



*Il Ministro dell'Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*



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

U.prot DVA-DEC-2010-0000470 del 02/08/2010

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto di combustione a ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC) sito nel comune di Falconara Marittima (AN)

VISTA la legge 8 luglio 1986, n. 349, recante "Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale";

VISTA la legge 26 ottobre 1995, n. 447, recante "Legge quadro sull'inquinamento acustico";

VISTA la direttiva 2008/01/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 14 novembre 1997 recante "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore";

VISTO il decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i. relativo al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 31 gennaio 2005, di concerto con il Ministro delle attività produttive e con il Ministro della salute, recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372";

VISTO il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento", così come modificato dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n.



152, e successive modifiche ed integrazioni, e in particolare l'articolo 3, comma 1, l'articolo 5, comma 14, e l'articolo 9;

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale", ed in particolare l'articolo 49, comma 6;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 29 gennaio 2007, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e con il Ministro della salute recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, recante "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 decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 agosto 2006, n. 248" e in particolare l'articolo 10;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 153, del 25 settembre 2007, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto legge 30 ottobre 2007, n. 180, recante "Differimento di termini in materia di autorizzazione integrata ambientale e norme transitorie", convertito con modifiche dalla legge 19 dicembre 2007, n. 243, e successivamente modificato dal decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248, convertito con modifiche dalla legge 28 febbraio 2008, n. 31;

VISTO il decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4, recante "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale";

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, ed in particolare l'articolo 5, comma 3;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 224, del 7 agosto 2008, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di Coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTA l'istanza presentata in data 28 luglio 2006 dalla società API RAFFINERIE ANCONA S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) a questo



UAD

Ministero ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rilascio di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio dell'impianto di combustione a ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC) ubicato nel comune di Falconara Marittima (AN);

VISTA la nota DSA-2006-0032746 del 18 dicembre 2006 con la quale la Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale, ora Direzione per le Valutazioni Ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di integrare la domanda di cui al punto precedente con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota prot. 265/07 del 30 gennaio 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 2 febbraio 2007, al n. DSA-2007-0003301, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della richiesta tariffa istruttoria provvisoria di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota DSA-2007-0008894 del 23 marzo 2007 con la quale la Direzione Generale ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento;

PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" in data 14 aprile 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTO il decreto di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente di concerto con il Ministro per i beni culturali ed ambientali n. 1877 del 22 aprile 1994, relativo al progetto di un impianto di gassificazione di idrocarburi pesanti e produzione di energia elettrica in cogenerazione nella raffineria API di Falconara Marittima, presentato dall'API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A.;

VISTA la determinazione dirigenziale n. DSA/2004/13232 del 1 giugno 2004 con cui la Direzione Generale ha disposto l'esclusione dall'assoggettabilità alla procedura di valutazione di impatto ambientale, relativa al progetto di adeguamento e ammodernamento del ciclo di desolfurazione gasoli in attuazione della direttiva "Auto-Oil" della raffineria di Falconara Marittima (AN), richiesta da A.P.I. S.p.A. in data 5 novembre 2003;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000051 del 30 gennaio 2008 di costituzione del Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0010124 dell'11 aprile 2008, formulata dalla



Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota CIPPC-00-2008-0000306 del 3 aprile 2008;

VISTE le integrazioni all'istanza trasmesse dal Gestore con nota prot. 1131/08 del 19 giugno 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 26 giugno 2008, al n. DSA-2008-0017739;

VISTA la nota DSA-2008-0027650 del 1 ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria;

VISTA la nota prot. 2014/08 del 13 novembre 2008, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 25 novembre 2008, al n. DSA-2008-0034197, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento del conguaglio della tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'articolo 5, comma 4 del decreto del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0000038 del 13 gennaio 2009 di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VERIFICATO che, ai fini dell'applicazione dell'articolo 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, l'impianto è soggetto alle disposizioni del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale è stata garantita presso la Direzione Generale e che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

RILEVATO che non sono pervenute, ai sensi dell'articolo 5, comma 8, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, e degli articoli 9 e 10 della legge 7 agosto 1990, n. 241, osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

VISTO il Certificato UNI EN ISO 14001:2004 della API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A. n. CERT-446-2002-AE-MIL-SINCERT da cui risulta che dal 19 settembre 2002 la medesima è dotata di un sistema di gestione ambientale conforme ai requisiti della normativa UNI EN ISO 14001:2004, con validità fino al 26 luglio 2011;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001324 del 8 giugno 2009 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio dell'impianto di combustione a ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC) ubicato nel comune di



UP

Falconara Marittima (AN), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

CONSIDERATO che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Mineral Oil and Gas Refineries" (Febbraio 2003), "Large Combustion Plant" (Luglio 2006), "Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector" (Febbraio 2003), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001);

VISTA la nota prot. 1165/09 del 1 luglio 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 9 luglio 2009, al n. DSA-2009-0017705, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2009-0001324 dell'8 giugno 2009;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 6 luglio 2009 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DSA-2009-0019976 del 24 luglio 2009;

VISTA la nota DSA-2009-0020355 del 28 luglio 2009, rimasta senza esito, con la quale la Direzione Generale, ai sensi dell'art. 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, ha chiesto al Ministero dell'interno di fornire informazioni aggiornate sullo stato delle istruttorie tecniche condotte per lo stabilimento nell'ambito dei disposti di cui al decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i.;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001940 dell'11 settembre 2009 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio, comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo, alla luce dei necessari approfondimenti richiesti nella Conferenza dei Servizi del 6 luglio 2009;

VISTA la nota prot. 1710/09 del 20 ottobre 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 21 ottobre 2009, al n. exDSA-2009-0028222, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2009-0001940 dell'11 settembre 2009;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 23 ottobre 2009 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DSA-2009-0028886 del 28 ottobre 2009;



UP

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0000051 del 18 gennaio 2010, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, a seguito del supplemento istruttorio richiesto nella Conferenza dei Servizi del 23 ottobre 2009;

VISTA la nota prot. 198/2010 del 1 febbraio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 3 febbraio 2010, al n. DVA-2010-0002304, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-0000051 del 18 gennaio 2010;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 4 febbraio 2010 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2010-0004030 del 15 febbraio 2010;

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0001021 del 19 maggio 2010, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio definitivo, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite nella Conferenza dei Servizi del 4 febbraio 2010;

VISTI i compiti assegnati all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale dall'articolo 11, comma 3 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

RILEVATO che, in sede di Conferenza dei Servizi, l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale ha reso il previsto parere in ordine al Piano di monitoraggio e controllo;

RILEVATO che il Sindaco del comune di Falconara Marittima non ha formulato per l'impianto specifiche prescrizioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;

PRESO ATTO che nel corso dell'istruttoria non sono pervenute indicazioni da parte delle autorità competenti in merito alle prescrizioni ai fini della sicurezza e della prevenzione dei rischi di incidenti rilevanti, a norma dell'art. 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

FATTO SALVO il rispetto delle prescrizioni stabilite nei provvedimenti in materia di compatibilità ambientale;



UHP

1995, n. 447, e dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e loro successive modifiche ed integrazioni.

3. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.
4. Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenga nell'ambito della certificazione ISO 14001:2004.

Art. 4

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, il Gestore concorderà con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.
Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.
2. L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale definisce, anche sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
3. Si prevede, ai sensi dell'art. 11, comma 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifichi il rispetto di tutte le prescrizioni previste nel parere istruttorio riferendone gli esiti con cadenza almeno semestrale all'Autorità Competente.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1, 2 e 3 l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso della durata dell'autorizzazione potrà concordare con il Gestore ed attuare adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.



UP

5. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, comma 5, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che il Gestore fornisca tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare si prescrive che il Gestore garantisca l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, comma 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, informi tempestivamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto.
7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, si prescrive che il Gestore trasmetta gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale e alla ASL territorialmente competente.

Art. 5

DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE

1. La presente autorizzazione ha durata di sei anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, in quanto l'impianto è dotato di un sistema di gestione ambientale conforme ai requisiti della normativa UNI EN ISO 14001:2004.
2. Ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sei mesi prima della citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 9, comma 4, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, la presente autorizzazione può essere comunque soggetta a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Si prescrive al Gestore di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicazione di ogni variazione di utilizzo di materie prime, di modalità di gestione, di



modalità di controllo, prima della loro attuazione al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Art. 6
TARIFFE

1. Si prescrive il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto del 24 aprile 2008.

Art. 7
AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 5, comma 14 del decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 59, sostituisce ai fini dell'esercizio dell'impianto tutte le autorizzazioni, pareri, visti, nulla osta in materia ambientale, fatte salve le disposizioni che riguardano le emissioni di gas serra.
2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.
3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di richiedere, nei tempi previsti e nel rispetto de regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fideiussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 8
DISPOSIZIONI FINALI

1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto del 24 aprile 2008, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Copia del presente provvedimento è trasmessa alla società API RAFFINERIA DI ANCONA S.p.A., nonché al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero dell'interno, alla Regione Marche, alla Provincia di



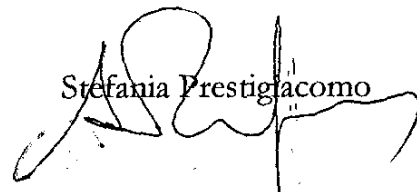
MAP

Ancona, al Comune di Falconara Marittima e all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.

5. Ai sensi dell'articolo 5, comma 15 e dell'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione Generale, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso *internet* sul sito ufficiale del Ministero.
Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta Ufficiale.
6. A norma dell'articolo 16, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di ammenda da 5.000 a 26.000 euro, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 11, comma 9 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5.

Stefania Prestigiacomo



MP



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC



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

E.prot DVA - 2010 - 0013846 del 27/05/2010

CIPPC-00-2010-0001021
del 19/05/2010

Pratica N:

Ref. Mittente:

Ministero dell' Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

OGGETTO: Trasmissione Parere Istruttorio Conclusivo e Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda AIA presentata da API ENERGIA S.p.A. - Impianto combinato IGCC.

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette nuovamente il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo.



Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO PER LA
IGCC API ENERGIA S.p.A.
SITA IN FALCONARA MARITTIMA**

Gruppo Istruttore:	
Cinzia Albertazzi	Referente
Marcello Iocca	
Rocco Simone	
Elena Tamburini	
Dott. David Piccinini	Regione Marche
Dott. Marco Salustri	Provincia di Ancona
Ing. Giovanna Badiali	Comune di Falconara M.ma



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

INDICE

1	DEFINIZIONI	3
2	PARTE INTRODUTTIVA	5
2.1	RIFERIMENTI NORMATIVI	5
2.2	ATTI PRESUPPOSTI	6
2.3	DOCUMENTI ESAMINATI E ATTIVITÀ SVOLTE	7
3	ATTIVITA' AUTORIZZATA	8
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	8
5	ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE	12
5.1	DESCRIZIONE IMPIANTO	12
5.3	QUADRO AUTORIZZATIVO ATTUALE	30
5.4	PRINCIPALI DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	32
5.5	ALTRI ASPETTI INFORMATIVI	34
6	ASSETTO PRODUTTIVO FUTURO	35
6.1	IMPIANTO DA AUTORIZZARE	35
7	SOSTENIBILITÀ TECNICA ECONOMICA ADOZIONE MTD	35
7.1	PREVENZIONE DALL'INQUINAMENTO MEDIANTE MTD	35
7.2	ULTERIORI CONSIDERAZIONI	43
7.3	GESTIONE CORRETTA DEI RIFIUTI	44
7.4	UTILIZZO EFFICIENTE DELL'ENERGIA	45
7.5	SICUREZZA E RISCHIO DI INCIDENTE	45
7.6	ADEGUATO RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITÀ	45
7.7	CONVINCIMENTI E MOTIVAZIONI	45
8	PARERE E PRESCRIZIONI	46
8.1	FASE DI ESERCIZIO NORMALE	46
8.2	EMISSIONI IN ARIA	48
8.3	EMISSIONI DIFFUSE	52
8.4	MANUTENZIONE, MALFUNZIONAMENTI ED EVENTI INCIDENTALI	52
8.5	EMISSIONI SONORE	53
8.6	RIFIUTI	54
8.7	EMISSIONI IN ACQUA	56
8.8	PRESCRIZIONI SU SUOLO E SOTTOSUOLO, BONIFICHE	57
8.9	PRESCRIZIONI TECNICO GESTIONALI	58
8.10	FASE DI CHIUSURA IMPIANTO	58
9	PIANO DI MONITORAGGIO	58
10	PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI	59
11	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	59
12	DURATA, RINNOVO E RIESAME	60
13	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE	60



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Salvaguardia Ambientale.
Autorità controllo (AC)	di L'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici, per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Marche.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997; n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 9, comma 5, del decreto legislativo n. 59 del 2005.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a API Energia S.p.A. di Falconara Marittima (AN), indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

Migliori tecniche disponibili (MTD) La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1 e del decreto di cui all'articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 11, comma 3.

Uffici quali depositati documenti presso i quali sono depositati i documenti I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <http://www.dsa.minambiente.it/aia>, al fine della consultazione del pubblico.

Valori Limite di Emissione (VLE) La massa di inquinante espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, segnatamente quelle di cui all'allegato III del decreto legislativo n. 59 del 2005.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

2 PARTE INTRODUTTIVA

2.1 Riferimenti Normativi

- Visto il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento";
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;
- visto i decreti concernenti l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di allevamenti, macelli e trattamento di carcasse, di fabbricazione di vetro, fritte vetrose e prodotti ceramici e di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 125 del 31 maggio 2007;
- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006
- visto l'articolo 3 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
 - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;
- visto l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

- visto delle norme di qualità ambientale;
inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale".
- vista La L. 243 del 19.12.2007 in base alla quale viene stabilito che, fino al rilascio dell'AIA, gli impianti esistenti di cui al D.Lgs. 59/05 per i quali sia stata presentata nei termini previsti la relativa domanda, possono proseguire la propria attività nel rispetto della normativa vigente e delle prescrizioni stabilite nelle autorizzazioni di settore rilasciate per l'esercizio e per le modifiche non sostanziali degli impianti medesimi

2.2 Atti presupposti

- Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- Vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-002009-0000502 del 04/03/09, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Centrale API ENERGIA S.P.A sita in Ancona (AN) al Gruppo Istruttore così costituito:
-Dott.ssa Cinzia Albertazzi (referente)
-Ing. Rocco Simone
-Dott. Marcello Iocca
-Avv. Elena Tamburini
- Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 224/2008 di rinnovo della composizione della Commissione Istruttoria IPPC;
- preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
-Dott. David Piccinini (Regione Marche)
-Dott. Marco Salustri (Provincia di Ancona)
-Ing. Giovanna Badiali (Comune di Falconara M.ma);
- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC hanno preso parte, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
-Michele Ilacqua
-Fabio Fortuna
-Liana De Rosa;
- visti i verbali delle riunioni del GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
-il verbale CIPPC 805/2009 del 27 novembre 2008 di incontro del GI ;
-il verbale CIPPC 806/2009 del 27 novembre 2008 di incontro tra il GI e il Gestore.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

2.3 Documenti esaminati e attività svolte

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 2006, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2006-0020315 del 28/07/2006, dalla società API ENERGIA SpA, con sede legale in Via Flaminia, 685 – 60015 Falconara Marittima (AN), relativa al sito industriale di Falconara Marittima (impianto IGCC);
- esaminata la documentazione integrativa trasmessa dal Gestore in data 19/06/2008 e acquisita al protocollo della Commissione CIPPC-00_2008-0000752 del 25/06/2008;
- esaminate le linee guida generali e le linee guida di settore per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili e le linee guida sui sistemi di monitoraggio; e precisamente:
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
 - Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
 - Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di raffinerie Supplemento ordinario n. 127 alla Gazzetta ufficiale 31 maggio 2007 n. 125;
- esaminati i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP); Luglio 2006
 - Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE); Luglio 2007
 - Reference Document on General Principles of Monitorin; Luglio 2003
 - Reference Document on Industrial Cooling Systems; Dicembre 2001;
- esaminata la documentazione prodotta dall'ISPRA nell'abito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:
- Relazione Tecnica "Relazione istruttoria-ri1" del del 31/03/2009;
 - Piano di Monitoraggio e Controllo del 05/05/2009 CIPPC-00_2009-0001059;
- ritenuto non necessario svolgere sopralluoghi dal momento che il GI si è avvalso della conoscenza degli impianti garantita dagli esperti di nomina regionale e provinciale e nessun commissario ne ha fatto richiesta;
- acquisito il parere unanime favorevole del GI sui criteri di redazione e sui contenuti del parere istruttorio, e del Piano di Monitoraggio e Controllo;
- acquisito il parere unanime favorevole del GI sui criteri di redazione e sui contenuti del presente documento, e del Piano di Monitoraggio e Controllo allegato tramite comunicazioni di posta elettronica.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

3 ATTIVITA' AUTORIZZATA

Identificazione del complesso IPPC

Ragione sociale:	Impianto IGCC di API ENERGIA S.p.A.
Sede legale:	Via Flaminia 685, 60015 Falconara Marittima
Sede operativa:	Via Flaminia 685, 60015 Falconara Marittima
Tipo di impianto:	esistente
Codice e attività IPPC:	categoria 1.1 - Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione > 50MW
Gestore:	Ing. Giancarlo Cogliati Amministratore Delegato della società api raffineria di ancona S.p.A.
Referente IPPC:	Paolo Buscemi e Pierfilippo Amurri
Impianto a rischio di incidente rilevante:	SI - Notifica rapporto di sicurezza
Sistema di gestione ambientale:	ISO 14001

L'assetto impiantistico oggetto del procedimento istruttorio ai sensi del D.L.gs 59/2005 è quello descritto e corrispondente all'impianto così come esistente ed a seguito descritto.

