circa **21 tonn/anno**.

NO_x: il costruttore ALSTOM, che eseguirà la modifica dell'esistente turbogas da syngas a gas naturale, ha confermato la possibilità di ridurre le emissioni di NO_x, grazie all'installazione di bruciatori di nuovissima tecnologia (denominati AEV Burners). Pertanto con l'utilizzo dell'esistente sistema DeNO_x dovrebbe essere possibile raggiungere un'emissione complessiva di NO_x dall'IGCC di 380 tonn/anno di cui 87 tonn/anno dalla caldaia ausiliaria, con una **concentrazione massima in uscita dal camino E26A della Turbogas non superiore ai 35/40 mg/Nmc (BaseLoad/MinLoad)**.

Il valore di bolla, considerando l'insieme delle emissioni dai camini E26A - camino turbogas - e E26B - camino caldaia ausiliaria non supererà le 40/45 mg/Nmc, inferiore all'attuale limite AIA di 65 mg/Nmc. Il proponente fa inoltre presente che:

- valori emissivi dell'insieme dei due camini E26A e E26B sono inferiori ai valori di "Bolla" indicati nell'AIA rilasciata all'impianto IGCC di Falconara Marittima (DVA-DEC-2010-0000470 del 2/8/2010) senza utilizzare il sistema di abbattimento DeNO_x;
- con il DeNO_x inserito si avrà una riduzione massima di ~42% rispetto ai valori autorizzati con l'AIA

POLVERI: il costruttore ALSTOM, che eseguirà la modifica dell'esistente turbogas da syngas a gas naturale, ritiene (senza però dare formale garanzia) che la macchina, con l'alimentazione a metano, possa avere **emissioni di polveri, che conservativamente, si possono assumere inferiore ad 1 mg/Nmc in qualsiasi assetto e mediamente pari a 0,5 mg/Nmc (per il BaseLoad che per il MinLoad)**. L'impianto è comunque dotato di un sistema di monitoraggio in continuo che consentirà di verificare e confermare la trascurabilità delle emissioni di detto inquinante.

In conclusione le **emissioni del camino E26A del sistema turbogas** potrà avere, nella nuova configurazioni, emissioni di **35mg/Nmc per SO_x; 0,5 mg/Nmc per le polveri**. Infine, se le forniture di SNAM rete gas continueranno ad avere i contenuti di zolfo riscontrati in passato, **emissioni trascurabili di SO₂**.

Rilevazioni della rete di monitoraggio della regione Marche per la qualità dell'aria

- o La rete di monitoraggio per la qualità dell'aria della regione Marche è costituita da 14 stazioni di cui 4 stazioni nelle immediate vicinanze dell'impianto (Falconara Scuola, Falconara Alta, Falconara acquedotto, Chiaravalle 2)
- o i valori misurati dalle **NO₂, SO₂, O₃, Benzene, NH₃** sono **ampiamente al di sotto dei limiti di legge**
- o **PM10** il limite di legge di **40 µg/anno** è rispettato solo per l'anno 2011. Negli altri anni si osservano valori leggermente **superiori dei limiti di legge**; il valore massimo è stato registrato nel 2008 con 48 µg/anno. Il numero di superamenti delle medie giornaliere sono al disopra del limite di legge; nel 2011 si sono osservati 61 superamenti contro il limite di legge di 38 superamenti.
- o **PM2.5** negli anni 2009-2011 sono stati rispettati i limiti di legge.

In conclusione:

Il risultato delle simulazioni mostrano **il rispetto da parte di Api Energia spa dei limiti di legge per le emissioni in atmosfera.**

Le concentrazioni rilevate dalle centraline mostrano il rispetto, nell'area in cui insiste l'impianto, dei limiti di legge con l'eccezione delle polveri PM10. Non essendo state presentate sulle PM10 le medie orarie e stagionali, non è possibile valutare l'entità del contributo della raffineria all'eccedenza rilevata. Si può solo notare che, la ridotta attività della raffineria, l'eliminazione dell'unità per la produzione di syngas e il passaggio a gas naturale ridurranno questo contributo.

Il fermo della raffinazione e della produzione di energia elettrica, previsto per il 2013, per l'adeguamento della centrale all'uso del gas naturale, consentirà di monitorare per un lungo periodo la qualità dell'aria senza il contributo del sito industriale API, Ciò premettendo alla riaccensione di valutare il contributo effettivo del sito industriale sulla qualità dell'aria della zona.

Emissioni acustiche:

Zonizzazione acustica dell'area dello stabilimento e delle zone confinanti dono di:

- classe VI con limiti sonori diurno/notturno di 65 db
 - Per l'area di pertinenza dello stabilimento
 - Per l'area in corrispondenza di via Fiumesino
 - Lungo la statale adriatica.
- classe V con limiti sonori diurno 65 db notturno 55 db
 - Per le aree a sud dello stabilimento (adiacenti all'abitato di Falconara Marittima)

Modello utilizzato:

Al fine di avere una metodologia di calcolo uniforme con precedenti studi acustici, il proponente dichiara di utilizzare lo stesso modello di calcolo *Predictor* della versione 7.10 della Brüel e Kjaer, lo stesso utilizzato per la stesura del *Piano di Risanamento Acustico Volontario (PRAV)* presentato al comune di Falconara Marittima. Fa inoltre presente che:

- il modello matematico è stato calibrato secondo le norme UNI 11143
- per il livello di pressione sonora si è considerato l'impianto funzionante alla massima potenza (come è previsto funzionare per circa 2000 ore/anno contro le attuali 8000 ore)
- per le sorgenti di rumore si sono considerati i livelli di potenza sonora riportati in tabella 5 nelle due configurazioni ante e post operam. Per le nuove apparecchiature si sono utilizzati i valori forniti dai costruttori.

sorgente	Area d'impianto	Livello di Potenza Sonora - dB(A) (Ante Operam)	Livello di Potenza Sonora - dB(A) (Post Operam)
BOCCHETTA A	Steam Turbine	110,7	110,7