L'impianto IGCC è ubicato all'interno del sito della raffineria api di Falconara M.ma. ed occupa una posizione centrale nell'area degli impianti di processo, lato mare.

L'impianto è di proprietà di API ENERGIA S.p.A., con sede legale a Falconara Marittima, la cui operatività è affidata ad API RAFFINERIA attraverso la Funzione "Operazioni IGCC" è nata da una joint venture tra il Gruppo API, ABB Capital e Texaco, dal 2004 è totalmente proprietà del Gruppo Api.

Le unità di produzione energia (fase rilevante CCPP) sono ubicate lungo il mare; nella stessa area sono ubicate le apparecchiature a terra del sistema di raffreddamento ad acqua di mare, in prossimità della radice delle condotte di adduzione alle opere di presa e di scarico dell'acqua mare.

Le unità che compongono la fase di gassificazione degli idrocarburi pesanti (fase rilevante SMPP) sono, in parte, ubicate a monte delle unità di produzione energia e in parte a sud-ovest (ossia in direzione di Falconara).

4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

Il complesso industriale della raffineria e della centrale nasce nel 1939 su progetto di Peretti, nella pianura alluvionale del Fiume Esino a nord di Falconara Marittima (sup. tot 70 ettari).

L'area affaccia a nord- est sull'Adriatico ed è attraversata dalla statale Adriatica e dalla ferrovia Ancona-Bologna.

Il Piano Regolatore Generale del Comune di Falconara Marittima del 1999, aggiornato al 2005 per l'adeguamento al Piano Paesistico Ambientale Regionale, classifica l'area API come *Zona Urbana*



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

Definita (ZUD), ovvero parti di città con assetto urbanistico consolidato all'interno delle quali sono consentiti esclusivamente interventi di risanamento conservativo o ristrutturazione finalizzati alla generale riqualificazione ambientale dell'area in vista della futura riconversione produttiva ecocompatibile (Obiettivo di Piano).

Non si riscontrano particolari vincoli territoriali, ambientali e culturali ad eccezione delle *zone di rispetto dei pozzi*, dove è vietata la dispersione dei fanghi e delle acque reflue incluse quelle depurate.

Suolo e sottosuolo

Con L.179/02 Falconara Marittima viene iscritto nell'elenco dei Siti di Interesse Nazionale, e con delibera n.305/2000 il Consiglio Regionale individua sul territorio della provincia di Ancona, un'area ad elevato rischio di crisi ambientale (c.a. 85 kmq, comprendente nove comuni) che presenta elementi di forte criticità connessi alla presenza di infrastrutture di collegamento e dell'area portuale di Ancona, alla forte densità industriale a rischio ai sensi del D.Lgs 334/99, al consistente traffico ferroviario e di mezzi pesanti per il trasporto di prodotti petroliferi.

Tra questi il Comune di Falconara Marittima, con il 90,2% del suo territorio, occupa tutto il fronte a mare, compreso il tessuto residenziale sbarrato ad ovest dall'area dell'aeroporto e a sud dalla presenza della ferrovia e la raffineria sviluppatasi sull'area di interrimento del fiume Esino.

Ai sensi del D.M. 471/99 la Regione Marche individua all'interno dell'Area ad Elevato Rischio di Crisi Ambientale (AERCA) tredici siti inquinati nei territori dei comuni di Ancona, Falconara Marittima, Camerata Picena e Monsano.

Nell'agosto 2001 API ha presentato il "Piano di Caratterizzazione 1° Fase di cui dell'allegato 4 DM 471/99", in cui si prevedeva l'esecuzione di un'indagine di caratterizzazione a scala di stabilimento, volta a valutare la qualità del sottosuolo e razionalizzare le informazioni esistenti.

Le indagini sono state eseguite nel periodo settembre-dicembre 2001 e hanno visto l'esecuzione di un'indagine Soil Gas Survey (SGS), per la determinazione, in modo speditivo e quantitativo, della presenza di Composti Organici Volatili (VOC) nei gas interstiziali presenti nel terreno insaturo, al di sopra della frangia capillare. I risultati della fase I di indagine hanno permesso di elaborare la proposta di Piano di Caratterizzazione- Fase II.

Le attività sono state completate nell'aprile 2005 ed hanno visto la realizzazione di 270 sondaggi a carotaggio continuo spinti fino a circa 6 m p.c. per complessivi 1700 campioni di terreno e n. 225 campioni di acqua di falda, sottoposti in seguito ad analisi di laboratorio. I risultati analitici relativi alla Fase II sono stati validati da ARPAM.

Alla luce dei contenuti del D.Lgs 3 aprile 2006 n.152, essendo l'area dell'impianto " un sito con attività in esercizio", API, con nota prot. 2972/06 del 25/10/06, ha manifestato l'intenzione di voler procedere alla revisione dei progetti di bonifica dei suoli e delle acque di falda presentati nel 2005, attraverso un progetto unitario di messa in sicurezza operativa.

A tal fine, API, è in procinto di realizzare di concerto con gli Enti Locali il "Piano di Caratterizzazione integrativo ai sensi del D.Lgs 152/06. I risultati di tale indagine saranno utilizzate" per elaborare una analisi di rischio sito specifica la quale permetterà di redigere un Progetto di Bonifica del sito.

Messa in sicurezza del suolo

Sulla base delle valutazioni provenienti dai piani di caratterizzazione, sulle molteplici informazioni scaturite dai monitoraggi in atto e sulla base del modello idrogeologico del sito, si è proceduto alla progettazione e alla messa a regime di un sistema di barrieramento idraulico delle acque di falda.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

Tale sistema è costituito da n. 26 pozzi di estrazione ... da cui viene estratta l'acqua del I acquifero a protezione del mare e del fiume Esino. Il sistema idraulico è completato da una barriera di pozzi di re-iniezione costituita da 78 pozzi.

L'avviamento di entrambi i sistemi di barrieramento è avvenuto per fasi. Quello della barriera di estrazione si è completato nel mese di marzo 2006 con l'attivazione dei pozzi di reimmissione avvenuta nel mese di aprile 2007.

L'azione sinergica della barriera di prelievo e di ricarica, modificando il livello piezometrico della falda, impedisce il deflusso delle acque verso gli obiettivi sensibili, garantendone la protezione.

Nell'anagrafe dei siti da bonificare, l'area della raffineria API e dell'ex Enichem sono quelli con la maggiore estensione (90% dei suoli inquinati e 98% del volume interessato).

Le acque sotterranee mostrano un inquinamento da attività antropiche con concentrazioni molto superiori ai limiti del D.Lgs 152/99 per la presenza di nitrati (fertilizzanti azotati, reflui zootecnici, cattiva gestione dei fanghi, dispersioni fognarie) e di scarichi reflui umani ed industriali privi di denitrificazione.

La risposta programmatica alle criticità ambientali per l'AERCA è il *Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell'Esino 2005* che individua criticità ambientali per la presenza di:

- a) aree a rischio idrogeologico elevato¹ (R3) e molto elevato (R4) per fenomeni di esondazione e gravitazionale dell'ambito fluviale dell'Esino;
- b) siti inquinati: SIN di Falconara (D.M. 83 del 26/02/2003) che comprende anche una fascia costiera di 3 Km interessata da fenomeni di inquinamento delle acque marine costiere e dei sedimenti; SEA di Camerata Picena;
- c) condizioni di vulnerabilità connesse alla forte antropizzazione del territorio.

Gli obiettivi di qualità ambientale individuati dal Piano sono di risanamento e riqualificazione del patrimonio ambientale e culturale, che comprende l'ottimizzazione della gestione dei rifiuti e del sistema energetico, nonché la mitigazione del rischio tecnologico ed miglioramento del sistema infrastrutturale.

Acque

Il fiume *Esino* si presenta con caratteristiche torrentizie e modesta capacità auto depurativa.

Lo stato di qualità delle acque denuncia un progressivo peggioramento dei parametri partendo dalla sorgente alla foce, con tendenza all'aumento di volume prelevato per le significative derivazioni idriche concesse. Nel 2003 tali derivazioni hanno rappresentato il 181,6% del deflusso medio annuo prelevabile. L'uso dei prelievi idrici risulta per il 95,3% destinato al settore idroelettrico, contro l'1,3 del settore industriale.

Nel punto di campionamento 16/ES, più vicino alla foce del fiume, le analisi svolte nel corso dell'anno 2008 manifestano delle caratteristiche chimico-batteriologiche delle acque associabili ad un LIM di livello 3 che presenta criticità per la presenza di carica batteriologica e di elevati valori di fosforo totale.

La qualità biologica è espressa da un IBE di classe 3 che assegna, in accordo con il LIM, una classe di qualità ambientale sufficiente (SACA 3) in linea con i risultati degli ultimi due anni

Lo stato chimico non influisce sulla classificazione in quanto sono state rinvenute solo alcune delle sostanze pericolose ricercate e con concentrazione trascurabile (0,01 µg/l di Dicloropropano e 0,023 µg/l di Metolachlor). Alla luce dei risultati delle analisi tali acque sono idonee alla vita dei pesci ciprinidi.

¹ Piano stralcio di bacino per l'Assetto Idrogeologico per i bacini di rilievo regionale (D.G.R.116/2004).



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

Gli scarichi che confluiscono direttamente nel fiume sono quelli dell'impianto di demineralizzazione dell'API, del depuratore di Jesi e del depuratore della Sadam(zuccherificio).

Sulle acque marino-costiere le indagini svolte dall'ARPAM evidenziano un indice trofico con qualità mediamente sufficiente e trend in leggero miglioramento. In prossimità dell'area dell'impianto, alla foce del fiume Esino, si rileva la presenza di concentrazioni di cloro residuo totale di poco superiori ai limiti di rilevabilità probabilmente dovute all'apporto in mare delle acque del fiume che raccolgono i reflui urbani, gli scarichi del fosso Rigatta e le acque di raffreddamento della centrale IGCC.

Le analisi sul biota effettuate nella zona di mare antistante l'API ed alla foce del fiume Esino denunciano la presenza di alte concentrazioni di Arsenico (10 mg/kg), mentre quelle sui sedimenti (500 m dalla costa) non evidenziano particolari condizioni di inquinamento ad eccezione dello zinco in corrispondenza della foce dell'Esino con valori più elevati per gli idrocarburi (C>12) sul primo strato di sedimento.

Aria

Il Piano Regionale di Tutela e risanamento della qualità dell'Aria (D.C.R. 36/2001) definisce la *zona bassa Vallesina - zona Falconara a rischio di inquinamento atmosferico*, con criticità ascrivibili alle emissioni inquinanti del traffico urbano e delle attività produttive.

Complessivamente le problematiche evidenziate dal piano sono la presenza di smog fitochimico nei periodi estivi, le concentrazioni di NO₂ con picchi orari, la presenza di metalli immessi in atmosfera dall'attività della raffineria e l'inquinamento da benzene e PM₁₀.

Il Piano di Risanamento Areale nelle zone fortemente terziarizzate rileva una tendenza alla diminuzione delle concentrazioni degli inquinanti classici (composti dello zolfo e del monossido di carbonio), un livello pressoché costante degli NO_x (superamento del limite delle medie annue di NO₂) e del Benzene, un aumento dell'ozono (in particolare di ozono troposferico) e del PM₁₀ (superamento del limite delle medie anno e giorno).

Anche il monitoraggio effettuato da ARPA Marche ha messi in evidenza nel primo semestre 2007, numerosi superamenti del limite delle medie giornaliere ed annue delle polveri sottili non solo per l'area industriale, ma anche quella urbana.

Le azioni specifiche individuate dal piano ai fini del risanamento e della tutela della qualità dell'aria per la zona della raffineria vanno dal miglioramento del denitrificatore dell'IGCC, alla fermata degli impianti per manutenzione nei periodi di massima formazione di ozono, alla sostituzione di olio combustibile con il metano, ad altri che porterebbero uno scenario di emissioni di NO_x dagli attuali 2,1 ton/gg senza De NO_x, agli 1,05 ton/gg con De NO_x.

Rumore

Il Piano di classificazione acustica comunale (2005) individua nell'area API una zona in Classe VI- *Area a destinazione esclusivamente industriale*, compresa tra il confine costiero e la ferrovia Adriatica, ed una zona in Classe V- *Area a destinazione prevalentemente industriale*, tra la ferrovia e SS 16 destinata al deposito dei prodotti petroliferi, al parcheggio dei mezzi, all'impianto di carico. La presenza di una porzione di area industriale posta in classe V consente di realizzare la fascia di decadimento del clima acustico in prossimità dei quartieri residenziali, considerati dalla normativa di settore ricettori sensibili.

Le campagne di monitoraggio hanno evidenziato alcuni superamenti dei valore limite normativi.

Le interferenze rilevate sono dettate non solo dalle sorgenti di traffico veicolare, ferroviario ed aeroportuale, ma anche dalla stessa attività produttiva degli stabilimenti API che in particolari regimi di utilizzazione risultano prevalenti rispetto alle altre sorgenti.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

Località	Livello equivalente medio dB(A)	
	Giorno	Notte
API-lato mare	67,6	68,3
API-lato parcheggio	70,0	64,7
Vladotto SS16	69,7	66,7
Ferrovia-Rocca lato mare	67,3	68,5
Quartiere Fiumesino	68,9	65,7

Rilevazioni acustiche in prossimità dell'impianto²

Pertanto, come previsto dalla normativa vigente, l'Api ha presentato un piano volontario di risanamento acustico del sito API (PRAV) da realizzarsi nel corso degli anni 2005-2008. In tale progetto Api ha previsto la realizzazione, sulle sorgenti più significative, di opere di mitigazione dell'impatto acustico.

L'ARPAM, a cui sia il Comune di Falconara M.ma, sia la Regione Marche hanno richiesto valutazioni relativamente al PRAV redatto da API, ha ritenuto necessario richiedere integrazioni a tale piano di risanamento, dal momento che in corrispondenza di un punto di misura è stato previsto il superamento del limite di emissione notturno nella situazioni post mitigazione e, di conseguenza, è stato proposto di richiedere nuove ed efficaci opere di mitigazione al fine di garantire il rientro nei limiti previsti dalla classificazione acustica del Comune di Falconara in tutti i punti presi in esame. Dal momento che dall'API non risulta pervenuta alcuna ulteriore documentazione integrativa, l'iter di approvazione del PRAV è da ritenersi ancora non concluso.

Aree di protezione e vincolo

L'area della Raffineria non ricade in area protetta e non è interessata da aree di protezione speciale (SIC e ZPS). Sul territorio provinciale, in aree non sottoposte alle ricadute dell'attività industriale, sono presenti il Parco Regionale Conero, il Parco Regionale Gola della Rossa e di Frasassi e la Riserva naturale orientata Ripa Bianca di Jesi.

5 Assetto produttivo attuale

5.1 Descrizione impianto

L'impianto IGCC utilizza come materie prime i residui dell'Unità di Visbreaking e dell'Unità Vacuum 1 che vengono gassificati mediante reazione sub-stechiometrica con ossigeno per ottenere un gas ricco in idrogeno ed ossido di carbonio.

Il gas di sintesi dopo purificazione è combusto in una turbina a gas della potenza di 188,6 MWe per produrre energia elettrica. I fumi di scarico della turbina sono utilizzati in una caldaia a recupero, dotata di sezione catalitica di riduzione NOx, per la produzione di vapore. La caldaia è dotata di un bruciatore utilizzato nel caso di sovra produzione di syngas dal gassificatore che viene così combusto nella caldaia. Il vapore prodotto a tre livelli di pressione è utilizzato per la generazione elettrica, per una potenza complessiva di 283,6 MWe (comprensivi anche della turbina a gas), e per usi interni alla raffineria. Il raffreddamento e la condensazione del vapore sono realizzati con acqua

²

da Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e Bassa Valle dell'Esino



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

di mare (prima dell'utilizzo l'acqua viene addizionata con soluzione al 0,2% di ipoclorito di sodio) che è prelevata con condotta a circa 1000 metri dalla linea di costa in quantità pari a circa 36.000 m³/h e scaricata a mare, dopo utilizzo, con condotto terminante ad una distanza dalla linea di costa di 500 metri. L'efficienza elettrica dichiarata per l'anno 2004 è di circa 49,4% per la configurazione Turbina a Gas + Turbina a vapore.

L'impianto è dotato dei seguenti impianti ausiliari:

- Recupero zolfo
- Impianto acqua demineralizzata
- Depurazione acque "grigie"
- Frazionamento aria per la produzione di ossigeno/azoto
- Caldaia ausiliaria

Le produzioni riferite all'anno 2004 sono riportate nella seguente tabella

Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva
<i>Energia elettrica</i>	<i>2.382.720 MWh/anno</i>	<i>2.252.351 MWh/anno</i>
<i>Vapore</i>	<i>Alta pressione 96.000 t/anno</i>	<i>Alta pressione 75.094 t/anno</i>
	<i>Media pressione 440.000 t/anno</i>	<i>Media pressione 228.092 t/anno</i>
	<i>Bassa pressione 448.000 t/anno</i>	<i>Bassa pressione 146.114 t/anno</i>
<i>Zolfo</i>	<i>32.000 t/anno</i>	<i>20.676 t/anno</i>

I tre camini dell'impianto IGCC (Caldaia a Recupero, Caldaia Ausiliaria, Ossidatore Termico) sono tutti dotati di sistemi di analisi e monitoraggio in continuo della composizione dei fumi e dei flussi massici delle emissioni. Sono misurati i seguenti componenti: NO_x (NO e NO₂), SO₂, CO, CO₂, H₂O, O₂ e particolato (oltre all'NH₃ nel caso della Caldaia a Recupero e all'H₂S per l'Ossidatore Termico). Viene anche calcolata la portata in peso dei fumi uscenti da ciascun camino (la portata è misurata nel caso dell'Ossidatore Termico).