BOCCHETTA B	Steam Turbine	104,1	104,1
BOCCHETTA C	Steam Turbine	109,3	109,3
GENERATORI	Steam Turbine	87,5	87,5
ESTRAZIONE	Steam Turbine	111,0	111,0
AUX BOILER LTS	Aux Boiler	98,0	98,0
AUX BOILER TUBAZIONI	Aux Boiler	108,3	108,3
TURBINA	Gas Turbine	100,7	100,7
POZZO P676	Gas Turbine	93,5	93,5
GAS TURBINE CONDUTTURA	Gas Turbine	100,1	100,1
BOCCHETTE D	Gas Turbine	105,1	105,1
PUMPHOUSE	Fire Water	97,3	97,3
AREA POMPE ASU	ASU	105,9	<i>eliminato</i>
POMPA P8914-A	ASU	91,6	<i>eliminato</i>
GE8901	ASU	93,3	<i>eliminato</i>
BOCCHETTE E	ASU	118,6	<i>eliminato</i>
PV89607	ASU	104,9	<i>eliminato</i>
QV89363	ASU	117,1	<i>eliminato</i>
GE8201	Raffredd. Syngas	112,8	<i>eliminato</i>
PM8302AX	Assorbimento H2S	93,7	<i>eliminato</i>
PM8302BX	Assorbimento H2S	95,1	<i>eliminato</i>
LV83001	Assorbimento H2S	92,2	<i>eliminato</i>
CM8301-A/B	Assorbimento H2S	93,9	<i>eliminato</i>
AREA POMPE GASSIFICAZIONE	Gassificazione	111,7	<i>eliminato</i>
PV 84019	Rec. zolfo	105,3	<i>eliminato</i>
AREA POMPE ZOLFO	Rec. zolfo	111,9	<i>eliminato</i>
E8406	Rec. zolfo	106,4	<i>eliminato</i>
8403-8404	Rec. zolfo	105,3	<i>eliminato</i>
AREA POMPE 2 ZOLFO	Rec. zolfo	105,4	<i>eliminato</i>
N°2 coalescer	Alimentazione Gas	<i>non presente</i>	102,0
N°2 dew point heater	Alimentazione Gas	<i>non presente</i>	
SISTEMA DI REGOLAZ. E RIDUZIONE DI PRESSIONE	Alimentazione Gas	<i>non presente</i>	

Tabella 6: sorgenti considerate nelle valutazioni di impatto acustico.

I livelli di pressione acustica sono stati calcolati nei punti riportati in tabella 7.

Posizione	Descrizione	Classe
1	Via Fiumesino, 78 – Cabina Enel	IV
2	Via Fiumesino, 67	IV
3	Via Fiumesino, 17 (Ingresso CAF)	IV
4	Viale del Coventino, 46 – Chiesa	V
5	Villanova - Via Chiesa, 15	IV
6	Villanova - Via Quadrio, 57	IV
7	Villanova - Via Chiesa, 3	IV
8	Villanova - Via Flaminia – Distributore	IV
9	Villanova - Via Tognetti – Ufficio produzione FS	V
10	Villanova - Via Tognetti, 22 – Posto Polizia Frontiera	V
11	Villanova - Via Tognetti – Posto ex Tiro a volo	IV
12	Villanova - Via Toselli, 1	V
13	SS. 16 - Via Flaminia – Fronte supermercato	V
14	SS. 16 - Via Flaminia – Ingresso dipendenti API	V
15	SS. 16 - Via Flaminia – Ingresso API	V
16	SS. 16 - Via Flaminia – Ingresso autobotti	V

Tabella 7:
 I punti in cui è stato calcolato il livello di emissione acustica. Nell'ultima colonna è riportata la relativa classificazione acustica.

I risultati del calcolo sono riportati tabella 7 dove sono anche riportati i valori limite di emissione nel periodo notturno.

Postazioni di misura	SITUAZIONE ANTE OPERAM dB(A)	SITUAZIONE POST OPERAM Progetto Modifica IGCC dB(A)	Differenza dB(A)	Valori limite di emissione nel periodo notturno dB(A)
1	42,3	41,5	- 0,8	50
2	30,7	29,1	- 1,6	50
3	44,0	43,6	- 0,4	50
4	39,6	39,0	- 0,6	55
5	38,1	34,8	- 3,3	50
6	42,3	41,0	- 1,3	50
7	37,6	35,7	- 1,9	50
8	36,0	33,1	- 2,9	50
9	39,7	36,3	- 3,4	55
10	31,0	27,4	- 3,6	55
11	27,6	24,7	- 2,9	50
12	40,8	37,4	- 3,4	55
13	41,1	39,7	- 1,4	55
14	40,6	38,5	- 2,1	55
15	45,3	44,6	- 0,7	55
16	46,7	45,9	- 0,8	55

Tabella 8: livelli di emissione acustica ottenuti dalla simulazione numerica nei punti rappresentati in tabella 7.

Il proponente fa presente:

- o che già nel procedimento per il rilascio dell'AIA si era evidenziato che il contributo al clima acustico dell'impianto IGCC era minoritario rispetto a quello della raffineria
- o che con la risoluzione della convenzione CIP 6/92 la richiesta di energia sarà modulata in funzione delle richieste di mercato per cui è prevedibile che la produzione di energia elettrica non avverrà durante le ore notturne.

In conclusione:

Il risultato della simulazione acustica mostra:

- o che i livelli di rumore "Ante operam" sono al di sotto dei limiti di rumore notturno
- o che il livello di rumore "Post operam" è leggermente inferiore a quello "Ante operam". Risultato prevedibile in quanto si è eliminata l'unità che produce syngas (con l'eliminazione delle relative sorgenti di rumore elencate tabella 6). Al loro posto si è aggiunta solo l'unità di trattamento del gas molto meno rumorosa.