Gassificazione (SMPP)

- UNITÀ 7450 – STOCCAGGIO CARICA
- UNITÀ 8000 – GASSIFICAZIONE CARICA E LAVAGGIO GAS
- UNITÀ 8100 – RECUPERO RESIDUI CARBONIOSI E STRIPPAGGIO NAPHTHA
- UNITÀ 8200 – RAFFREDDAMENTO SYNGAS E IDROLISI COS
- UNITÀ 8300 – ASSORBIMENTO IDROGENO SOLFORATO
- UNITÀ 8400 – RECUPERO ZOLFO
- UNITÀ 8500 – TRATTAMENTO GAS DI CODA / OSSIDATORE TERMICO
- UNITÀ 8600 – DEPURAZIONE ACQUE GRIGIE
- UNITÀ 8900 – FRAZIONAMENTO ARIA
- UNITÀ 7800 – RETE VAPORE, CONDENSE, BLOW DOWN

Cogenerazione (CCPP)

- UNITÀ 9000 – TURBINA GAS
- UNITÀ 9100 – CALDAIA A RECUPERO, DEGASATORE, SISTEMA CATALITICO PER ABBATTIMENTO NO_x, CALDAIA AUSILIARIA



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

UNITÀ 9200 – TURBINA A VAPORE, WATER & STEAM CYCLE

Impianti Ausiliari

UNITÀ 8700 – TRATTAMENTO CONDENSE DI RECUPERO, ADDITIVAZIONE ACQUA ALIMENTO CALDAIE E CLORAZIONE ACQUA MARE

UNITÀ 8800 – PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA

UNITÀ 9300 – SISTEMA ACQUA MARE

Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

Sono stati dichiarati dal Gestore i seguenti consumi per la materie prime ed i combustibili principali per l'anno 2004 ed alla capacità produttiva.

CONSUMO DI MATERIE PRIME / COMBUSTIBILI

LINEA	DESCRIZIONE	FASE	PARTE STORICA (ANNO 2004)		CAPACITA' PRODUTTIVA	
1	TAR - Idrocarburi pesanti per la gassificazione	1 - SMPP	441.078 ton	17.809.216.319 MJ	466.608 ton	18.840.036.880 MJ
2	Gasolio semilavorato per flussaggio strumenti (wash oil)	1 - SMPP	2.886 ton	123.168.200 MJ	3.053 ton	130.297.336 MJ
3	Virgin Naphtha	1 - SMPP	2.925 ton	134.623.429 MJ	3.094 ton	142.415.608 MJ
4	HVGO per flussaggio tenute pompe	1 - SMPP	5.426 ton	219.083.263 MJ	5.740 ton	231.764.087 MJ
5	Gasolio semilavorato per avviamento Turbina a Gas	2 - CCPP	17.337 ton	739.905.440 MJ	18.340 ton	782.732.128 MJ
6	Olio combustibile (S>1%) alla Caldaia Ausiliaria (emergenza)	2 - CCPP	10 ton	403.766 MJ	11 ton	427.136 MJ
7	Olio combustibile (S<1%) per avviamento Gassificazione	1 - SMPP	1.362 ton	54.992.887 MJ	1.441 ton	58.175.947 MJ
8	Fuel Gas	1 - SMPP; 2-CCPP	41.106 ton	1.977.905.304 MJ	43.485 ton	2.092.389.031 MJ
9	Metano	1 - SMPP	2.852 ton	157.239.536 MJ	3.017 ton	166.340.765 MJ

CONSUMO DI COMBUSTIBILI

10	Gas di sintesi diluito con Azoto	1 - SMPP	2.118.437 ton	14.829.059.000 MJ	2.241.055 ton	15.687.384.187 MJ
----	----------------------------------	----------	---------------	-------------------	---------------	-------------------

Il Fuel Gas viene utilizzato nella caldaia ausiliaria e nell'ossidatore termico. Il metano viene utilizzato nell'unità trattamento gas di coda, nell'unità recupero zolfo per preriscaldamento, nell'ossidatore termico e nella caldaia ausiliaria in assenza di fuel gas.

Sono stati dichiarati altri chemicals e additivi utilizzati nel ciclo produttivo. Vengono indicati i consumi alla capacità produttiva di maggiore entità.

Acido cloridrico 5.780 t/anno

Ammoniaca (soluzione acquosa 10-35%) 712 t/anno

Soda caustica (miscela 15-65%) 2.427 t/anno

Solfato ferroso eptaidrato 1.072 t/anno

Gli unici due serbatoi dedicati allo stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi dichiarati dal Gestore sono i TK-38 e TK-39, entrambi della capacità di 10000 m³, a tetto fisso e dedicati allo



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

stoccaggio degli idrocarburi pesanti di carica della gassificazione. A seguito sono riassunte, suddivise per sistema impiantistico, le modalità di stoccaggio e movimentazione delle altre materie prime e dei vari additivi:

Sistema trattamento "Grey water": stoccaggio prodotti chimici

Lo stoccaggio degli additivi chimici utilizzati nell'Unità 8600 viene realizzato secondo le seguenti modalità. Il solfato di ferro è stoccato nel serbatoio TK-8604. La soda viene stoccata nel serbatoio TK-8605. Lo stoccaggio dei polimeri utilizzati ai reattori è realizzato nei serbatoi TK-8606A/B. Ogni serbatoio è dotato di agitatore per la miscelazione della soluzione.

Stoccaggio ammoniacale

La soluzione ammoniacale viene caricata tramite tubo flessibile per caduta direttamente nel serbatoio di stoccaggio. Questo è di tipo cilindrico orizzontale, progettato per essere esercito alla pressione di vapore dell' NH_3 alle condizioni ambientali del sito. Dal serbatoio la soluzione è inviata tramite pompe alla linea di ricircolo di una parte dei gas di scarico, dove evapora per effetto del calore dei gas prima di essere miscelato ed inviato alla griglia di iniezione.

Sistema di clorazione acqua mare: stoccaggio ipoclorito di sodio ed acido cloridrico

La soluzione di Ipoclorito di Sodio è immagazzinata in un serbatoio di stoccaggio (TK-9361) da 100 mc di capacità, dal quale è poi iniettata in modo continuo, tramite pompe, nel sistema di circolazione acqua mare, in modo da controllare lo sviluppo di incrostazioni di origine organica nelle tubazioni e nelle apparecchiature interessate. L'acido è stoccato nel serbatoio TK-9362 da 3 mc di capacità.

Produzione acqua demi: stoccaggio reagenti

L'Acido Cloridrico al 30% e la Soda Caustica al 50% sono stoccati nei rispettivi serbatoi (uno da 63 mc di capacità utile per l'acido ed un altro da 33 mc per la soda) dai quali sono inviati ai rispettivi letti da rigenerare tramite pompe volumetriche. Entrambi sono diluiti con acqua demineralizzata fino alla concentrazione del 3% per l'acido e del 5% per la soda.

Consumi idrici

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni fornite dal Gestore con riferimento alle correnti identificate nello schema di processo. Le tipologie di acque sono l'acqua mare di raffreddamento (i quantitativi sono stati stimati) e l'acqua utilizzata per l'impianto Demi.

Consumo di risorse idriche

Linea	Descrizione	Fase	Parte Storica (Anno 2004)	Capacità Produttiva
1	Acqua grezza in ingresso al Demineralizzatore	2- CCPP	2.218.728 mc 252.6 mch	2.277.600 mc 260 mch
3	Acqua mare di raffreddamento *	2- CCPP	312.070.000 mc 35.64 mch	315.360.000 mc 36.000 mch

* Stimata



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

Per quanto riguarda i consumi di acqua potabile e di acqua servizi nell'impianto IGCC il Gestore li considera trascurabili rispetto a quelli della raffineria, che gestisce e contabilizza unitariamente la relativa distribuzione interna. Tali consumi sono stati inglobati in quelli della raffineria. Non sembra presente una contabilizzazione di tali flussi in ingresso all'impianto IGCC.

Aspetti energetici

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni fornite dal Gestore con riferimento alle correnti identificate nello schema di processo. I dati sono relativi al consumo sia di energia termica (in termini di vapore) che elettrica.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

CONSUMO ENERGIA TERMICA

LINEA	DESCRIZIONE	FASE	PARTE STORICA (ANNO 2004)		CAPACITA' PRODUTTIVA	
1	Vapore (HHP, HP, MP) ad utenze IGCC e a Cassificatori	1 - SMPP	452.322 t/anno	353.951 MWh.	478.503 t/anno	374.438 MWh

PRODUZIONE ENERGIA TERMICA

LINEA	DESCRIZIONE	FASE	PARTE STORICA (ANNO 2004)		CAPACITA' PRODUTTIVA	
5	Vapore da Caldaia a Recupero	2 - CCPP	3.111.598 t/anno	2.432.116 MWh	3.291.701 t/anno	2.572.890 MWh
6	Vapore da Caldaia Ausiliaria	2 - CCPP	597.464 t/anno	532.178 MWh	632.046 t/anno	562.981 MWh
7	Vapore HP a Raffineria	2 - CCPP	75.095 t/anno	67.961 MWh	79.442 t/anno	71.895 MWh
8	Vapore MP a Raffineria	2 - CCPP	228.090 t/anno	189.315 MWh	241.292 t/anno	200.273 MWh
9	Vapore LP a Raffineria	2 - CCPP	146.793 t/anno	113.602 MWh	155.290 t/anno	120.177 MWh
10	Vapore (LIP, MIP, HIP)	1 - SMPP	759.034 t/anno	586.874 MWh	802.968 t/anno	620.843 MWh

CONSUMO ENERGIA ELETTRICA

LINEA	DESCRIZIONE	FASE	PARTE STORICA (ANNO 2004)		CAPACITA' PRODUTTIVA	
2	E.E. da Enel a CCPP	2 - CCPP	7.752 MWh		8.201 MWh	
3	E.E. da Enel a SMPP	1 - SMPP	395.786 MWh		418.695 MWh	
4	E.E. da Enel a UAC	3 - UAC	2.078 MWh		2.196 MWh	

PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

LINEA	DESCRIZIONE	FASE	PARTE STORICA (ANNO 2004)		CAPACITA' PRODUTTIVA	
11	E.E. prodotta dalla Turbina a Gas	2 - CCPP	1.496.321 MWh		1.582.930 MWh	
12	E.E. prodotta dalla Turbina a Vapore	2 - CCPP	756.030 MWh		799.790 MWh	

CONSUMO DI RISORSE IDRICHE

LINEA	DESCRIZIONE	FASE	PARTE STORICA (ANNO 2004)		CAPACITA' PRODUTTIVA	
1	Acqua grezza in ingresso al Demineralizzatore	2 - CCPP	2.218.728 mc	252,6 mc/h	2.277.600 mc	260 mc/h
3	Acqua mare di raffreddamento *	2 - CCPP	312.070.000 mc	35.624 mc/h	315.360.000 mc	36.000 mc/h

* Stimata



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

Emissioni in aria

I punti di emissioni convogliate per IGCC dichiarati sono 3 e dotati di SME:

E26A HRSG

E26B Caldaia ausiliaria ASG

E26C post combustione 2

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni fornite dal Gestore con riferimento alle correnti identificate nello schema di processo. I dati sono relativi alle emissioni convogliate, sia in termini di portate che di quantità messe su base annuale degli inquinanti principali.

LINEA	DESCRIZIONE	FASE	PARTE STORICA (ANNO 2004)				CAPACITA' PRODUTTIVA					
			Portata Nm ³ h	NOx Kg/anno	SO2 Kg/anno	CO Kg/anno	PTS Kg/anno	Portata Nm ³ h	NOx Kg/anno	SO2 Kg/anno	CO Kg/anno	PTS Kg/anno
7	Emissioni da caldaia a Recupero	2 - CCPP	2.181.175	400.234,5	36.261,1	39.663,2	3.308,8	2.307.424	522.400,8	38.360,0	323.039,4	13.844,6
8	Emissioni da camino Caldaia Ausiliaria	2 - CCPP	308.020	166.284,7	41.366,5	5.148,3	679,6	325.848	175.909,5	43.760,8	5.446,2	719,0
9	Emissioni da Ossidatore	1 - SMPP	20.838,3	2.973,2	74.551,0	4.533,50	0,0	22.044	3.145,30	78.866,1	4.795,9	0,0

In sintesi la situazione emissiva totale dell'impianto IGCC alla capacità produttiva per i principali inquinanti è la seguente.

NOx totale(kg/h)	87,68
SO ₂ totale (kg/h)	20,12
CO totale(kg/h)	41,66
PM totale(kg/h)	1,82

In termini di concentrazioni degli inquinanti principali nelle emissioni dai tre camini dichiarati il Gestore dichiara:

Emissioni Camini SME IGCC alla capacità produttiva.

E26A				E26B				E26C			
NOx mg/ Nm ³	SO2 mg/ Nm ³	CO mg/ Nm ³	PM mg/ Nm ³	NOx mg/ Nm ³	SO2 mg/ Nm ³	CO mg/ Nm ³	PM mg/ Nm ³	NOx mg/ Nm ³	SO2 mg/ Nm ³	CO mg/ Nm ³	PM mg/ Nm ³
28	2	18	1	67	17	2	0	18	447	27	0

In sede di integrazione, il Gestore ha inoltre dichiarato una emissione di H₂S dal post combustore pari a 56 kg/anno valutato per l'anno di riferimento (2004) sulla base dei dati analitici dello SME.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

Per quanto riguarda le emissioni fuggitive, il Gestore ha dichiarato una emissione su base storica di 0.1 t/anno di COV che diventano 0.11 t/anno alla capacità produttiva. Il dato storico viene valutato dal Gestore sulla base di una campagna triennale, condotta negli anni 2003, 2004 e 2005. In tale campagna sono stati progressivamente monitorati con la tecnica LDAR i componenti di processo delle diverse aree della raffineria e dell'IGCC e ed è stato determinato il quantitativo di emissioni fuggitive di Composti Organici Volatili. In particolare, l'area IGCC è stata monitorata nel periodo 2003/2004.

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera si segnalano in particolare le seguenti criticità:

- I reflui gassosi del gassificatore nelle fasi di avviamento e fermata vanno ad una torcia gestita dalla raffineria API.
- E' previsto il funzionamento dell'IGCC anche senza il funzionamento della caldaia a recupero (senza De-NOx catalitico) con conseguenti più alte emissioni di NOx e maggiori temperature dei fumi.
- Per i fumi provenienti dalla caldaia ausiliaria ASG, normalmente funzionante al minimo tecnico non dichiarato, non sono previsti sistemi di trattamento.
- I punti di emissione E26B (caldaia ausiliaria) e E26C (post-combustore 2) rispettivamente riguardo agli inquinanti NOx il primo ed SO₂ il secondo.
- emissioni diffuse provenienti da varie parti dell'impianto (flange, valvole, tenute dei tetti galleggianti dei serbatoi, ecc.).
- torce di raffineria: durante la normale marcia dell'impianto è un'emissione non rilevante rispetto alle altre, ma in caso di guasti o disservizi, avviamenti e fermate per IGCC, può divenire la principale emissione (maggiore anche di un ordine di grandezza rispetto alle altre). Le principali cause di anomalie, relative al comparto delle emissioni convogliate, derivano dal ciclo di recupero zolfo con conseguente emissione di SO₂, particolare attenzione andrà quindi tenuta sulle unità Claus.

Il Gestore ha anche fornito i dati relativi agli inconvenienti ambientali per la matrice aria relativamente allo storico per gli anni 2004 e 2005. In particolare nel primo semestre 2004 si è verificato un fuori servizio con blocco dei gassificatori ed attivazione della torcia di raffineria e picco di SO₂ rilevato nelle centraline di monitoraggio esterne. Un secondo evento verificatosi nella seconda metà del 2004 e riconducibile alla sostituzione del bruciatore del secondo gassificatore con invio a torcia del syngas ha generato un effetto visivo mentre non ci sono dati su correlati incrementi di concentrazione di inquinanti. Nel primo semestre del 2005 si sono verificati due eventi con blocco dell'impianto IGCC, in un caso con attivazione dello scarico in torcia. In entrambi i casi sono stati rilevati incrementi nelle concentrazioni dei composti solforati nelle centraline di monitoraggio esterno.

Altri eventi segnalati dal Gestore per i due anni in questione, non vengono correlati direttamente a malfunzionamenti dell'impianto IGCC, ma sono frequentemente caratterizzati da incrementi di concentrazione di composti solforati in atmosfera.

Transitori

Nella documentazione integrativa sono stati forniti elementi informativi riguardo alla problematica dei transitori. In particolare per quanto riguarda la turbina a gas utilizzata nel



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

ciclo combinato viene evidenziato come sia stata progettata per poter marciare utilizzando come combustibile una miscela di Syngas ed azoto. La turbina può essere inoltre alimentata con gasolio per garantire una gestione ottimale e sicura di tutte i possibili transitori (avviamenti, fermate prevedibili e non prevedibili).

E' stato altresì evidenziato come l'operabilità della turbina, quando è alimentata a gasolio, risulti essere fortemente penalizzante sia per la vita utile della macchina (con un aggravio di circa il 50% rispetto alla normale marcia a syngas) che dal punto di vista economico. Per tali ragioni si ricorre all'alimentazione a gasolio della turbina solo ed esclusivamente in casi di assoluta necessità facendo in modo di minimizzare il tempo in cui tale assetto viene mantenuto.

Come prescritto dal fabbricante, l'utilizzo del gasolio è comunque necessario, in sostituzione del syngas, durante i transitori associati a fermate e avviamenti.

Nelle tabelle seguenti vengono riportate alcune informazioni fornite dal Gestore riguardo all'utilizzo del gasolio in alimentazione alla turbina negli anni 2004-2007.

CARATTERISTICHE TRANSITORII				N° EVENTI			
TIPO	ORIGINE	DURATA		2004	2005	2006	2007
BLOCCO	GT	FERMATA ISTANTANEA		10	6	4	2
CAMBIO DI ALIMENTAZIONE DA SYNAS A GASOLIO	GASSIFICATORI	FERMATA MAX 24 ORE A GASOLIO	DA 1 A 4 ORE, A SECONDA DELL'ASSETTO DEGLI IMPIANTI	0	5	4	1
PROGRAMMATI	FERMATE	2 ORE		22	14	10	8
	AVVIAMENTI	8 ORE A DIESEL + A ORE MISTO		38	24	15	8

Nota: i transitori programmati sopra riportati includono sia quelli riguardanti la sezione di gassificazione sia la sezione di generazione di energia elettrica.

		2004	2005	2006	2007
TOTALE ORE ALIMENTAZIONE A GASOLIO (NEGLI ANNI IN ESAME)	TOTALI	579	331	162	59
	PER AVVIAMENTO	118	75	53	40
	PER FERMATA	24	16	12	12
	PER BLOCCO	437	240	98	7
CONSUMO TOT. DI GASOLIO (NEGLI ANNI IN ESAME)	TOTALI	17040	9819	4062	1819

Nella seconda tabella sono invece riportati dei dati di consuntivo per i diversi anni sia in termini di numero di ore con funzionamento a gasolio che la quantità consumata. Si osserva un trend di riduzione sia delle ore di funzionamento a gasolio che del suo consumo.



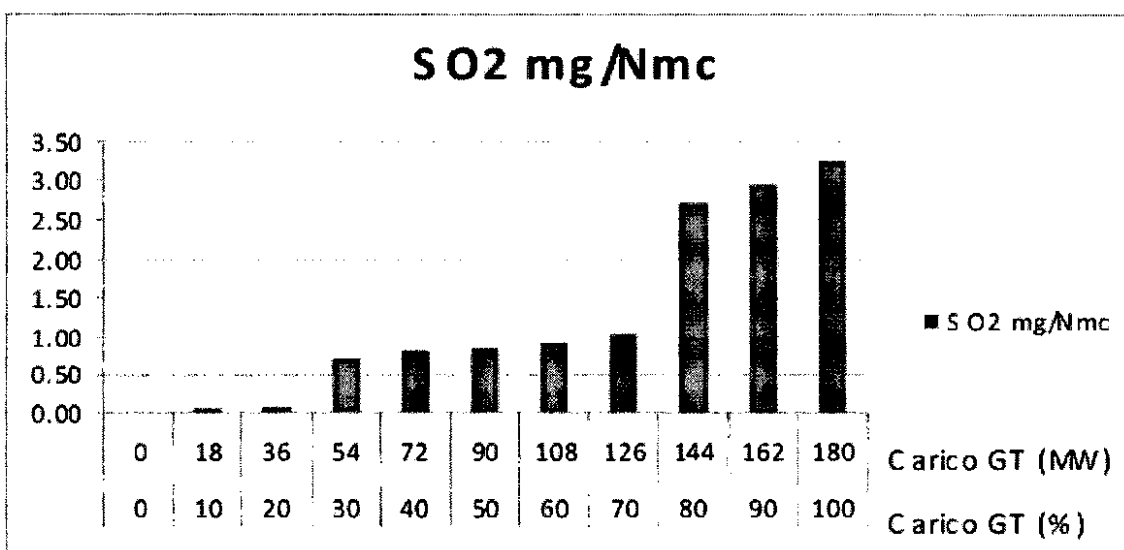
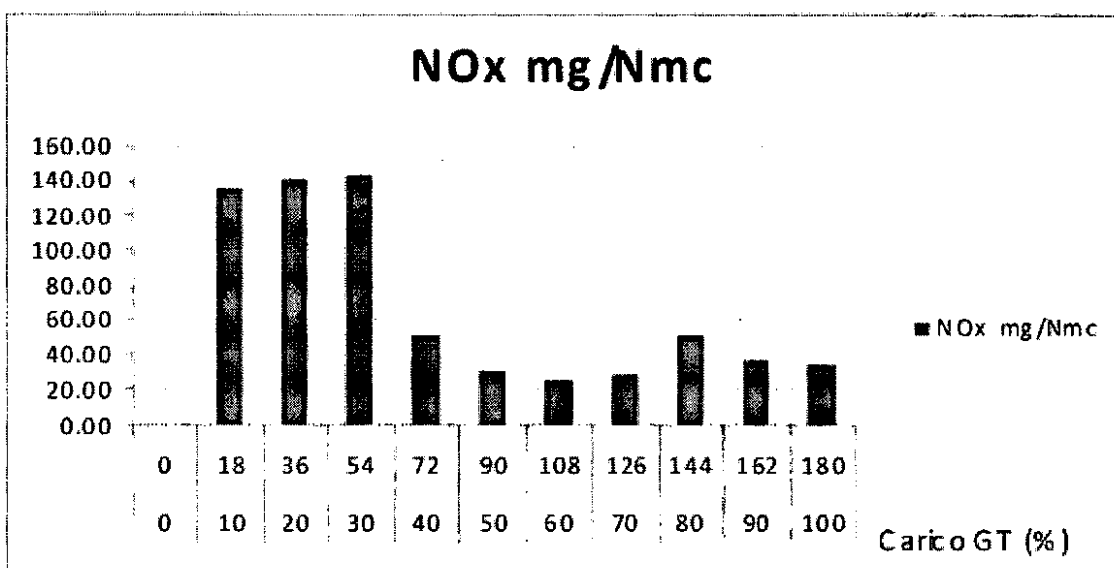
Commissione Istruttoria IPPC

Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.

FALCONARA MARITTIMA

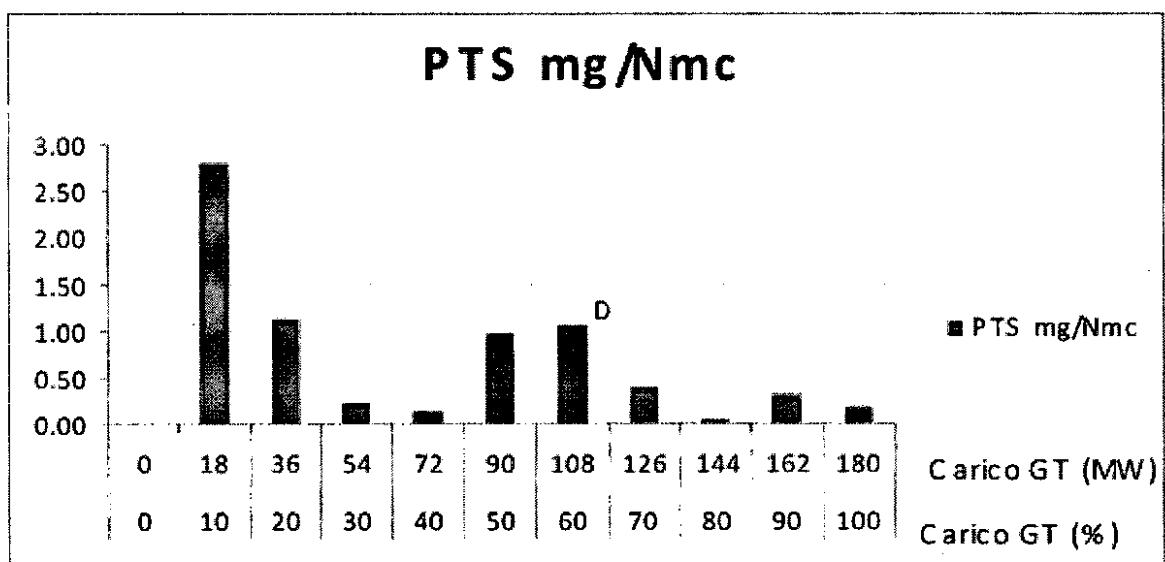
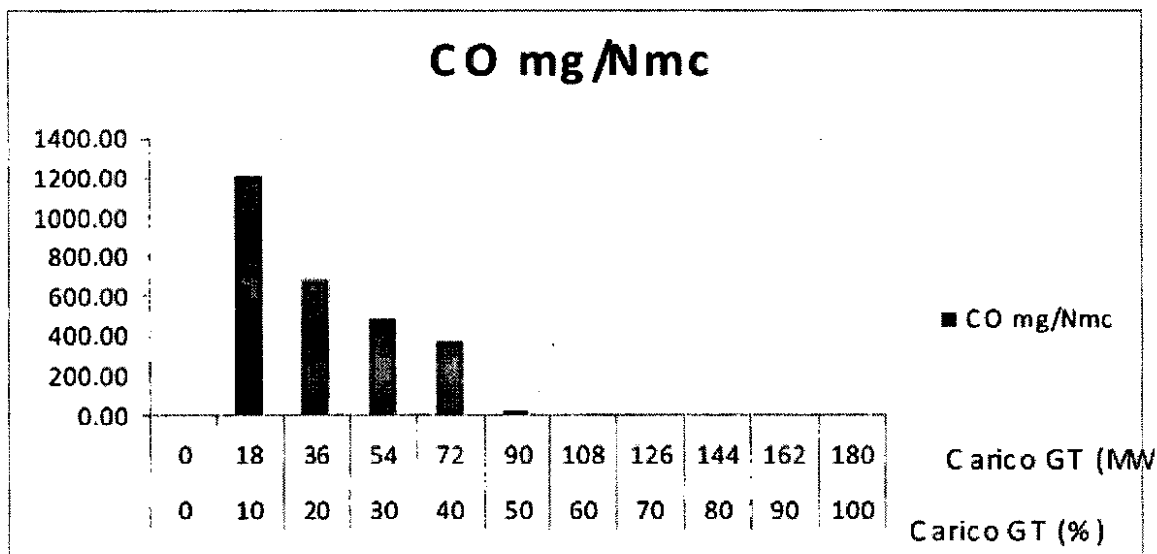
Il Gestore dichiara che, in considerazione dei dati storici, non risulta possibile formalizzare alcuna ragionevole previsione relativa al numero di fermate e/o transitori né tanto meno alla loro effettiva durata.

Un altro aspetto importante è quello della variazione del carico inquinante nelle fasi di transitorio del turbogas. Anche su tale argomento il Gestore ha presentato in sede di integrazione delle informazioni. In particolare ha segnalato che non sono disponibili curve che indichino gli andamenti delle concentrazioni dei principali inquinanti al variare del carico alla turbina. Sono stati riportati dati indicativi ricavati dall'esperienza operativa dell'impianto riassunti nelle figure seguenti.





Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA



Per quanto riguarda i transitori della caldaia ausiliaria che, pur facendo parte dell'impianto IGCC, ha il compito di fornire il vapore necessario alle esigenze del sito (sia per le unità di raffineria che per l'impianto IGCC stesso) qualora le fonti di vapore ordinarie (caldaia a recupero di vapore, HRSG, in primis) non siano in grado di fornire il vapore richiesto. Per poter garantire la fornitura di vapore nelle quantità e soprattutto nei tempi necessari, la caldaia ausiliaria viene mantenuta sempre in esercizio al minimo carico con la possibilità di incrementare rapidamente la propria produzione per compensare possibili carenze di vapore derivanti da imprevedibili emergenze o situazioni anomale.

Durante il primo ciclo di esercizio dell'impianto (dal 2001 al 2007), l'alimentazione della Auxiliary Boiler è stata sempre mantenuta a gas di raffineria (fatti salvi gli inevitabili periodi in cui, a causa delle fermate di raffineria, si è reso indispensabile l'utilizzo del gas naturale) ed



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

il carico operativo è stato determinato sia dalla necessità di ottimizzare i livelli di prestazione dell'impianto nelle differenti situazioni impiantistiche ed operative che dall'esigenza di garantire l'adeguata alimentazione di vapore alla raffineria. Di seguito la tabella con i dati quali/quantitativi dell'Auxiliary Boiler per gli anni 2006-2007. Da precisare che l'utilizzo di Metano è previsto ed autorizzato nelle fasi di mancanza di Fuel Gas da raffineria (es. fermate per manutenzione generale).

	Produzione di vapore da ASG	Consumo di GAS raffineria	Consumo Metano a caldaia aus.
anno 2006			
Totale (ton)	561.681,80	33.150,00	4.367,50
Vapore AUX. (ton)	26.231,70		
Vapore SHHS (ton)	535.360,10		
anno 2007			
Totale (ton)	424.135,00	28.732,40	1.888,60
Vapore AUX. (ton)	22.705,70		
Vapore SHHS (ton)	401.429,30		

Nota: il consumo di gas di raffineria include le quantità inviate alla caldaia ausiliaria e all'ossidatore termico (il misuratore di portata gas è unico per entrambe le unità)

Per le sole fasi di avviamento IGCC, al fine di contenere le emissioni di SO_x dalla torcia, la carica è costituita da olio combustibile BTZ. Allo scopo è installato un circuito dedicato costituito da un drum, pompe ed un riscaldatore che alimenta direttamente le pompe di carica ai gassificatori. Durante questa prima fase di avviamento dell'impianto IGCC si può raggiungere una portata di syngas umido inviato al sistema di torcia dalla testa della colonna di lavaggio (scrubber) di circa 95 t/h. Questa fase di scarico iniziale dura circa un'ora e mezza. Il passaggio da BTZ a fresh oil avviene quando tutte le unità di trattamento dei gas di sintesi, a valle dell'unità 8000, sono state allineate. In tale assetto, infatti, i composti solforati contenuti nel syngas e provenienti dal fresh oil, vengono eliminati quasi completamente nelle unità 8200 (Raffreddamento syngas ed idrolisi COS) e 8300 (Assorbimento Idrogeno Solforato) prima di essere inviati in torcia. In questa seconda fase la portata di syngas secco inviato al sistema di torcia a valle della sezione di raffreddamento del syngas è di circa 36 t/h. Questa fase di scarico dura circa quattro ore per l'avviamento del primo gassificatore. Durante tale fase la turbina a gas è solitamente in marcia a gasolio a carico ridotto. Successivamente il turbogas passa da gasolio a combustione mista e infine a syngas e lo scarico in torcia si chiude.

Per quanto riguarda il sistema di torcia, esso raccoglie sia l'apporto dei gas inviati da parte degli Impianti petroliferi sia l'apporto dei gas inviati dall'IGCC. Il flusso dei gas inviati alla



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

torcia è rilevato mediante un misuratore ad ultrasuoni, che determina la massa dei gas in ingresso.

Nella tabella seguente si riportano i dati dei flussi di gas inviati al sistema di torcia e delle corrispondenti emissioni di CO₂ sia per gli impianti petroliferi che per l'IGCC.

	2004	2005	2006
	Tonnellate/anno		
Impianti petroliferi			
Gas inviati alla torcia	6.628	4.573	3.974
Emissioni di CO ₂	19.395	13.721	11.925
IGCC			
Gas inviati alla torcia	7.000	2.417	2.734
Emissioni di CO ₂	20.485	8.818	9.926

Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Gli scarichi dichiarati dal Gestore come finali sono i seguenti tre:

- SF-IGCC-1, che recapita in mare le acque provenienti dal circuito di raffreddamento ad acqua mare, con una portata media di 36000 m³/h. Lo scarico ha natura continua. Non sono previsti trattamenti sulle acque in uscita.
- SF-IGCC-2, che recapita nel collettore delle acque di scarico dall'unità di Osmosi della raffineria Api, le acque provenienti dalla rigenerazione resine dell'impianto demi IGCC, con una portata media di 50 m³/h ed una portata massima di 130 m³/h. Lo scarico ha natura discontinua. Non sono previsti trattamenti sulle acque in uscita.
- SF-IGCC-3, che recapita nella fognatura oleosa di raffineria i reflui in uscita dall'impianto di trattamento "grey water" dell'IGCC, con una portata media di 35,8 m³/h. Tali reflui sono successivamente sottoposti ad ulteriore trattamento nell'impianto di Api raffineria. Lo scarico ha natura continua.

Nella tabella seguente sono riportate le informazioni fornite dal Gestore con riferimento alle correnti identificate nello schema di processo. I dati sono relativi alle portate delle tre tipologie di scarichi idrici dichiarate dal Gestore.