Prelievi e Scarichi Idrici:

Previsti per i seguenti utilizzi:

- o **Sistema di raffreddamento della sezione CCPP** (sezione a ciclo combinato) la sezione utilizza 36.000 m³/h di acqua di mare scaricata nel punto SF-IGCC1: **il gestore non prevede variazioni rispetto alla situazione ante operam.**
- o **Sistema di demineralizzate:** l'acqua utilizzata dal sistema di demineralizzazione è fornita dalla raffineria; lo scarico è convogliato nel collettore di scarico delle acque della raffineria nel punto SF-IGCC2: **il gestore prevede di ridurre l'utilizzo da 2.227.600 m³/anno a 1.226.400 m³/anno**
- o **Sistema trattamento acque grigie** con scarico nel punto SF-IGCC2: **il gestore prevede la messa fuori esercizio di questo sistema.**

Il gestore fa presente che la messa fuori servizio della sezione gasificazione determinerà una **riduzione della presenza nelle acque di scarico di Cloruri, Cianuri, Ammoniaca e metalli pesanti,**

Consumi d'energia

La messa fuori servizio dell'unità gasificazione porterà ad una notevole riduzione dei consumi di energia elettrica (Tabella 9) e di energia termica (Tabella 10)

CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA (MWh)			
Descrizione	Fase	Energia elettrica consumata	
		Assetto ante operam (Decreto AIA dell'Impianto IGCC)	Assetto post operam (Normale esercizio)
Gassificazione	SMPP	418.695	0
Cogenerazione	CCPP	8.201	46.736
Servizi ausiliari	UAC	2.196	3.182
TOTALE		429.092	49.918

Tabella 9: consumi di energia elettrica ante e post operam.

CONSUMO DI ENERGIA TERMICA ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA					
Descrizione	Fase	Energia termica consumata (MWh)		Quantità di vapore (t/anno)	
		Ante operam (Decreto AIA dell'Impianto IGCC)	Post operam	Ante operam (Decreto AIA dell'Impianto IGCC)	Post operam
Vapore ad utenze IGCC e ai Gassificatori	SMPP	374.438	0	478.503	0

Tabella 10: consumi di energia termica ante e post operam

Rifiuti:

La messa fuori servizio dell'unità gasificazione porterà ad una notevole riduzione dei fanghi catalizzatori ed altro materiale come si evince dalla Tabella 11.

PRINCIPALI RIFIUTI PRODOTTO DALL'IMPIANTO IGCC (media annua in kg/anno)				
Codice CER	Descrizione	Fase di provenienza	Ante Operam (Decreto AIA dell'Impianto IGCC) ⁽¹⁾	Post Operam (Normale esercizio)
100120 *	Fanghi da filtrazione acque IGCC ("filter cake")	SMPP	397.475	Non più prodotti
150203	Sabbia e ghiaia da FD-8603/B (Filtri a sabbia)	SMPP	9.202	Non più prodotti
150203	Cartucce filtranti per Syngas da GT - Prefiltri aria	CCPP		2.000 ⁽²⁾
160303 *	Fanghi da serbatoio soda SMPP	SMPP + CCPP	66.304	Non più prodotti
160705 *	Fanghi da pulizia serbatoio TK-8601	SMPP	268.230	Non più prodotti
160799	Fanghi da pulizia serbatoio TK-8601	SMPP	9.884	Non più prodotti
160804	Catalizzatori esauriti tipo S-201 da R-8401	SMPP	10.990	Non più prodotti
170603 *	Lana di roccia (coibentazione HRSG)	CCPP	1.840	1.840
170604	Materiale isolante (perlite espansa) Unità 8900	SMPP	185	Non più prodotti
190906	Soluzione e fanghi rigenerazione resine demi	CCPP	87.355	12.400 ⁽³⁾
161002	Soluzione acquosa pulizia dei serbatoi Soda dell'Unità Demi (manutenzione ordinaria ogni 5 anni)	CCPP	2.000	2.000
060102 *	Acido Cloridrico da pulizia dei serbatoi dell'Unità Demi (manutenzione ordinaria ogni 5 anni)	CCPP	2.000	2.000
190901	Rifiuti solidi da filtrazione acqua di mare	CCPP	3.030 (4)	3.030 ⁽⁴⁾
160807 *	Catalizzatore DeNOx	CCPP	10.000	5.000

Tabella 11: produzione rifiuti ante e post operam

Suolo e sottosuolo

Il proponente dichiara che l'interazione con suolo e sottosuolo sarà minimizzata in quanto:

- o la tratta gruppo misura fiscale – **FGTS**, (la stazione che farà il pretrattamento del gas prima dell'impianto) utilizzerà in parte un cunicolo esistente
- o la stazione **FGTS** sarà installata su di un'area già pavimentata
- o gli interventi in progetto riguardano impianti già esistenti e non prevedono l'occupazione di ulteriori aree oltre a quelle del sito industriale, con l'eccezione della stazione di misura

fiscale del gas erogato dalla rete SNAM che sarà posizionata su di una proprietà API immediatamente nelle vicinanze dell'area industriale

Rischio Idraulico

Il sito della raffineria Api di Falconara, dove ricade l'impianto IGCC, risulta in parte compresa nella perimetrazione dell'area a rischio idraulico molto elevato (R4) individuata nel Piano stralcio di bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI), approvato con DACR n. 116/'04, nell'ambito della perimetrazione della Foce del Fiume Esino (codice identificativo E-12-0002).

La perimetrazione dell'area a rischio idraulico del PAI deriva dal coincidente perimetro del Piano straordinario (codice E-11042018-12-1) - D.L. 180/98, convertito in legge 267/98 - approvato con Deliberazione Amministrativa del Consiglio Regionale delle Marche n° 300 del 29 febbraio 2000 (B.U.R.M. n° 31 del 24 marzo 2000) di cui alla D.G.R. n° 2701/2000.

Le aree a rischio idrogeologico individuate nel PAI sono sottoposte alle Norme di Attuazione del piano stesso, che rappresentano la fonte normativa di riferimento del presente contributo istruttorio.