LINEA	DESCRIZIONE	FASE	PARTE STORICA (2004)		CAPACITA' PRODUTTIVA	
			m ³	m ³ /h	m ³	m ³ /h
2	Reflue di rigenerazione resine Imp. Demi	2-CCPP	350.487	-	-	50 Max 130
4	Acque di scarico sistema di raffreddamento Acqua Mare	2-CCPP	312.070.000	35.624	315.360.000	36.000
5	Acqua di scarico da Trattamento acque grigie	1-SMPP	280.830	32	313.608	35,8



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

Come visto le acque provenienti dal trattamento "grey water" descritto in precedenza vengono successivamente inviate al trattamento acque di raffineria. Quest'ultimo realizza le seguenti operazioni unitarie:

- grigliatura e desoleatura su discoil e pacchi lamellari
- trattamento chimico-fisico consistente in:
 1. flocculazione e coagulazione
 2. flottazione
- trattamento biologico a fanghi attivi seguito da sedimentazione finale.

Il recapito finale dei reflui depurati della raffineria è il mare.

Vengono ora brevemente analizzate le caratteristiche salienti delle acque reflue che costituiscono i tre scarichi anzidetti.

Acque di raffreddamento (SF-IGCC-1)

Per questa tipologia di effluenti viene monitorata la temperatura in uscita ed il contenuto di cloro. Il Gestore ha anche fornito un documento relativo alle metodologie applicabili per la misura del COD in acque fortemente saline, che evidenzia le difficoltà applicative dei metodi descritti al caso in esame.

La temperatura valutata come media giornaliera mostra valori massimi intorno ai 33 °C, mentre il contenuto di cloro dichiarato dal Gestore alla capacità produttiva è di 0.1 mg/l con una emissione annua di circa 31.5 tonnellate.

Come visto le portate in gioco sono considerevoli con un dato alla capacità produttiva pari a 36000 m³/h.

Acque da rigenerazione resine (SF-IGCC-2)

Questo scarico ha carattere discontinuo e viene recapitato alla foce del fiume Esino previa unione ai reflui del canale dell'impianto di Osmosi della raffineria. Non sono previsti trattamenti specifici.

Parametro	Unità di misura	Valore
Tmax	°C	34,5
pH	-	5,5 – 9,5
SST	mg/L	27,25
COD	mg/L	17,69
Idrocarburi totali	mg/L	0,26
Ammoniaca	mg/L	0,86
Nitrati	mg/L	9,68
MTBE	mg/L	0,002
ETBE	mg/L	n.r. (<0,001)



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

Acque da impianto "grey water" (SF-IGCC-3)

Per questa tipologia di reflui, che vengono inviati alla fogna oleosa ed al successivo trattamento, le caratteristiche in termini di concentrazione dei composti inquinanti dichiarate dal Gestore alla capacità produttiva sono riassunte nella tabella seguente.

Un elemento caratteristico appare la sua decisa alcalinità, neutralizzata nel corso della miscelazione con i reflui provenienti da altri reparti della raffineria.

Parametro	Unità di misura	Valore
Tmax	°C	38
pH	-	11-13
SST	mg/L	20
COD	mg/L	1250
Ammoniaca	mg/L	20
Cianuri	mg/L	<3
Nichel	mg/L	<1
Vanadio	mg/L	<1
Cloruri	mg/L	2400
Idrogeno solforato	mg/L	<2

Rifiuti

I quantitativi di rifiuti prodotti dagli impianti di raffineria e dall' IGCC risultano significativi sia per ciò che riguarda le quantità (19.307,514 tonnellate nell'anno 2004 per la raffineria + 1.068,760 tonnellate nell'anno 2004 per l'IGCC) sia per la presenza di flussi importanti di rifiuti pericolosi (1.744,484 tonnellate nell'anno 2004 per la raffineria + 667,280 tonnellate nell'anno 2004 per l'IGCC). La gestione dei rifiuti è affidata, con la sola eccezione dell'impianto di trattamento dei rifiuti liquidi della bonifica, ad una ditta terza con un contratto di "Global Service". L' impresa terza opera, con impianti propri o affidati da Api, all'interno del sito di raffineria e risulta titolare di tutte (ad eccezione dell'impianto specificato sopra) le autorizzazioni al deposito, trattamento e recupero dei rifiuti. Anche le autorizzazioni relative al deposito preliminare sono state rilasciate alla ditta terza titolare del contratto di Global Service. Pertanto la dichiarazione del Gestore che intende avvalersi delle disposizioni normative relative al deposito temporaneo sono da intendersi per mezzo delle attività della società terza.

Il Gestore ha dichiarato la seguente produzione di rifiuti per l'anno di riferimento (2004) ed alla capacità produttiva.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica) *				Anno di riferimento: 2004			
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
100120 *	Fanghi da filtrazione acque IGCC ("filter cake")	Solido non polverulento	384440	SMPP	D	Cassoni scarabili	D15 / R13
130111 *	Olio esausto tipo AGIP ARNICA S da ST	Liquido	1420	CCPP	---	---	R13
130205 *	Oli esausti	Liquido	3735	SMPP + CCPP	F	Cassoni scarabili, cassonetti, fusti	R13
150103	Imballaggi in legno	Solido non polverulento	1500	Tutte le fasi	---	---	R13
150203	Sabbia e ghiaia da FO-8603/6 (Filtrati a sabbia) Cartucce filtranti per syngas da GT - Prefiltri aria GT	Solido non polverulento	9000	SMPP + CCPP	F	Cassoni scarabili, cassonetti, fusti	D15
160303 *	Fanghi da serbatoio soda	Liquido	64130	SMPP + CCPP	---	---	D9
160709 *	Fanghi da pulizia serbatoio TK-8601	Liquido	277325	SMPP	---	---	D9
160789	Fanghi da pulizia serbatoio TK-8601	Liquido	9560	SMPP	---	---	D9
180904	Catalizzatori esausti tipo S-201 da R-8401	Solido non polverulento	10630	SMPP	F	Cassoni scarabili, cassonetti, fusti	R13
170405	Rottami ferrosi	Solido non polverulento	78830	SMPP	---	---	R13
170504	Terme da scavo	Solido non polverulento	139540	CCPP	---	---	D1
170803 *	Fibre ceramica refrattarie (coibentazione HRSG)	Solido non polverulento	1780	CCPP	F	Cassoni scarabili, cassonetti, fusti	D15
170604	Materiale isolante (perite espansa) unità 8900	Solido non polverulento	180	SMPP	F	Cassoni scarabili, cassonetti, fusti	D15
170904	Rifiuti misti da demolizione pavimentazione S F	Solido non polverulento	2200	CCPP	---	---	R13
190906	Soluzioni e fanghi rigenerazione resine demin	Liquido	84490	CCPP	---	---	D9



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg) (1)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
100120 *	Fanghi da filtrazione acque IGCC ("filter cake")	Solido non polverulento	397475	SMPP	D	Cassoni scarabili	D15 / R13
130111 *	olio esausto tipo AGIP ARNICA S da ST	Liquido	1488	CCPP	---	---	R13
130205 *	oli esausti	Liquido	3862	SMPP + CCPP	F	Cassoni scarabili, cassettoni, fusti	R13
150103	Imballaggi in legno	Solido non polverulento	1551	(Magazzini)	---	---	R13
150203	Sabbia e ghiaia da FD-8603B (Filtri a sabbia) Cartucce filtranti per syngas da GT - Prefiltri aria	Solido non polverulento	9202	SMPP + CCPP	F	Cassoni scarabili, cassettoni, fusti	D15
160303 *	Fanghi da serbatoio soda	Liquido	66304	SMPP + CCPP	---	---	D9
160709 *	Fanghi da pulizia serbatoio TK-8601	Liquido	268230	SMPP	---	---	D9
160789	Fanghi da pulizia serbatoio TK-8601	Liquido	9884	SMPP	---	---	D9
160804	Catalizzatori esausti tipo S-201 da R-8401	Solido non polverulento	10890	SMPP	F	Cassoni scarabili, cassettoni, fusti	R13
170405	Rottami ferrosi	Solido non polverulento	81503	SMPP	---	---	R13
170504	Terre da scavo	Solido non polverulento	144271	CCPP	---	---	D1
170803 *	Fibre ceramiche refrattarie (cobaltazione HRSG)	Solido non polverulento	1840	CCPP	F	Cassoni scarabili, cassettoni, fusti	D15
170804	Materiali isolanti (perfori espansi) unità 8960	Solido non polverulento	186	SMPP	F	Cassoni scarabili, cassettoni, fusti	D15
170904	Rifiuti misti da demolizione pavimentazione ST	Solido non polverulento	2275	CCPP	---	---	R13
190906	Soluzioni e fanghi rigenerazione resine dani	Liquido	87355	CCPP	---	---	D9

(1): Una quota significativa dei rifiuti prodotti dall'IGCC deriva dalle attività di manutenzione; può pertanto variare di anno in anno, anche indipendentemente dalla produzione effettiva e non è direttamente correlata alla capacità di produzione. Per queste tipologie di rifiuti, le stime riportate in questa tabella, ottenute da un riproporzionamento dei dati 2004 in base al rapporto tra capacità produttiva e lavorato annuo del 2004, sono del indicative.

All'interno del contratto Global Service vengono specificate le tipologie di attività svolte, tra cui:

- Servizio A: Separazione di fase dei semilavorati di Raffineria per il recupero della frazione liquida e solidificazione stabilizzazione della frazione solida con impianto di centrifugazione e di miscelazione.
- Servizio B: Trattamento di stabilizzazione - solidificazione rifiuti speciali di Raffineria, in fusti e successivo smaltimento del rifiuto trattato in discarica autorizzata.
- Servizio C: Filtrazione acque dell'impianto di chiarificazione da effettuarsi con utilizzo di filtropressa a piastre di proprietà del "Gestore".
- Servizio F: Servizio di deposito preliminare di rifiuti speciali prodotti dalla Raffineria, attività di cernita, riconfezionamento e smaltimento dei medesimi, lavaggio e bonifica dei contenitori in vetro per il loro recupero, nelle aree autorizzate alle attività D13, D14, D15, R13.
- Servizio G: Servizio di raccolta differenziata dei rifiuti speciali soggetti a movimentazione interna e conferimento agli impianti di trattamento e stoccaggio interni.
- Servizio N: Servizio di trasporto; smaltimento e/o recupero in impianti autorizzati.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

B.12 Aree di stoccaggio di rifiuti

Il complesso intende avvalersi delle disposizioni sul deposito temporaneo previste dall'art. 6 del D.Lgs. 22/97? no si (1)

Indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m³):

- rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento _____
- rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento _____
- rifiuti pericolosi destinati al recupero _____
- rifiuti non pericolosi destinati al recupero _____
- rifiuti pericolosi e non pericolosi destinati al recupero interno _____

N° area	Identificazione area (2)	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
1	D	1.500 ton (totale annuo)	340 m ² (circa)	D14 - D15 - R13	Si veda l'Aut. Prov. Ancona n°20/2006 del 27/02/06 (All. A.21)
2	F	625,66 ton	700 m ² (circa)	D15 - R13	Si veda l'Aut. Prov. Ancona n°22/2006 del 27/02/06 (All. A.21)

Note:

(1) Attualmente nel sito la gestione dei rifiuti viene effettuata attraverso deposito preliminare. La gestione dei rifiuti è affidata con un Contratto di Global Service ad una ditta terza, che è titolare delle necessarie autorizzazioni (v. Allegato A21).

(2) Per l'ubicazione delle aree di stoccaggio e gestione rifiuti si veda la planimetria in Allegato B.22

Il riproporsi della situazione per il futuro potrebbe rendere problematica la gestione dei rifiuti nel caso in cui il Gestore non intendesse più avvalersi della società terza. In tal caso non vi sarebbe alcuna autorizzazione in capo ad API, neppure per i depositi preliminari dei rifiuti.

Rumore

Le principali fonti di emissione sonora sono costituite dal gruppo compressori, pompe, turbine, trasformatore. Il Gestore tuttavia ha fornito una mappa con l'identificazione e la quantificazione del rumore da parte delle sorgenti all'interno del sito produttivo (Raffineria ed IGCC) con le integrazioni trasmesse a giugno 2008.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee

Il sito della raffineria e della centrale API di Falconara Marittima è classificato Sito di Interesse Nazionale con L.179/02. La caratterizzazione del suolo e del sottosuolo ha evidenziato una forte situazione di contaminazione da idrocarburi leggeri e pesanti, BTEX, Trimetilbenzeni, MTBE, ETBE, IPA e metalli.

Le acque marino-costiere hanno un indice trofico *scadente* ed in corrispondenza della foce del fiume Esino presentano concentrazioni metalli di Arsenico e di cloro residuo totale.

A 500m dalla costa le analisi sui sedimenti evidenziano la presenza di zinco in corrispondenza della foce dell'Esino con valori più elevati per gli idrocarburi (C>12) sul primo strato di sedimento.

Tutte le apparecchiature di raffineria possono dar luogo, in caso di malfunzionamento, a perdite di prodotti inquinanti con interessamento del suolo/sottosuolo.

Si possono distinguere le seguenti tipologie di sversamento:

- su pavimentazione delimitata da cordoli e dotata di rete fognaria;
- su terreno nudo;
- di prodotti liquidi;
- di prodotti solidi o semisolidi (paraffinosi o pesanti).

Al fine di minimizzare i rischi di dilavamento di inquinanti in falda, il Gestore dichiara che le Aree di processo e stoccaggi sono pavimentate e/o delimitate da cordoli di contenimento che convogliano gli eventuali spandimenti alla rete fognaria della raffineria.

Odori

Il Gestore dichiara di non avere sorgenti note di odori.

Altre forme di inquinamento

Il Gestore non riporta informazioni circa altre forme di inquinamento.

Altre criticità

La gestione dell'intero IGCC è affidata alla funzione Operazioni IGCC di API raffineria, ed in particolare ai reparti SMPP, CCPP e Servizi Ausiliari.

5.3 Quadro autorizzativo attuale

Come illustrato in precedenza l'impianto è insediato nel sito della Raffineria ed utilizza una serie di servizi della raffineria stessa. Le autorizzazioni esistenti per l'IGCC sono pertanto un numero ridotto, riportato in tabella seguente.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

A.6 Autorizzazioni esistenti per Impianto *					
Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
Valutazione di impatto ambientale / emissioni in atmosfera					
DECVIA/1877 REG. 22/04/1994	Ministro dell'Ambiente di concerto con il Ministro per i Beni Culturali e Ambientali	15/04/1994	---	L.D. 07/1985 n°348 art.6 c.2 e seguenti D.P.R. 10/08/1988	IMPIANTO IGCC: GRUPPO DI COMPATIBILITÀ AMBIENTALE DEL PROGETTO RELATIVO AD UN IMPIANTO DI GASSIFICAZIONE DI BIOCCARBURI PESANTI E PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN COGENERAZIONE NELLA RAFFINERIA API DI FALCONARA MARITTIMA
Ministeriale Prot.n° 7691/94/SIAR	Ministero dell'Ambiente - Servizio Inquinamento Atmosferico e Acustico e le Industrie a Rischio	05/06/1994	---	D.P.R. 20/8/88 art.17 c.2	IMPIANTO IGCC: PARERE SUL PROGETTO DELLA CENTRALE TERMOCISTRICA API DI FALCONARA (AN) NELL'AMBITO DEL REPERAMENTO AMBIENTALE DELLA RAFFINERIA
Ministeriale Prot.n° 6713/84	Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato - D.G.F.E.I.B. Divisione 5ª	28/07/94	---	R.D.L. 2/11/33 n°1741, R.D. 20/07/34, n°1303	AUTORIZZAZIONE ALLA REALIZZAZIONE DELL'INTERO PROGRAMMA DI INTERVENTI ECONOMICI DI "SICUREZZA E ENERGIA ED AMBIENTE" INCLUDENTE LA REALIZZAZIONE DELL'IGCC IL POTENZIAMENTO DI ALCUNI IMPIANTI DI RAFFINERIA ED ALTRE MODIFICHE
Lettera inviata da api raffineria di falconara	Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato	30/11/1998	---	D.P.R. 20/8/88 art.17 c.2	PROGETTO DI ADEGUAMENTO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA DELLO STABILIMENTO API DI FALCONARA MARITTIMA
Scarichi idrici					
Autorizzazione n. 09/08	Provincia di Ancona - IX Settore	23/01/2006	23/01/2010	D.Lgs. 152/99	SCARICO DELL'IMPIANTO DI RAFFREDDAMENTO DELL'IGCC SUL CORPO IDRICO SUPERFICIALE PER ACCIAI REFLUG INDUSTRIALI
Prelevi idrici					
NOTA: L'impianto IGCC non si approvvigiona di acqua dolce in maniera diretta, ma attraverso l'adiacente raffineria, a cui compete l'ottenimento delle necessarie concessioni e licenze.					



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

A.6 Autorizzazioni esistenti per impianto *					
Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Nome di riferimento	Oggetto
Autorizzazione alla realizzazione impianti per prelievi acqua di mare	Ministero delle Finanze- Dip.tp Dogane e Imposte Dirette della Circonscrizione doganale di Ancona	19/02/1997	---	art.19 D.lgs.374/90	SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO AD ACQUA MARE
Rinnovo Concessione all'utilizzo dello specchio acqueo N°35 del registro concessioni anno 2006- 4/2006	Autorità portuale di Ancona	01/01/2006	31/12/2009	Art.36 Codice Navigazione L. 28/01/94 n°84	RINNOVO CONCESSIONE ALL'UTILIZZO DELLO SPECCHIO ACQUEO DELLA SUPERFICIE DI 68433 METRI QUADRATI (IMPIANTO PRESA E RESTITUZIONE ACQUA MARE)

5.4 Principali documenti di riferimento

-	Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili –Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
-	Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Categoria IPPC1.2: raffinerie di petrolio e di gas (Decreto 29 gennaio 2007)
-	Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries – Febbraio 2003
-	Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plant - Maggio 2005
-	Reference Document on Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment / Management System in the Chemical Sector - Febbraio 2003
-	Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001
-	Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
-	Reference Document on General Principles of Monitoring – Luglio 2003
-	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Design Considerations for High Availability <i>Volume 1: Lessons from Existing Operations</i> , 1012226. Technical Update, March 2007 EPRI Project Manager J. Phillips
-	Bressan, L., Curcio, S., "A Key Aspect of Integrated Gasification Combined Cycle Plants: Availability", Icheme Gasification Conference, Milan, 1997



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

-	DellaVilla, S. A., Chrsitiansen, T. M., <i>"Gas Turbines Meet Owner Objectives"</i> , Turbomachinery International, November/December 2004
-	Environmental Footprints and Costs of Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle and Pulverized Coal Technologies Prepared by: Nexant, Inc. 101 Second Street San Francisco, CA 94105 Subcontractor of The Cadmus Group, Inc. 57 Water Street Watertown, MA 02472- Prepared for: U.S. Environmental Protection Agency Office of Air and Radiation Washington, DC 20460 EPA-430/R-06/006 July 2006
-	Bellina, G., <i>"Gasification in Practice: the ISAB Energy 512 MW IGCC Complex"</i> , European Gasification Conference, Milan, 1997
-	Collodi, G., <i>"Operation of ISAB Energy and Sarlux IGCC Projects"</i> , GTC Conference, San Francisco, 2000
-	Collodi, G., <i>"Commercial Operations of ISAB Energy and Sarlux IGCC"</i> , GTC Conference, San Francisco, 2001
-	Farina, G. L., <i>"First Italian Oil Based IGCC in Operation"</i> , GTC Conference, San Francisco, 1999
-	Allevi, C. et al, <i>"The Sarlux IGCC Project: Initial Operating Experience with Gasification"</i> , European Gasification Conference, Noordwijk, April 2000
-	Collodi, G., <i>"The Sarlux IGCC Project - An Outline of the Construction & Commissioning Activities"</i> , GTC Conference, San Francisco, 1999
-	Arienti, S., Boeri, C., Sinisi, M., Ciccarelli, P., <i>"Availability Improvement of an Integrated Gasification Combined cycle Plant: A Successful Example at api Energia SpA – Falconara Facility"</i> , PowerGen Europe, Milano, 2005
-	Chellini, I. M. <i>"api Energia 280 MW IGCC Plant: A Description of the Project from the Technical and Contractual Points of View"</i> , European Gasification Conference, Milan, 1997
-	Sharp, C., Kubek, D. et al. <i>"Recent SelexolTM Operating Experience with Gasification including CO₂ Capture"</i> , European Gasification Conference, Noordwijk, 2002 Spence, J., <i>"api Energia IGCC Status"</i> , GTC Conference, San Francisco, 2000
-	ENI REFINING & MARKETING SANNAZZARO GASIFICATION PLANT PROJECT UPDATE AND START UP EXPERIENCE Gasification Technologies 2006 Washington, DC, October 1-4, 2006, Dario Camozzi - Snamprogetti – Italy, Raffaella Lucarno – Eni Refining & Marketing – Italy Joachim Wolff – Shell Global Solutions – The Netherlands
-	INTEGRATED GASIFICATION COMBINED CYCLE POWER PLANTS Neville A.H. Holt – EPRI (Published in 3rd Edition " Encyclopedia of Physical Science and Technology" Academic Press September 2001)
-	MAJOR ENVIRONMENTAL ASPECTS OF GASIFICATION-BASED POWER GENERATION TECHNOLOGIES Final Report U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy National Energy Technology Laboratory DECEMBER 2002 Project Performed by: Jay Ratafia-Brown Lynn Manfredo Jeffrey Hoffmann



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

	Massood Ramezan
-	Proceedings of ASME Turbo Expo 2006 Power for Land, Sea and Air May 8 – 11, 2006, Barcelona, Spain: SYNGAS CAPABLE COMBUSTION SYSTEMS DEVELOPMENT FOR ADVANCED GAS TURBINES- Satish Gadde, Jianfan Wu, Anil Gulati and Gerry McQuiggan (Siemens Power Generation Inc., 4400 Alafaya Trail, Orlando, FL 32826-2399, USA)- Berthold Koestlin and Bernd Prade (Siemens Power Generation Inc., Melinghofer Str. 55, Mulhiem ADR 45473, Germany)
-	<i>IGCC Gas Turbines for Refinery Applications</i> Robert M. Jones Norman Z. Shilling-GE Power Systems- Schenectady, NY 12345.
-	Refinery Technology Profiles-GASIFICATION And Supporting Technologies Prepared for U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory Energy Information Administration-Prepared by John J. Marano, Ph.D. Consultant June 2003
-	An Overview of Coal based Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Technology September 2005 - MIT LFEE 2005-002 WP- Ola Maurstad- Massachusetts Institute of Technology Laboratory for Energy and the Environment 77 Massachusetts Avenue Cambridge, MA 02139-4307
-	Gas Turbine Plants for f low BTU fuels - Roberto Garosi- Ansaldo Energia- Presentazione a Erice il 5 novembre 2007
-	<i>PROCESS SCREENING ANALYSIS OF ALTERNATIVE GAS TREATING AND SULFUR REMOVAL FOR GASIFICATION Revised Final Report December 2002</i> Prepared by Nick Korens, Dale R. Simbeck, Donald J. Wilhelm- SFA Pacific, Inc. Mountain View, California- Prepared for U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory Pittsburgh, Pennsylvania NETL Project Manager James R. Longanbach DOE Gasification Technologies Product Manager Gary J. Stiegel Task Order No. 739656-00100 Task 2

5.5 Altri aspetti informativi

La gestione dell'impianto IGCC è affidato ad Api raffineria attraverso la funzione "Operazioni IGCC". Da questo punto di vista le certificazioni riguardanti il sistema di gestione ambientale sono state ottenute da api raffineria sia per l'esercizio delle attività di raffinazione che per l'esercizio delle attività dell'IGCC.

Api Energia, proprietaria dell'impianto IGCC, ha dichiarato in sede di domanda di AIA di avere in programma l'ottenimento della certificazione per il sistema di gestione ambientale, relativo alle proprie attività.

Il Gestore pur non presentando con la documentazione della domanda di AIA il certificato del sistema di gestione ambientale ha ottenuto, come verificabile sul sito www.apienergia.com, la certificazione ISO 14001 per l'attività di "Gestione e controllo della produzione di energia elettrica mediante impianto IGCC". Il numero di certificato è CERT-1982-2007-AE-ROM-SINCERT.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

6 Assetto produttivo futuro

6.1 Impianto da autorizzare

La configurazione impiantistica per la quale è stata richiesta l'autorizzazione per l'impianto IGCC coincide con quella attuale. Per l'analisi degli impatti si rimanda pertanto a quanto descritto al capitolo 5.

7 Sostenibilità tecnica economica adozione MTD

L'impianto è costituito dalla sua collocazione ed integrazione tecnologica all'interno del sito della raffineria API di Falconara Marittima, con la gestione affidata alla raffineria stessa.

Anche le autorizzazioni preesistenti in materia di emissioni in atmosfera erano in comune con la Raffineria con l'indicazione di alcuni limiti specifici per l'impianto IGCC ed altri cumulativi per raffineria ed IGCC.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici, solo quello per le acque di raffreddamento è gestito autonomamente ed ha come corpo recettore il mare, mentre gli altri due dichiarati nella documentazione vengono conferiti ai sistemi fognari di raffineria.

Anche per i rifiuti la gestione è affidata ad API Raffineria e/o società terze, titolari delle autorizzazioni relative.

Il nuovo assetto produttivo, come descritto dal Gestore, evidenzia i seguenti aspetti tecnici e gestionali:

7.1 Prevenzione dall'inquinamento mediante MTD

In relazione all'applicazione del Dlgs 59/2005 l'impianto deve dimostrare di essere stato realizzato utilizzando le Migliori Tecniche Disponibili, pur non avendo l'obbligo di installazione di una particolare tecnica.

L'impianto IGCC di Falconara Marittima deve quindi essere analizzato in riferimento alle MTD di settore applicabili, tuttavia, **per gli impianti IGCC non è stato pubblicato, né a livello di Bureau di Siviglia né a livello di Stato Italiano, nessun documento di riferimento specifico.** A tal fine si è sviluppata una valutazione della tecnologia IGCC e delle tecniche implementate sulle singoli unità dell'impianto considerando: il **BRef Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries - Febbraio 2003**; la **Linea Guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Categoria IPPC1.2: raffinerie di petrolio e di gas (Decreto 29**



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

gennaio 2007); il **BREF Large Combustion Plant** versione di maggio 2005, successivamente approvato a luglio 2006; il **BREF Industrial Cooling Systems** di dicembre 2001; il **BRef Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector** (documenti disponibili nel sito ufficiale dell'European IPPC Bureau di Siviglia). Inoltre, per la valutazione sono state esaminate anche informazioni generali su documentazione tecnica ed informazioni da impianti simili sparsi per il mondo.

Tutti i dati di letteratura tecnica riconoscono che la tecnologia IGCC, nell'impiego di residui pesanti di raffineria (Fresh Oil) per la produzione di energia elettrica e/o di idrogeno, è caratterizzata da emissioni in atmosfera largamente inferiori o, nel caso peggiore, comparabili a sistemi convenzionali di utilizzo di tali materie prime. Questo si realizza perché i contaminanti presenti nel residuo pesante di raffineria sono rimossi dal flusso gassoso prima della combustione, piuttosto che, come avviene nei sistemi classici, dopo la combustione, in cui si trovano molto diluiti in concentrazione e quindi con notevoli volumi da trattare. La gassificazione dei residui di raffineria è riconosciuta nello stesso **BRef Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries** come il più versatile e "pulito" modo di convertire i residui pesanti ad alto contenuto di zolfo in elettricità, nonché come mezzo per la produzione di idrogeno e vapore da utilizzare all'interno della raffineria.

1 componenti dell'impianto IGCC di Falconara Marittima

Relativamente al processo di gassificazione, la produzione di syngas depurato e il suo utilizzo termico, a seconda del tipo di inquinante, le emissioni sono controllate attraverso tecniche di contenimento-abbattimento sia di tipo pre-combustione, sia di depurazione del syngas grezzo, sia con tecniche di combustione/post-combustione alla turbina.

Sistema di abbattimento PTS (Polveri)

Le polveri derivano dalla gassificazione del residuo di raffineria sia come conseguenza del materiale minerale contenuto nel residuo stesso (ceneri) sia dal carboncino (char) che si forma a seguito del processo. Una parte consistente del materiale particellare è abbattuta direttamente nel gassificatore per lavaggio con acqua di raffreddamento del syngas (quench) la restante parte è ulteriormente abbattuta, per successivo lavaggio con acqua in colonna (scrubber).

Questa tipologia di abbattimento è tipica dei sistemi IGCC in quanto le particelle solide trascinate dal flusso gassoso debbono essere abbattute prima dei sistemi di trattamento per la rimozione dei gas acidi solforati, per facilitare e rendere efficiente tale operazione.

Inoltre il particolato deve essere rimosso a livelli di concentrazione molto bassi (dell'ordine del 99,9 % ed oltre) anche per la salvaguardia delle parti meccaniche delle turbine, che sono progettate e realizzate per l'utilizzo di combustibili a basso contenuto di ceneri, come gasolio e gas naturale. Negli impianti commerciali sono in uso sostanzialmente due sistemi di trattamento del syngas per l'abbattimento delle polveri cioè: filtrazione su filtri a candela ceramica o metallica e lavaggio con acqua (scrubbing).

Ciascun approccio arriva a performance simili per le concentrazioni residue di polveri, la scelta del sistema è influenzata largamente dal tipo di gassificatore selezionato. Come già detto nel sistema in uso presso l'impianto di Falconara Marittima è presente uno scrubber in controcorrente alimentato ad acqua che rimuove dal syngas il materiale particolato. Tale tipologia di impianto inoltre determina una rimozione significativa di tutti gli inquinanti



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

solubili in acqua, tra questi si possono citare ammoniacca, cianuro di idrogeno ed acidi (alogenidrici, organici e fenoli) eventualmente presenti.

L'utilizzo dei filtri a candela che, per un impiego ottimale, dovrebbero essere posizionati nella zona di alta temperatura del syngas potrebbe essere soggetto a inconvenienti dovuti a rotture (breakage) o a chiusura dei pori filtranti (blinding). Inoltre la filtrazione a secco non è in grado di rimuovere i gas inquinanti solubili in acqua. Tuttavia, la convenienza di trasferire gli inquinanti in un mezzo acquoso può complicare la successiva operazione di rimozione ed inertizzazione.

Si evidenzia, altresì, che durante le operazioni di gassificazione si formano nichel e ferro carbonili in concentrazioni dell'ordine dei alcuni ppmv. In un impianto, ad oggi in esercizio, è attuata la rimozione con carbone attivo prima dell'invio del syngas alla turbina, in quanto, nella combustione possono essere trasformati in materiale particellare (ossidi di Ni e Fe) che può aderire alle parti meccaniche della turbina e/o essere emesso al camino.

Sistema di abbattimento SO₂ (biossido di zolfo)

I composti dello zolfo sono presenti nel syngas perché lo zolfo è presente nel materiale che costituisce l'alimentazione (Fresh Oil) ed è, attraverso la gassificazione, trasformato in composti gassosi solforati. Tra i composti più importanti si citano il solfuro d'idrogeno (H₂S) ed il solfuro di carbonile (COS). Se questi non fossero rimossi dal gas di sintesi si trasformerebbero per combustione in SO₂.

Negli impianti IGCC i gas solforati sono abbattuti prima della combustione convertendo il COS in H₂S e poi rimuovendo quest'ultimo con un sistema di rimozione dei gas acidi (Acid Gas Removal o ASR). In nessun impianto IGCC commerciale, di cui è stata analizzata la documentazione tecnica, sono applicati sistemi di controllo dell'anidride solforosa post-combustione, cioè la rimozione dei composti solforati è sempre fatta sul syngas e mai sul gas di combustione dopo la turbina.

Ci sono tre sistemi di trattamento dei composti solforati nel syngas correntemente utilizzati negli impianti IGCC: Selexol™, Rectisol™ e processi basati su ammine (la più utilizzata è Metil DiEtanol Ammina o MDEA). I primi due sono sistemi fisici di rimozione in cui si utilizzano solventi brevettati, che sotto condizioni specifiche di pressione, dissolvono il solfuro d'idrogeno. Successivamente all'assorbimento, in diverse condizioni fisiche, lo stesso solvente rilascia l'inquinante assorbito, rigenerandosi, per poi ritornare al ciclo di assorbimento. Il desorbimento (stripping) determina la produzione di un flusso gassoso concentrato di H₂S che è inviato al processo di recupero dello zolfo.

Il processo Selexol™ utilizza un solvente inerte costituito da dimetil etere di polietilen glicole. Il syngas entra nella unità di assorbimento dove è raffreddato per condensare e rimuovere l'acqua derivante dalle fasi di quench e lavaggio (scrubbing). Lo stesso syngas fluisce, successivamente, in una colonna di lavaggio in controcorrente dove viene in contatto con il Selexol™. I composti solforati sono assorbiti mentre in testa alla colonna si ottiene il syngas pulito.

Il processo Rectisol™ utilizza come solvente metanolo "freddo". Il syngas entra nella unità di assorbimento dove è prima raffreddato ed eventuali tracce di composti chimici interferenti sono eliminate per pre-lavaggio con il metanolo "freddo". Poi, il solfuro d'idrogeno è abbattuto in una colonna di lavaggio dove è posto a contatto con il metanolo "freddo" arricchito in CO₂.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

Il processo MDEA, invece, utilizza una reazione chimica (acido-base) per fissare il solfuro d'idrogeno. La soluzione acquosa di ammina è poi rigenerata in una colonna di stripping con vapore. La tecnica è la più "vecchia" delle tre ed utilizzata normalmente nelle raffinerie per il trattamento del gas di raffineria.

Dal punto di vista delle prestazioni raggiungibili i due metodi fisici, come desumibile dai dati di letteratura, consentono performance molto efficaci. Con appropriati pre-trattamenti (in particolare il livello di polveri nel syngas e l'idrolisi del COS) ambedue i metodi raggiungono efficienze di abbattimento superiori al 99%, pari a una concentrazione residua di H₂S+COS compresa tra 20-40 ppmv di syngas. I fornitori dei processi dichiarano, in condizioni ottimali, prestazioni di rimozione dell'acido solfidrico intorno al 99,8% per il Selexol™ e del 99,9% per il Rectisol™ e, quindi, possono raggiungere prestazioni con concentrazione residua di H₂S+COS inferiore a 20 ppmv di syngas (tra 10÷20 ppmv).

Sulfur Removal Technology	Syngas Sulfur Compounds Concentration ppmvd	SO₂ emission lb/MMBtu	Percent Reduction from Uncottroled Emission %
MDEA Chemical Solvent	75	0,033	99,37
Selexol Physical Solvent	20	0,009	99,83
Rectisol Physical Solvent	10	0,0045	99,91

Nell'impianto di Falconara Marittima è utilizzato il sistema di abbattimento Selexol™. Il Gestore dichiara una concentrazione residua, post-trattamento, di 15 ppmv espressi come acido solfidrico.