In particolare, le Norme di Attuazione introducono nelle aree perimetrate dal piano le limitazioni d'uso del territorio contenute, nel caso specifico, negli art. 7 e 9 (disciplina delle aree inondabili), non consentendo, in genere nuove edificazioni o trasformazioni dello stato dei luoghi, ma consentendo la manutenzione e ristrutturazione dell'esistente, previa verifica di compatibilità degli stessi con la pericolosità idraulica dell'area.

Nella fattispecie, nonostante le Norme di Attuazione non richiama direttamente la tipologia delle opere in progetto, si ritiene che le stesse opere possano essere ricondotte agli interventi consentiti dal dispositivo normativo del PAI e specificatamente all'art. 9, comma 1, lettera j, ovvero "interventi per reti e impianti tecnologici, per sistemazione di aree esterne, recinzioni ed accessori pertinenziali agli edifici, alle infrastrutture ed attrezzature esistenti", a condizione che "non comportino la realizzazione di nuove volumetrie e non alterino il naturale deflusso delle acque".

Si fa infine presente che tutti gli interventi consentiti dall'art. 9, così come quello in oggetto, sono subordinati ad una verifica tecnica volta a dimostrare la compatibilità tra l'intervento, le condizioni di dissesto ed livello di rischio, verifica che dovrà essere prodotta dal proponente e valutata dall'Ente competente nell'ambito del rilascio dei provvedimenti autorizzativi (art. 9, comma 2).

Consumi di materie prime e combustibili:

La messa fuori servizio dell'unità gasificazione porterà ad una notevole riduzione dei consumi di materie prime e combustibili (Tabella 12)

Il proponente fa presente che in conseguenza delle modifiche proposte **l'efficienza dell'impianto**, intesa come rapporto tra i flussi energetici in ingresso e in uscita, **passa dal 45,62% al 51,83 %** nella nuova configurazione.

COMBUSTIBILI E MATERIE PRIME UTILIZZATE ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA (t/a)			
Combustibile / materia prima	Fase	Assetto ante operam (Decreto AIA dell'impianto IGCC)	Assetto post operam (Normale esercizio)
Idrocarburi pesanti per gassificazione	SMPP	466.608	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Gas di sintesi	SMPP	2.223.213	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Gas Naturale	Unità di trattamento gas di coda	3.017	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
	turbina a gas (**)	0	179.423
Fuel Gas	SMPP/ CCPP	43.486	20.952
Gasolio semilavorato	CCPP	18.340	Non più necessario all'avviamento della GT nella configurazione prevista
Gasolio semilavorato per flussaggio strumenti	SMPP	3.053	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Virgin Naphtha	SMPP	3.094	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
HVGO per flussaggio tenute pompe	SMPP	5.740	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Olio combustibile BTZ per avviamento gassificazione	SMPP	1.441	Non utilizzato per la messa fuori servizio della Sezione SMPP
Olio combustibile ATZ alla caldaia ausiliaria	CCPP	11	0 (*)

Tabella 12: consumi di combustibili e materie prime ante e post operam

Traffico Indotto

La messa fuori esercizio dell'impianto di gassificazione comporterà una riduzione del traffico dei materiali necessari al funzionamento di questa unità quantificato in tabella 13

CONFRONTO DEI VOLUMI DI TRAFFICO (Numero di mezzi/anno)			
Materiale trasportato	Tipologia Mezzi	Ante operam	Post operam
Azoto liquido	ATB	12	0
Solfato Ferroso	ATB	24	0
Soda caustica al SMPP	ATB	42	0
MDEA	ATB	1	0
Selexol	ATB	1	0
Acido Cloridrico	ATB	46	46 [1]
Soda	ATB	26	26 [1]
Filter Cake	ATB	12	0
Zolfo	ATB	1080	0

Tabella 13 : variazione del traffico dei materiali necessari al funzionamento dell'impianto

Paesaggio:

- Gli interventi in progetto sono previsti all'interno del sito della Raffineria con l'eccezione della stazione di misura fiscale del gas erogato dalla rete SNAM che sarà posizionata su di una proprietà API posta nelle immediate vicinanze del sito.
- Gli interventi previsti sull'impianto IGCC non ne cambieranno la volumetria.
- All'esterno dell'impianto IGCC sarà ubicato l'impianto **FGTS** (Fuel Gas Treatment Station) che ha il compito di effettuare un pretrattamento del gas naturale proveniente dalla rete.

Interventi che non modificano in modo apprezzabile l'immagine del sito percepita dall'esterno.

Cantierizzazione

VALUTATO che il proponente dichiara che per le attività di cantiere si prevede:

- una durata di 6 mesi secondo il cronoprogramma di tabella 14
- nessuna demolizione di edifici esistenti
- di occupare all'interno del sito industriale un area di:
 - 250 m² per area di lavoro
 - 1450 m² per magazzinaggio e stoccaggio rifiuti
- di occupare in media 100 persone, con punte massime di 200 persone
- di utilizzare escavatori, trattori, mezzi posatubi, autocarri
- di utilizzare una macchina "spingitubo" per il passaggio sotto la ferrovia.

Avvio attività in progetto Dicembre 2012												
Attività:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Fermata Impianto CCPP												
Allestimento Cantiere												
Modifiche Impiantistiche/Installazione Unità												
• Approvvigionamento materiali												
• Modifiche sottostazione elettrica api												
• Rimozione componenti da sostituire												
• Installazione FGTS												
• Installazione unità ausiliarie alla GT												
• Installazione cabina di misura												
• posa condotta Gas Naturale												
Commissioning e performance test run												
Esercizio della CCPP con l'attuale allaccio (Fase 1)												
Adeguamento allaccio SNAM (Fase 2)								[1]	[1]	[1]	[1]	[1]

Tabella 14
Cronoprogramma delle attività di cantiere.

	Fermata degli impianti
	Periodo di svolgimento dell'attività
	Riavvio degli impianti

Emissioni in atmosfera:

Principalmente dovute a:

- o Gas di scarico dei mezzi di cantiere
- o Polveri generate dalle attività di scavo

Il proponente dichiara che per ridurre l'emissione di polveri, minimizzerà la movimentazione dei terreni, bagnerà i percorsi seguiti dai mezzi utilizzati e delimiterà le aree di stoccaggio.

Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera di polveri e gas, il proponente prevede di:

- o non tenere inutilmente accesi i motori di mezzi e di altri macchinari, quando non utilizzati
- o umidificare il terreno delle aree di cantiere e dove transiteranno gli automezzi

Per le emissioni degli automezzi, prevede un impiego come rappresentato in tabella 15 ed emissioni rappresentate in tabella 16 calcolate seguendo gli standard EPA12, AP-42

Tipologia di mezzo	N° mezzi	Km/giorno Percorsi da ogni mezzo	Giorni di attività
Automezzi pesanti	5	40	15
Autovetture	5	20	60
Mezzi di cantiere	10	---	100

Tabella 15: traffico previsto nella fase di cantierizzazione

Tipologia di mezzo	Emissioni CO	Emissioni NOX	Emissioni polveri
	tonnellate	tonnellate	tonnellate
Automezzi pesanti	0,013	0,002	0,001
Autovetture	0,004	0,005	0,001
Mezzi di cantiere	Escavatori gommati, pale gommate, etc.	0,42	1,37
	Autobetoniere, autogru, autocarri, etc.	0,98	2,27
	Gru, compressori aria, motosaldatrici, etc.	0,37	0,92
TOTALE	1,78	4,57	0,34

Tabella 16 : Emissioni causate dal traffico dei mezzi di cantiere

Prelievi e scarichi Idrici:

Dovuti essenzialmente ad usi civili ed a necessità igienico-sanitarie. Prevede l'utilizzo dei servizi esistenti nell'area e, quando non utilizzabili, di usare gabinetti chimici

Handwritten signatures and initials at the bottom of the page, including names like 'BR', 'AS', 'FAB', 'SU', 'FOR', and 'P'.

Rifiuti:

Il proponente prevede una produzione di rifiuti non pericolosi, ferrosi e non ferrosi, in quantità trascurabile rispetto a quelli prodotti attualmente dall'impianto IGCC

Emissioni sonore

- Principalmente dovute al traffico veicolare e ai mezzi meccanici
- Avverranno nelle ore diurne

Piano di Monitoraggio e Controllo

- L'impianto IGCC è dotato di un piano di Monitoraggio e controllo redatto nell'ambito dell'AIA ai sensi di D.Lgs 152/06 e smi.
- Gli interventi in progetto comporteranno una riduzione di alcuni fattori d'interferenza ambientale in particolare:
 - *Emissioni gassose*: riduzione delle stesse e messa fuori servizio del camino E26C
 - *Scarichi idrici*: riduzione degli stessi e messa fuori servizio dello scarico acque grigie SF-IGC3
 - *Consumi*: riduzione dei consumi elettrici, idrici, combustibili, materiali chimici

Aspetti programmatici

PRESO ATTO che in merito a quanto previsto dalla **programmazione comunitaria e nazionale**, il proponente esamina:

- il **Piano Energetico Nazionale (PEN)** approvato il 10 agosto 1988, dal consiglio dei ministri, reso operativo con le leggi 9 e 10 del 9 gennaio 1991, da cui la delibera CIP 6/92 che stabilisce le tariffe incentivate di cui sino alla fine del 2012 usufruisce l'impianto API di Falconara.
- L'impegno italiano per la riduzione dei gas serra previsti dal **protocollo di Kyoto** firmato nel dicembre 1997 con cui gli stati aderenti s'impegnano a ridurre entro 2012 le loro emissioni di gas serra di un fattore non inferiore al 5% rispetto alle emissioni del 1990.
- il programma per la **Gestione Integrata delle Zone Costiere** varato nel 1996 dalla Commissione Europea
- **Rete natura 2000** sistema di aree individuate nel territorio dell'Unione Europea destinate alla protezione e conservazione dell'habitat

Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nei piani sopra illustrati, non presenta elementi di contrasto.

PRESO ATTO che in merito a quanto previsto dalla **programmazione regionale**, il proponente esamina i seguenti piani per ciascuno di essi fa le osservazioni riportate:

- **Piano di Inquadramento Territoriale (PIT)** approvato dalla regione Marche con delibera 295 del 8 febbraio 2008. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto.**
- **Piano regionale per la bonifica delle aree inquinate**, delibera 284 del 15 dicembre 1999. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto.** L'area in esame è all'interno di uno specifico iter di bonifica, che non sarà alterato dai lavori del presente progetto.
- **Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)** approvato dalla regione Marche con delibera 175 del 16 febbraio 2005. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto** ed è **coerente con gli obiettivi ed indirizzi del piano.**
- **Piano tutela delle acque (PTA).** Approvato con delibera DACR n. 145 del 26 gennaio 2010. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto** in quanto **non comporta ulteriori interferenze con la componente ambiente acque.**
- **Accordo Regione Marche – API** del 11 luglio 2011. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto** ed è **coerente con gli obiettivi previsti dall'accordo.**
- **Piano regionale dei porti (PRP)** approvato dalla regione Marche con delibera 149 del 2 febbraio 2010. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto**
- **Piano Paesaggistico Ambientale regionale (PPAR)**, legge regionale n. 28 del 28 ottobre 1999. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto.** **Gli interventi previsti sono d'impiantistica e non modificano la volumetria né la percezione del sito dall'esterno.**
- **Piano regionale per la Gestione dei Rifiuti (PRGR)** approvato dalla regione Marche con delibera 149 del 2 febbraio 2010. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto**, è **coerente con gli obiettivi previsti dal piano e prevede una riduzione nelle tipologie e nei quantitativi di rifiuti**
- **Piano risanamento dell'Area ad elevato rischio di crisi ambientale (AERCA)** approvato con DACR n. 72 del 9 febbraio 2005. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto** ed è **coerente con gli obiettivi previsti dal piano.**
- **Piano per l'assetto idrogeologico (PAI)** approvato dalla regione Marche con delibera 116 del 21 gennaio 2004. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il piano.**