Sistema di abbattimento NO_x (ossidi di azoto)

L'inquinante NO_x è formato durante la combustione dall' azoto contenuto o nel combustibile o nel comburente (aria). Nel caso dell'IGCC le tecniche di trattamento pre-combustione sono limitate alla eliminazione dell'ammoniaca e del HCN dal syngas che si determinano insieme all'abbattimento delle polveri. Le tecniche, invece, basate sulla modifica della combustione e/o sul trattamento post-combustione utilizzabili sono: diluizione del syngas con vapor d'acqua e con azoto e/o abbattimento catalitico con ammoniaca (selective catalytic reduction o SCR). Nel caso specifico dell'impianto di Falconara Marittima sono presenti tutte e tre le tecniche, in quanto, il syngas, prima della combustione, viene saturato con vapor d'acqua, poi è diluito con azoto fino ad un potere calorifico di circa 7000 kJ/kg e successivamente i gas di combustione della turbina sono avviati ad un SCR installato all'interno della caldaia a recupero. Si sottolinea che la tecnica Dry Low NO_x che è una MTD per gli impianti che bruciano gas naturale non è applicabile alla combustione del syngas in quanto, quest'ultimo, essendo costituito in larga misura da idrogeno, non è in grado di bruciare in condizioni "premix" senza dare problemi di ritorno di fiamma. I bruciatori delle turbine nei cicli IGCC alimentati a syngas normalmente sono eserciti in modalità (seppure ottimizzata) diffusiva. Infine, si evidenzia che la tecnica di diluizione con azoto è la tecnica più largamente utilizzata per il contenimento delle emissioni di ossidi d'azoto negli impianti IGCC in esercizio.



Commissione Istruttoria IPPC Parere IGCC API ENERGIA S.p.A. FALCONARA MARITTIMA

La tecnica SCR che, come è noto, realizza la conversione degli ossidi d'azoto in azoto molecolare attraverso una sequenza di reazioni catalizzate da metalli e ossidi (ossidi di vanadio e titanio, metalli nobili come platino e rodio supportati su zeoliti e ceramica) per funzionare deve operare in una ristretta finestra di temperatura (da circa 280 a 510 °C) che normalmente si realizza solo all'interno della caldaia a recupero dei cicli combinati. L'SCR è considerato tra tutte le tecniche di abbattimento post-combustione quella con efficacia (compresa tra 80-90%) più alta negli impianti a ciclo combinato funzionanti a gas naturale. Nel caso di impianti IGCC si deve considerare la possibilità di inconvenienti derivanti da:

- Presenza di, seppur piccole, quantità di SO₂ che in parte si ossidano a SO₃ e possono essere convertite all'interno della caldaia a recupero in materiale particellare (sostanzialmente ammonio bisolfato) per reazione con ammoniaca eventualmente non reagita sull'SCR.
- Alcune ricerche condotte dalla General Electric hanno evidenziato che in condizioni di gas di combustione in uscita alla turbina con concentrazioni superiori a 2 ppmv di SO₂ si possono verificare condizioni di deposito sulle superfici di scambio termico della caldaia a recupero, con conseguente influenza sui rendimenti globali del ciclo vapore.
- Se lo sporcamento delle superfici di scambio è molto veloce questo può determinare una riduzione dei fattori di utilizzo del ciclo combinato, dovendo prevedere un numero di fermate per manutenzione superiore ad una volta all'anno.

Normalmente tali inconvenienti possono essere controllati agevolmente utilizzando l'SCR con una efficienza del 50%, operando sul rapporto NO_x (ingresso catalizzatore) / NH₃, in quanto, in tali condizioni, è improbabile la formazione di ammoniaca non reagita (slip) e, quindi, si limita la possibile formazione di ammonio bisolfato^[12]. Inoltre l'impianto di Falconara Marittima ha installato un sistema di pulizia dei depositi di solfato di ammonio (Acoustic Cleaning system o ACS) che di norma è attivato due volte al giorno.

La tecnica di diluizione con azoto, come già detto, rappresenta la tecnica più utilizzata negli impianti IGCC nel mondo e funziona sui principi sia dell'abbassamento della temperatura di picco della fiamma sia sull'aumento della turbolenza, che uniforma le temperature, in combustione. Si sottolinea che normalmente l'azoto deriva dall'impianto di separazione dell'aria per la produzione di ossigeno (air separation unit o ASU) che costituisce parte integrante di quasi tutti i sistemi di gassificazione ad ossigeno.

La tecnica a iniezione di vapore o acqua è un altro sistema di controllo delle emissioni di NO_x che funziona sui principi sia dell'abbassamento della temperatura di picco della fiamma sia sull'aumento della turbolenza in combustione che uniforma le temperature. Tuttavia, a differenza della diluizione con azoto, l'iniezione di acqua causa una riduzione dell'efficienza di utilizzo del combustibile, dovendosi riscaldare l'acqua (direttamente o indirettamente). Rispetto all'SCR la tecnica è meno efficiente ciò significa che, per avere una riduzione comparabile di NO_x, si devono iniettare notevoli quantità di acqua o vapore. Nella circostanza di iniezione di grossi volumi di acqua si può verificare il fenomeno del cosiddetto "rumore" di combustione caratterizzato da instabilità di fiamma e da vibrazioni che accelerano l'usura dei componenti meccanici.

Sistema di abbattimento CO e VOC (ossido di carbonio e composti organici volatili)

Come per gli NO_x il CO ed i VOC sono formati nella combustione all'interno della turbina. Si sottolinea che pur essendo il syngas costituito da rilevanti quantità di CO e di VOC (di varia natura) il problema non è direttamente legato alla concentrazione in ingresso alla turbina



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

ma alla ottimizzazione della combustione. A differenza degli ossidi d'azoto il CO (discorso analogo per i VOC) deriva da incompleta combustione. I sistemi più semplici di controllo dell'emissione sono:

- Lavorare in largo eccesso di aria
- Progettare il sistema di combustione per realizzare una buona combustione
- Agire sul sistema di combustione in modo di ottimizzarne l'efficacia.

In considerazione del fatto che le turbine operano normalmente in eccesso di aria, che serve pure a raffreddare alcune parti della macchina, il controllo dell'emissione di CO è quasi automatico. Tuttavia si deve considerare la contemporanea esigenza di mantenere sotto controllo gli NO_x per cui l'eccesso di aria è deleterio. Quindi, la MTD applicabile agli impianti IGCC è operare secondo buone pratiche di combustione. Nell'impianto di Falconara Marittima è altresì presente un bruciatore ausiliario posto sulla caldaia a recupero che viene alimentato con il syngas eventualmente prodotto in eccesso rispetto alle esigenze della turbina. Tale dispositivo può, in teoria, dare un contributo alla emissione di CO e VOC. Il gas di combustione in uscita dalla turbina si trova a temperatura relativamente alta e con un alto eccesso di ossigeno. Quando è investito dal flusso di syngas del bruciatore ausiliario si realizzano condizioni di combustione ottimali per il CO, metano, propano ed altri VOC presenti nello stesso syngas, in quanto, le temperature del gas di combustione della turbina sono pari o superiori alle temperature di accensione degli stessi composti. In generale, quindi, il contributo del bruciatore ausiliario alle emissioni di CO e VOC può considerarsi minimo nelle condizioni di normale funzionamento.

Piani operativi di Avvio-Spegnimento Impianto IGCC

L'efficacia delle tecniche di contenimento presentate nei punti precedenti deve essere considerata valida in condizioni di normale funzionamento dell'impianto. Nei cosiddetti transitori di avvio-spegnimento dell'impianto le MTD non riescono a dare prestazioni di pari livello. Questo è dovuto a :

- Complessità della tecnologia IGCC che rende impossibile l'allineamento immediato del sistema di produzione del syngas con il ciclo combinato di produzione elettrica
- Impossibilità di utilizzare i dispositivi di controllo delle emissioni delle varie unità nelle condizioni ottimali
- Mancanza dell'azoto di diluizione e delle condizioni termiche ottimali per il controllo degli NO_x

In tali circostanze risulta importante avere un piano di gestione del transitorio che, partendo dai vincoli tecnologici imposti sia dal gassificatore sia dal sistema di purificazione del syngas, gestisca con comparabile efficacia le emissioni. Tale metodo non può essere basato sull'applicazione delle MTD utilizzabili in condizioni di normale utilizzo, in quanto le stesse non sono applicabili.

In generale i piani di avvio-spegnimento sono composti da operazioni specifiche volte alla gestione di particolari elementi tecnologici nonché da un insieme, più generale, di procedure di buona pratica di gestione operativa e di manutenzione complessiva dell'impianto. Soprattutto questi ultimi punti sono da intendersi come un lavoro di continuo miglioramento che è fondato sull'acquisizione continua di nuove conoscenze operative. Nel caso specifico dell'impianto IGCC di Falconara Marittima gli elementi su cui è imperniata la gestione dei transitori sono l'utilizzo di olio BTZ per il riscaldamento del gassificatore e di gasolio per la turbina. Altro elemento importante è la gestione del syngas prodotto nelle fasi di avvio della



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

gassificazione che può essere avviato alle turbine solo se trattato nei sistemi di purificazione. Il syngas “fuori specifica” prodotto durante le fasi di avvio-spegnimento del gassificatore e/o durante le fasi di allineamento dei sistemi di trattamento del syngas “grezzo” e/o durante i malfunzionamenti sono inviate alla torcia e, quindi, non utilizzate come combustibile per la turbina. Per completezza d’informazione si evidenzia che in alcuni impianti IGCC si utilizza, dove disponibile, per le fasi di transitorio sul gassificatore e turbina il gas naturale.

Unità di recupero dello zolfo

Il processo di recupero dello zolfo serve per trasformare il H₂S prodotto nelle unità: ASR, strippaggio acque acide e trattamento “grey water” in zolfo elementare commercializzabile. Dal punto di vista emissivo le unità di recupero zolfo sono fonti di SO₂, in quanto, non tutto lo zolfo contenuto nel flusso gassoso da trattare può ragionevolmente essere convertito in zolfo elementare e quindi una, seppur piccola quantità, può essere emessa come biossido di zolfo e/o come solfuro di idrogeno. Il processo di conversione utilizzato in quasi tutti gli impianti nel mondo è il Claus. Lo stesso processo è utilizzato anche, per analogo scopo, nell’impianto di raffineria di Falconara Marittima per il trattamento del solfuro di idrogeno derivante dalle operazioni di desolforazione di gasoli, oli combustibili, benzine ecc. Quindi nel sito di Falconara sono presenti due distinte unità Claus una utilizzata per la Raffineria e l’altra per l’IGCC, ambedue costituite da due treni paralleli. L’unità Claus IGCC è stata progettata per funzionamento con processo ad Ossigeno Parsons/BOC per la combustione dei gas acidi.

Tutte le unità Claus, del sito di Falconara, sono altresì assistite da unità di trattamento del gas di coda (Tail Gas Treatment Unit o TGTU). Queste unità realizzano una ulteriore conversione dello zolfo, in aggiunta a quella ottenuta delle unità Claus. L’efficienza di abbattimento dello zolfo dichiarata dal Gestore per il processo complessivo di trattamento Claus-TGTU nell’impianto IGCC è compresa tra 99,5 ÷ 99,9% (si sottolinea che a questi valori di efficienza, come indicato nel BRef Mineral Oil and Gas Refineries, di abbattimento possono corrispondere concentrazioni in emissione di SO₂ nell’intervallo 2.000 ÷ 400 mg/Nm³). Infine, successivamente alle TGTU il gas è ulteriormente trattato in un combustore (detto post-combustore 2) dove il flusso gassoso contenente sia H₂S residuo, sia composti organici trasportati dal gas stesso è bruciato in condizioni ottimali con emissione di SO₂ e di piccole quantità di H₂S incombusto. Il Gestore dichiara un rendimento raggiunto in condizioni operative normali di 99,9%.

Come per il sistema complessivo IGCC anche l’unità di recupero zolfo realizza le prestazioni dichiarate nelle condizioni di funzionamento normale. Nelle fasi di avvio-spegnimento dell’unità (o di malfunzionamento) è necessario utilizzare speciali procedure; la più importante delle quali, peraltro, è di utilizzare pratiche di gestione degli impianti che massimizzino le fasi di impiego in condizioni normali. Nel BRef e nelle linee guida sulle raffinerie si richiede un fattore di utilizzo superiore al 96%. Il Gestore dichiara che l’impianto, con i gassificatori in marcia, raggiunge prestazioni pari al 100%.

Caldaia Ausiliaria

La caldaia ausiliaria presente nell’impianto di Falconara Marittima ha il duplice scopo di produrre il vapore necessario alle fasi di avvio del gassificatore e di, in caso di fuori servizio improvviso dell’ IGCC, fornire il vapore alla adiacente raffineria.

La caldaia è esercita in modo continuo alla potenzialità minima ed è alimentata con gas di raffineria e, nelle condizioni di assenza del gas stesso, con metano. Per tale dispositivo,



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

l'utilizzo di combustibili gassosi insieme alle buone pratiche di combustione e all'utilizzo di bruciatori Low NOx costituiscono MTD. Nella documentazione fornita dal Gestore non è formalmente espresso se la caldaia abbia installati bruciatori a bassa emissioni di ossidi d'azoto.

Sistema di condensazione del vapore

Come per tutte le unità di produzione dell'elettricità gli impianti IGCC debbono avere un sistema di raffreddamento e condensazione del vapore. Nel caso specifico di Falconara tale impianto è costituito da un sistema di raffreddamento ad un passaggio alimentato con acqua di mare. La tecnica è una MTD come indicato nel BRef Industrial cooling. Si sottolinea tra l'altro che, dove applicabile, date la notevole quantità d'acqua necessaria, la tecnica è caratterizzata da bassi consumi di energia e da bassissime emissioni. Tra le emissioni si segnalano quelle in acqua dovute all'aggiunta di antifouling e all'aumento di temperatura. Il Gestore dichiara che l'impianto è in grado di raggiungere prestazioni di emissioni di cloro, alla capacità produttiva, di 0.1 mg/l e di temperatura massima dell'acqua di scarico di 33 °C che sono compatibili con le prestazioni MTD.

Unità di stoccaggio carica

La carica all'unità IGCC proveniente dalla Raffineria viene stoccata in due serbatoi dedicati TK-38 e TK-39 a tetto fisso. Nella documentazione fornita dal Gestore non è specificato se esistono sistemi di contenimento dei vapori spiazzati nelle operazioni di riempimento dei serbatoi. Si sottolinea, tuttavia, che i residui che costituiscono la carica (Fresh Oil) sono formati dal residuo del Visbreaking (proveniente dall'Unità 1800 della raffineria) e/o dal residuo del Vacuum 1 (proveniente dall'Unità 1900 della raffineria) che sono caratterizzati da idrocarburi alto bollenti e basso volatili.

Unità di frazionamento aria (ASU)

Il sistema di gassificazione in uso presso l'impianto di Falconara marittima è costituito da due gassificatori Texaco ad ossigeno puro (purezza maggiore di 95%) operanti in parallelo. La gassificazione è altresì assistita da vapore. Per ottenere l'ossigeno puro necessario alla gassificazione l'impianto ha una unità di distillazione dell'aria liquida. Tale unità realizza attraverso operazioni di compressione e raffreddamento la liquefazione dell'aria e la sua successiva separazione per distillazione in azoto ed ossigeno. Per ottenere l'ossigeno l'unità assorbe ingenti quantità di energia (dal 5 al 10 % della potenza prodotta dal ciclo combinato), il rendimento dei sistemi IGCC è influenzato dagli autoconsumi derivanti da questa unità. In alcuni impianti l'aria da liquefare è una quota parte dell'aria compressa dal compressore della turbina. In queste condizioni si realizza un significativo risparmio di energia che determina un aumento del rendimento complessivo. Dalle informazioni fornite del Gestore non sembrerebbe che l'impianto di Falconara sia del tipo cosiddetto ad "integrazione al 100%" in cui si realizza sia l'accoppiamento tra la produzione di aria compressa dal compressore della turbina e l'ASU, sia l'utilizzo di azoto come diluente il syngas (come già detto solo quest'ultimo è sicuramente utilizzato). Si evidenzia tuttavia che a più bassi livelli di integrazione si ha un sensibile miglioramento dell'operabilità dell'impianto, si possono raggiungere potenze di picco più alte e si hanno più rapidi tempi di avvio. La scelta sul grado di integrazione dipende, quindi, da un bilanciamento tra rendimento complessivo del ciclo e facilità di gestione dello stesso. Il Gestore dichiara una efficienza, definita come rapporto

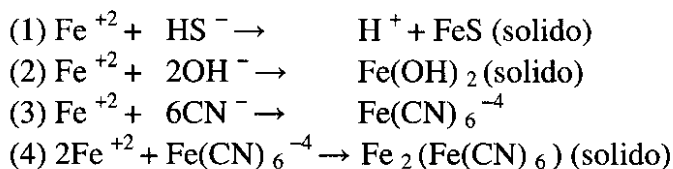


**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

percentuale tra l'energia del combustibile in ingresso e l'energia elettrica in uscita, per l'anno 2004 di circa il 49,4 % del ciclo combinato (dalla definizione non si capisce se sono considerati gli autoconsumi).