- **Piano Regionale per il trasporto pubblico (TPL)** approvato dalla regione Marche con DCR 1817/116 del 2009. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il piano.**
- **Piano di gestione integrata delle aree costiere** approvato dalla regione Marche con DCR 1817/116 del 2009. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il piano.**
- **Piano di risanamento della qualità dell'aria:** approvato dalla regione Marche con DGR 143/2010. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto ed è coerente con gli obiettivi previsti dal piano in quanto il passaggio al gas naturale, l'eliminazione delle sezione gasificazione e la riduzione della produzione di energia elettrica comporteranno una diminuzione delle emissioni.**

PRESO ATTO che in merito a quanto previsto dalla programmazione provinciale, il proponente esamina:

- **Piano Territoriale di coordinamento provinciale** approvato con delibera del consiglio provinciale 117 del 28 luglio 2003 e delibera 192 del 18 dicembre 2008. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il piano.** Gli interventi previsti sono d'impiantistica e non modificano la volumetria ne occupano nuove aree, ad eccezione della cabina di misura fiscale del gas.
- **Progetto del parco fluviale del fiume Esino:** Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il progetto del parco fluviale del fiume Esino.**
- **Piano provinciale per la gestione dei rifiuti** approvato con delibera del consiglio provinciale 31 del 22 luglio 2000. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il piano ed è coerente con gli obiettivi previsti dal piano e prevede una riduzione nelle tipologie e nei quantitativi di rifiuti**
- **Programma attuativo provinciale (PAP) del piano energetico regionale** approvato con delibera del consiglio provinciale n.39 del 10 marzo 2011. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il piano ed è coerente con gli obiettivi previsti dal piano in quanto migliorerà l'efficienza energetica dell'impianto.**
- **Patto dei sindaci e bilancio CO₂ del territorio provinciale** approvato con delibera del consiglio provinciale n.150 del 28 settembre 2000. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il piano ed è coerente con gli obiettivi previsti dal piano in quanto ridurrà le emissioni di CO₂**

PRESO ATTO che in merito a quanto previsto dalla **programmazione comunale**, il proponente esamina:

- **Piano Regolatore Generale Comunale (PRG):** approvato con delibera del consiglio comunale n. 162 del 19 marzo 1990 e con delibera del commissario straordinario n.137 del 4 dicembre 1993. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il piano** in quanto non modifica né le occupazioni del territorio né le destinazioni d'uso.
- **Zonizzazione acustica comunale:** approvata con delibera del consiglio comunale n. 25 del 31 marzo 2005. Il proponente dichiara che il progetto in questione pur non essendo specificatamente previsto nelle azioni previste dal piano, **non presenta elementi di contrasto con il piano.**
- **Vincolo aeroporto:** la limitazione di non superare i 58 metri di altezza s.l.m., per la vicinanza dell'aeroporto, è rispettata per lo stabilimento di Falconara Marittima.

Osservazioni della regione Marche

PRESO ATTO delle osservazioni della regione Marche trasmesse con protocollo 06309190 del 14/09/2012 acquisite con prot. DVA-20120022141 del 17/09/2012 e acquisite da questa commissione con protocollo CTVA-2012-0003326 del 21/09/2012. In cui si dichiara che: **"ad un primo esame della documentazione presentata il progetto in questione non cambia in modo sostanziale l'assetto generale del sito industriale ed in particolare dell'impianto in questione"**.

Richiede però di acquisire alcuni approfondimenti sulle seguenti questioni:

- **Scarico acque:** richiede un confronto analitico della quantità scaricata dei principali contaminanti fra l'attuale e futura configurazione
- **Aria:** si fa un confronto dell'impianto nel nuovo assetto con i limiti emissivi autorizzati con decreto AIA e non con gli attuali livelli
- **Suolo:** rileva che nell'allegato III.3 sono riportati 3 punti d'indagine: SM 16, 17, 18 posizionati fuori dal tracciato della nuova condotta; richiede di giustificare la funzione di quei sondaggi
- **Rumore:** rileva che non è stato indicato il SW utilizzato nella simulazione, né sono stati forniti dati che mostrino come il modello sia stato validato. Né sono indicate le sorgenti di rumore

In merito al **Rischio Idraulico** la regione Marche fa presente che la raffineria API è sita in una zona di rischio idraulico elevato per la vicinanza della foce del fiume Esimo. Non ritiene che si debbano dare particolari prescrizioni per le attività previste da questo progetto, fermo restando la necessità di richiedere la verifica idraulica di cui all'art. 9 delle norme attuative del Piano per l'Assetto Idrogeologico prima dell'inizio dei lavori.

VALUTATA la **documentazione integrativa presentata da API Energia SPA** con prot. CG AD/cdm/aa/37 del 15/10/2012, acquisita con prot. DVA-2012-0025003 del 16/10/2010 e acquisita da questa commissione con protocollo CTVA-2012-0003829 del 25/10/2012.

Nella quale in merito alle osservazioni della regione Marche si precisa:

- **Scarico acque:** Un confronto analitico fra le quantità scaricate nel punto SF-IGCC2 dei principali contaminanti, nell'attuale e nella futura configurazione, non è quantificabile al livello di dettaglio richiesto. Nell'assetto post operam, alla riduzione dei quantitativi d'acqua in ingresso all'impianto di demineralizzazione, conseguirà una diminuzione della portata allo scarico SF-IGCC2 di circa il 40%. Per quanto riguarda i flussi di massa dei principali inquinanti si possono stimare le seguenti riduzioni:
 - 450 kg/anno per l'azoto totale,
 - 350 kg/anno per i nitrati
 - 900 kg/anno per il COD
 - 130 kg/anno per SST.
- **Aria:** in merito al confronto dei limiti emissivi dell'impianto nel nuovo assetto con i limiti emissivi autorizzati con decreto AIA, e non con gli attuali livelli, Api Energia spa fa presente che il licenziatario della turbina, fornisce dei valori garantiti, che risultano normalmente più conservativi di quelli effettivi. Il confronto è quindi stato fatto con i valori rappresentativi del massimo assetto produttivo dell'impianto, che coincide con quello autorizzato in AIA. Api Energia spa ha inoltre precisato che a partire dal prossimo gennaio, con l'inizio dei lavori ci sarà una fermata prolungata (molti mesi) dello stabilimento. Sarà allora possibile, attraverso le esistenti centraline di monitoraggio della Provincia di Ancona, valutare la qualità dell'aria senza il contributo dell'impianto e confrontarla con la qualità attuale dell'aria e con quella dell'impianto nella nuova configurazione.
- **Suolo:** In merito ai punti d'indagine SM 16, 17, 18, posizionati fuori dal tracciato della nuova condotta nell'allegato III.3 dello Studio Preliminare Ambientale, Agip Energia spa nella documentazione fa presente che essi *"sono relativi ad una ulteriore ipotesi di percorso come riportato nella planimetria Figure 2.1 b in Allegato 2 del "Piano di indagine integrativo relativo al tracciato della nuova linea di Gas Naturale", trasmesso al MATTM e enti locali in data 17/07/2012 prot. 741/2012"*.
- **Rumore** i dati presentati da Agip Energia spa nella documentazione integrativa sono inclusi nella sezione in cui si sono esaminate le variazioni del clima acustico.

VALUTATO in conclusione che il progetto proposto comporta una riduzione:

- delle emissioni in atmosfera per:
 - Il passaggio da syngas a gas naturale
 - Una riduzione delle ore di funzionamento dell'impianto
- dei consumi d'acqua, energia elettrica e termica
- della produzione di rifiuti
- del rumore emesso

Tutto ciò VISTO, CONSIDERATO E VALUTATO la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS

ESPRIME

Parere positivo all'esclusione dalla procedura di valutazione di impatto ambientale per " il progetto di modifica dell'impianto IGCC. Modifica del ciclo combinato CCPP a gas naturale" in quanto il progetto presentato ha un impatto ambientale inferiore a quello dell'unità attualmente in funzione.

Il parere è condizionato all'ottemperanza delle seguenti prescrizioni:

1. Per le emissioni del camino E26A della centrale turbogas si prescrive un limite di emissioni:
 - di 35 mg/Nmc per NOx raggiungibile con i bruciatori di nuova tecnologia (AEV Burners) e il sistema DeNOX attualmente in funzione.
 - 0,5 mg/Nmc per le polveri.

Per un periodo di **12 mesi** dalla messa in funzione dell'impianto, durante la fase di messa a punto dello stesso, si ammette una deroga ai valori sopra riportati per le emissioni di NOx sino ad un valore massimo di 60 mg/Nmc.

2. In merito allo scavo della trincea per l'alloggiamento della tubazione di circa 500 metri, il proponente dovrà eseguire i saggi preventivi lungo il tracciato. Il campionamento del suolo dovrà essere effettuato come previsto dall'allegato 2 del titolo quinto della parte IV del D.Lgs152/06 .
3. Le terre provenienti dallo scavo potranno essere utilizzate per il rinterro della tubazione solo in conformità di quanto previsto al titolo quinto della parte IV del D.Lgs152/06. Quelle non utilizzate per il rinterro della tubazione dovranno essere gestite secondo la normativa di settore.
4. Se nel corso dello scavo si dovesse interessare la falda acquifera, l'acqua presente dovrà essere aggettata e trattata, nel rispetto di quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 ss.mm.ii. relativo alla gestione delle acque emunte sotterranee.
5. Nella fase di cantiere, l'utilizzo di macchinari rumorosi che superino i limiti stabili dalla legge quadro sull'inquinamento acustico L447/94 e della legge regionale n. 28/2001, può avvenire solo dietro autorizzazione del Comune interessato come stabilito dalla legge regionale 28/2001.
6. Prima dell'inizio dei lavori, ai sensi dall'art. 9 delle Norme di Attuazione del Piano per l'Assetto Idrogeologico, il proponente dovrà produrre alla regione Marche una documentazione che dimostri la compatibilità dell'intervento con il livello di rischio idrogeologico della zona finalizzato ad ottenere il rilascio del relativo provvedimento autorizzativo.

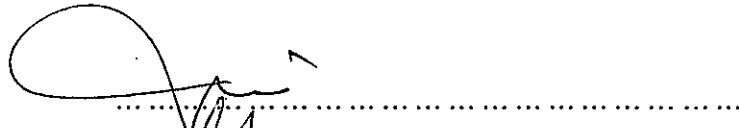
La commissione infine raccomanda che:

- durante il periodo di fermo della raffinazione e della produzione di energia elettrica previsto per tutto il 2013, il proponente continui, il monitoraggio della qualità dell'aria della regione Marche, utilizzando anche dati ottenuti dalle stazioni della rete

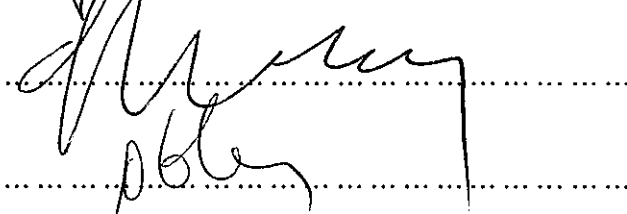
per stabilire lo stato dell'aria nella zona in assenza del contributo del sito industriale API.

- i risultati della campagna siano presentati al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e della Regione Marche assieme ad un confronto comparativo con lo stato dell'atmosfera prima dell'inizio dei lavori.

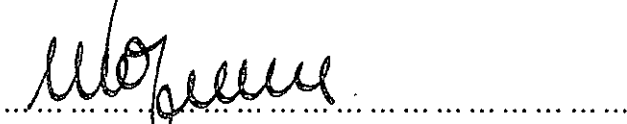
Ing. Guido Monteforte Specchi
(Presidente)



Cons. Giuseppe Caruso
(Coordinatore Sottocommissione VAS)



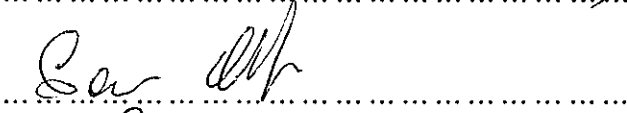
Dott. Gaetano Bordone
(Coordinatore Sottocommissione VIA)



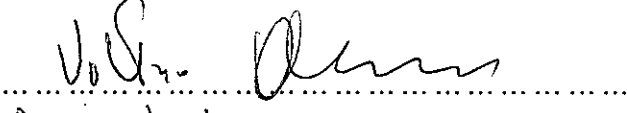
Arch. Maria Fernanda Stagno
d'Alcontres
(Coordinatore Sottocommissione VIA Speciale)

Sandra Campilongo (Assente)

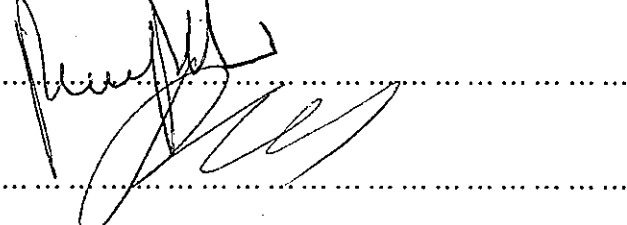
Avv. Sandro Campilongo
(Segretario)



Prof. Saverio Altieri



Prof. Vittorio Amadio

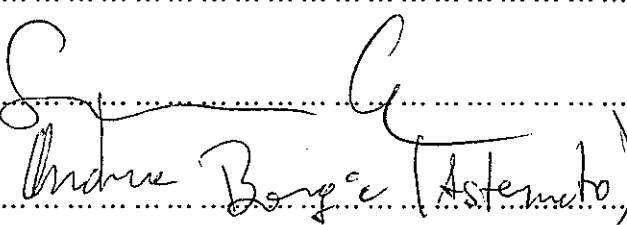


Dott. Renzo Baldoni

ASSENTE

Dott. Gualtiero Bellomo

Avv. Filippo Bernocchi

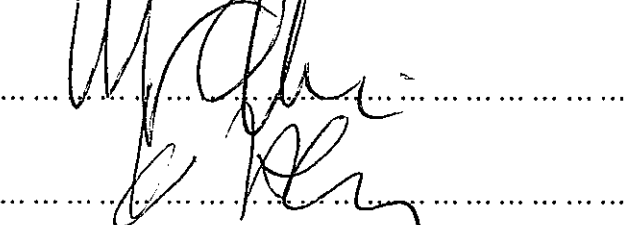


Ing. Stefano Bonino

ASSENTE

Dott. Andrea Borgia

Ing. Silvio Bosetti



Ing. Stefano Calzolari

Ing. Antonio Castelgrande



Arch. Giuseppe Chiriatti

ASSENTE

Arch. Laura Cobello

L. Cobello

Prof. Carlo Collivignarelli

Carlo Collivignarelli

Dott. Siro Corezzi

Siro Corezzi

Dott. Federico Crescenzi

Federico Crescenzi

Prof.ssa Barbara Santa De Donno

B. Santa De Donno

Cons. Marco De Giorgi

M. De Giorgi

Ing. Chiara Di Mambro

ASSENTE

Ing. Francesco Di Mino

F. Di Mino

Avv. Luca Di Raimondo

ASSENTE

Ing. Graziano Falappa

G. Falappa

Arch. Antonio Gatto

ASSENTE

Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini

F. Gargallo

Prof. Antonio Grimaldi

A. Grimaldi

Ing. Despoina Karniadaki

ASSENTE

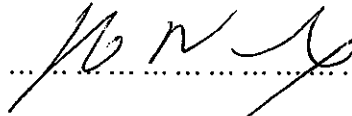
Dott. Andrea Lazzari

A. Lazzari

Arch. Sergio Lembo

M *a* *E* *A* *rs* *fu* *!* *ch*

Arch. Salvatore Lo Nardo



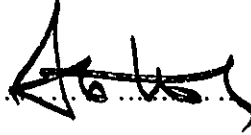
Arch. Bortolo Mainardi

ASSENTE

Avv. Michele Mauceri

ASSENTE


Ing. Arturo Luca Montanelli



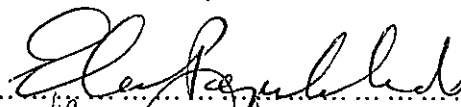
Ing. Francesco Montemagno



Ing. Santi Muscarà



Arch. Eleni Papaleludi Melis



Ing. Mauro Patti



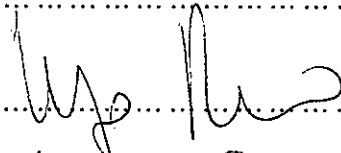
Avv. Luigi Pelaggi



Cons. Roberto Proietti

ASSENTE

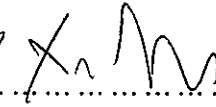
Dott. Vincenzo Ruggiero



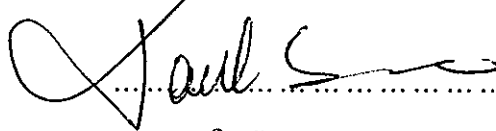
Dott. Vincenzo Sacco



Avv. Xavier Santiapichi



Dott. Paolo Saraceno



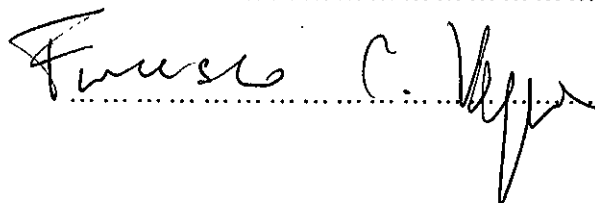
Dott. Franco Secchieri

ASSENTE

Arch. Francesca Soro

ASSENTE

Dott. Francesco Carmelo Vazzana



Ing. Roberto Viviani

ASSENTE

Dott. David Piccinini
(Rappresentante Regionale)