Unità di trattamento acque

Dal sistema di purificazione del syngas si ottiene una corrente di acqua che deve essere trattata. Tale acqua "grey water" è inquinata sia da composti in essa solubili, sia da materiale particellare in sospensione. Il sistema di trattamento in uso presso l'impianto di Falconara prevede una serie di operazioni unitarie di rimozioni di inquinanti che sono riassumibili in: estrazione liquido-liquido delle ceneri-char (soot) e degli idrocarburi realizzata con nafta; precipitazione per aggiunta di solfato ferroso in ambiente fortemente alcalino; chiariflocculazione assistita con polielettrolita organico; filtrazione e lavaggio. Il refluo così depurato viene avviato, tramite fogna oleosa, all'impianto di trattamento della Raffineria Api (TAS), mentre il fango filtrato (filter-cake) contenente molti dei metalli è avviato al recupero esterno al sito di Api. Le tecniche impiegate sono comprese nel BRef di riferimento in particolare si evidenzia che la precipitazione con solfato ferroso in ambiente alcalino determina l'instaurarsi delle seguenti reazioni:



che determinano la rimozione dello ione cianuro e, date le concentrazioni in gioco, anche la precipitazione dei metalli (oltre al ferro indicato sono coinvolti nelle reazioni anche il nichel ed il vanadio). Questo fa sì che parte dell'acqua trattata possa essere riutilizzata per gli stessi scopi nell'impianto IGCC; determinando risparmi nella risorsa e minor carico sull'impianto TAS di raffinaria.

Il trattamento delle acque è altresì integrato dal sistema di trattamento delle acque acide (Sour Water Stripper o SWS) che è utilizzato per eliminare dall'acqua, sia quella proveniente dall'impianto "grey water" sia del lavaggio del sistema di idrolisi del COS, l'acido solfidrico, l'ammoniaca e l'acido cianidrico per stripping con vapore. Il gas contenente gli inquinanti eliminati dall'acqua è inviato al Claus. Si evidenzia, infine, che in alcuni impianti IGCC, per un minor impatto sulla risorsa idrica, è utilizzata la tecnica "zero discharge" che consente di trasferire l'impatto dalla matrice acqua alla produzione di rifiuti, con recupero di risorsa idrica. La scelta di utilizzare tale tipologia di impianto è influenzata dal bilanciamento di vari aspetti tra cui: l'aumento della complessità dell'impianto, la disponibilità di risorsa idrica, la disponibilità di spazi, la disponibilità di sistemi di smaltimento dei rifiuti prodotti ed i costi [24]. Nell'impianto di Falconara Marittima, come detto, è realizzato un parziale recupero dell'acqua trattata.

7.2 Ulteriori considerazioni

Aria

Lo stato di qualità dell'aria a livello comunale denuncia situazione di particolare criticità per polveri sottili, biossido di azoto, benzene, metalli ed ozono.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

Acqua

Nel punto di campionamento 16/ES, più vicino alla foce del fiume, le analisi svolte nel corso dell'anno 2008 manifestano delle caratteristiche chimico-batteriologiche delle acque associabili ad un LIM di livello 3 che presenta criticità per la presenza di carica batteriologica e di elevati valori di fosforo totale.

La qualità biologica è espressa da un IBE di classe 3 che assegna, in accordo con il LIM, una classe di qualità ambientale sufficiente (SACA 3) in linea con i risultati degli ultimi due anni. Lo stato chimico non influisce sulla classificazione in quanto sono state rinvenute solo alcune delle sostanze pericolose ricercate e con concentrazione trascurabile (0,01 µg/l di Dicloropropano e 0,023 µg/l di Metolachlor). Alla luce dei risultati delle analisi tali acque sono idonee alla vita dei pesci ciprinidi.

Le acque marino-costiere hanno un indice trofico sufficiente ed in corrispondenza della foce del fiume Esino presentano concentrazioni di Arsenico nel biota e di cloro residuo totale.

Rumore

La valutazione clima acustico evidenzia alcuni superamenti dei valore limite normativi in particolare nella zona Fiumesino.

Pertanto, come previsto dalla normativa vigente, l'Api ha presentato un piano volontario di risanamento acustico del sito API (PRAV) da realizzarsi nel corso degli anni 2005-2008. In tale progetto Api ha previsto la realizzazione, sulle sorgenti più significative, di opere di mitigazione dell'impatto acustico.

Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Il sito della raffineria e della centrale API di Falconara Marittima è classificato Sito di Interesse Nazionale con L.179/02. La caratterizzazione del suolo e del sottosuolo ha evidenziato una forte situazione di contaminazione da idrocarburi leggeri e pesanti, BTEX, Trimetilbenzeni, MTBE, ETBE, IPA e metalli.

7.3 Gestione corretta dei rifiuti

Il complesso industriale API di Falconara ha messo in atto nell'ambito del proprio sistema di gestione integrato dei rifiuti una specifica procedura, denominata SGA.020 "Gestione dei rifiuti".

I principi di riduzione della produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti, possono essere considerati soddisfatti in relazione all'applicazione delle MTD relative alla gestione dei rifiuti ed al raggiungimento di prestazioni sulla produzione specifica dei rifiuti, in accordo con le Linee guida sulle Migliori Tecniche Disponibili per il settore della raffinazione.

Riferendosi a dati tipici riportati dalle Linee guida per la raffinazione si stima che la produzione di rifiuti in una raffineria possa variare nell'intervallo 0,01-2 kg rifiuti/t di lavorato.

Nel 2004 il dato di produzione specifica di rifiuti calcolato sul totale dei rifiuti prodotto risulta superiore al range indicato dalle Linee Guida.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

Tuttavia, togliendo dal totale dei rifiuti prodotti la quantità di rifiuti prodotti eccezionalmente nel 2004, principalmente le terre da scavo e rifiuti da demolizioni, si ottiene un indice pari 0,97 kg rifiuti/ t di lavorato, del tutto in linea con quello di riferimento.

Tenendo conto anche dei rifiuti prodotti dalla ditta terza operante nel sito, l'indice si incrementa a 1,49 kg rifiuti/t, rimanendo comunque interno al range indicato.

7.4 Utilizzo efficiente dell'energia

L'utilizzo delle tecniche elencate nel BRef (LCP) cap.7.4.2 permette di raggiungere i seguenti livelli di Efficienza associati ad un impianto esistente con ciclo combinato cogenerativo con caldaia a recupero e combustione supplementare, in condizioni ISO:

- Efficienza elettrica (Considerato come rapporto fra l'energia elettrica in uscita e l'energia del combustibile in ingresso) <35%.

- Uso di combustibile (altrimenti detto Rendimento energetico) (Considerato come rapporto fra l'energia termoelettrica in uscita e l'energia del combustibile in ingresso) 75÷85%.

Per quanto riguarda la generazione termoelettrica di IGCC di API Falconara, l'applicazione delle MTD per l'utilizzo efficiente dell'energia, permette di raggiungere i seguenti livelli di efficienza (dati 2004):

Efficienza elettrica 35,5 % ca. sola GT
49,4% ca. GT+ST

Uso di combustibile 81,9% GT+HRSG.

7.5 Sicurezza e rischio di incidente

In base alle analisi e valutazioni effettuate, il livello di rischio ambientale, correlato ad incidenti rilevanti con conseguenze dirette sull'ambiente, risulta accettabile in tutti i casi studiati.

7.6 Adeguato ripristino del sito alla cessazione dell'attività

Non è previsto nessun piano di ripristino ambientale al termine dell'attività.

7.7 Convincimenti e motivazioni

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC sulla base:

a) degli **impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda** e dei suoi allegati per il rilascio dell'AIA, (prot. DSA-2006-0020315 del 28/07/2006);

b) degli **impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della Scheda E** ed allegati "Modalità di gestione degli aspetti ambientali e piano di monitoraggio";



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

- c) delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati;
- d) dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, come descritta in premessa;
- e) che l'istruttoria prevista dal DPR 175/88 per gli impianti ad alto rischio, conclusa per l'installazione API raffineria antecedentemente al nuovo assetto con IGCC, ha individuato i valori di rischio entro valori accettabili e ha identificato che il Gestore ha definito i provvedimenti necessari da adottarsi per limitare le conseguenze di eventuali incidenti e di eventi anomali all'esterno;
- f) dell'evidenze fornite dal Gestore riguardo l'applicazione delle MTD;
- g) che, per quanto riguarda l'esercizio, nel sito è messo in atto, fin dall'anno 2000, un sistema di gestione integrato, salute sicurezza ambiente, certificato in accordo con gli standard ISO 14001 e OHSAS 18001 da Det Norske Veritas (ente di certificazione a livello internazionale);
- h) che lo stato di attuazione delle procedure di cui sopra, oltre ad essere oggetto di verifica periodica della stessa DNV, è soggetta a verifiche semestrali degli osservatori quali CTR e ARPAM;
- i) la disponibilità mostrata dal Gestore a collaborare con le AC nello studio di eventi particolari mettendo a disposizione tutti i dati necessari a consentire una puntuale e precisa ricostruzione dei fatti tramite la sempre disponibile tracciabilità dei processi di lavorazione;
- j) che nel sito sono già state implementate volontariamente dal Gestore apparecchiature ed impianti in linea con le MTD quali: aree pavimentate ed impermeabilizzate, strutture ed impianti per il trattamento delle acque di falda, sistemi di abbattimento delle emissioni, recupero CO₂, sistemi di sicurezza controllati e verificati dal CTR;

propone all'Autorità Competente di procedere al rilascio dell'autorizzazione richiesta prescrivendo al Gestore che l'impianto sia esercito nel rispetto dei valori limite di emissione, delle disposizioni e delle prescrizioni, delle indicazioni per il piano di monitoraggio e controllo, come di seguito riportato.

8 Parere e Prescrizioni

8.1 Fase di esercizio normale

Definizioni relative all'impianto IGCC: Impianto integrato di gassificazione e ciclo combinato

- Definizione di avvio turbina: l'intervallo di tempo che inizia con l'introduzione del gasolio alla turbina a gas e termina con il raggiungimento delle condizioni di alimentazione di syngas ad una potenza elettrica superiore al minimo tecnico e/o con il raggiungimento del tempo massimo di 360 minuti e comunque nel rispetto delle modalità previste dal Manuale Operativo.
- Definizione di avvio gassificatore: l'intervallo di tempo che inizia con l'alimentazione del combustibile BTZ ai bruciatori del gassificatore e termina con il raggiungimento



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

delle condizioni di superamento del minimo tecnico con alimentazione a solo syngas della turbina.

- Definizione di spegnimento turbina: l'intervallo di tempo che inizia con il raggiungimento del minimo tecnico e termina con la fine dell'alimentazione del gasolio alla turbina a gas e/o con il raggiungimento del tempo massimo di 120 minuti e comunque nel rispetto delle modalità previste dal Manuale Operativo.
- Definizione di syngas "*fuori specifica*": è il gas di sintesi che per composizione e/o quantità prodotta nelle condizioni di avvio gassificatore, non può essere direttamente mandato all'alimentazione della turbina. Tale gas di sintesi può solo essere, dopo lavaggio, combusto in torcia.
- Definizione di condizioni normali: temperatura di 273 °K e pressione di 101,3 kPa.

I combustibili utilizzabili nell'impianto IGCC sono:

1. Gasolio con contenuto di zolfo inferiore a 0,05%_P
2. Olio combustibile denso con contenuto di zolfo inferiore al 1%_P (olio BTZ) per la sola fase di avvio del gassificatore;
3. Gas naturale da utilizzare alla caldaia ausiliaria nelle situazioni di mancanza di gas di raffineria
4. Gas di raffineria (fuel gas) da utilizzare esclusivamente per l'alimentazione della caldaia ausiliaria
5. Gas di sintesi (o syngas) autoprodotta dall'operazione di gassificazione per l'alimentazione della turbina a gas del ciclo combinato ed eventualmente per il bruciatore ausiliario posto sulla caldaia a recupero del ciclo combinato;

Le materie prime utilizzabili nell'impianto IGCC sono:

6. Idrocarburi pesanti (detti anche "fresh oil") che soddisfino alle seguenti caratteristiche chimico-fisiche:

		Metodi di misura
Potere calorifico inferiore sul tal quale	min. 35.000 kJ/kg	ASTM D240
Contenuto di ceneri sul tal quale	In massa max 1%	UNI EN ISO 6245
Contenuto di zolfo sul tal quale	In massa max 10%	UNI EN ISO 8754

7. HVGO, Virgin Naphtha, Wash Oil che non devono rappresentare più del 2.5% della carica totale.

Gli idrocarburi pesanti debbono derivare dalla lavorazione del greggio petrolifero ed, inoltre, possono essere impiegati solo previa gassificazione per l'ottenimento di gas di sintesi. Quando la turbina a gas è alimentata con syngas per la produzione di energia elettrica il gassificatore deve essere alimentato esclusivamente con gli idrocarburi pesanti.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

8.2 Emissioni in aria

Il Gruppo Istruttore considerando che:

-il progetto impiantistico definitivo, assoggettato a procedura di valutazione di impatto ambientale conclusasi con “*giudizio favorevole con prescrizioni*” espressa con Decreto n. DEC/VIA/1877 del 22 aprile 1994, individua tre punti di emissione in atmosfera – *camino A*: cammino principale dell’IGCC; *camino B*: cammino della caldaia ausiliaria; *camino C*: cammino del Post Combustore –;

-la scelta progettuale, che prevede i tre camini separati invece del convogliamento dei fumi di combustione della caldaia ausiliaria e del Post Combustore al cammino principale dell’IGCC, è stata dettata dalla ricerca dell’assetto ottimale tecnico-gestionale dell’impianto, sia come efficienza di processo, sia come miglior soluzione per motivi manutentivi e di monitoraggio e controllo delle emissioni;

-la soluzione adottata è di natura prettamente strutturale e non comporta alcuna variazione del carico inquinante derivante dal complesso dell’IGCC come dichiarato dal Gestore;

-detta soluzione è stata formalmente comunicata ai Ministeri competenti (Industria ed Ambiente) durante le varie fasi del progetto (progettazione, realizzazione, collaudo, consolidamento operativo) con adeguata e specifiche comunicazioni e relativa documentazione tecnica di supporto;

-i Ministeri competenti (Industria ed Ambiente) hanno preso atto della documentazione ricevuta senza formulare osservazioni in merito a quanto ricevuto;

-la configurazione attuale dell’impianto IGCC articolata in tre camini, di cui uno al servizio dell’unità di trattamento dei gas di coda provenienti dal sistema recupero zolfo è del tutto funzionale alla struttura dell’impianto IGCC e al controllo puntuale del processo, i valori limite applicabili possono essere riferiti alla media ponderata delle emissioni di ciascun inquinante dai singoli camini;

-la portata complessiva dei fumi per l’intero complesso IGCC risulta essere per l’87% ascrivibile alla portata del cammino principale (cammino A), per il 12% alla portata del cammino della caldaia ausiliaria (cammino B) e per l’1% alla portata del cammino del post combustore (cammino C);

prescrive il rispetto dei limiti per le emissioni convogliate per l’intero complesso IGCC (limite di bolla) come a seguito riportati:

IGCC (bolla)

Parametro	Limite di Bolla (mg/Nm ³)	Tenore di O ₂ espresso su base secca
SO ₂	50	15%
NO _x	65	15%
Polveri	5	15%
CO	50	15%



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

H ₂ S	5	15%
------------------	---	-----

I valori di emissione devono essere calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi effluenti gassosi dell'intero complesso IGCC. I volumi degli effluenti gassosi devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi previsto e previa detrazione del tenore di vapore acqueo. I suddetti limiti devono riferirsi alle ore di normale funzionamento, su base giornaliera, degli impianti dell'intero impianto IGCC, escludendo i periodi di avviamento e arresto, definiti come i periodi in cui l'impianto esercita in situazione di carico inferiore al minimo tecnico (230 MW termici).

I valori limite di emissione sono espressi come media aritmetica giornaliera delle concentrazioni medie orarie ed a condizioni normali.

Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore.

In aggiunta alle prescrizioni relative alle emissioni convogliate, espresse come limiti in concentrazione di cui sopra, Api Energia dovrà attenersi al rispetto dei limiti dei flussi massici così come di seguito indicato:

i) Fintanto che il Gestore del complesso Raffineria "api raffineria di Ancona S.p.A." del complesso "IGCC Api Energia S.p.A." è rappresentato dal medesimo soggetto giuridico e l'esercizio annuale di ciascun impianto è superiore al 50% della massima capacità produttiva annuale di ciascun impianto; il Gestore deve rispettare i seguenti limiti massici, espressi come sommatoria dei valori massici dei due complessi produttivi.

Parametro	Limite prescritto (t/anno)
SO ₂	1400
NO _x	975
Polveri	70
CO	400

Per quanto riguarda le polveri, il Gestore deve sviluppare un programma di riduzione dei valori prescritti da presentare all'AC entro 18 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, che prevede di raggiungere valori pari a 56 t/anno per le polveri entro 24 mesi della presente autorizzazione.

Per quanto riguarda il CO, il Gestore si impegna a sviluppare uno studio ai fini dell'identificazione dei limiti emissivi in flusso di massa (tonn/anno) d'intesa ad ISPRA, l'Arpa Marche, la Regione Marche e gli EE.LL.. Detto studio dovrà essere presentato all'AC entro il 18 mesi dal rilascio della presente autorizzazione.

ii) Nel caso in cui una delle due condizioni di cui al punto i) dovesse decadere, Api Energia dovrà rispettare le seguenti prescrizione massiche, relative al solo complesso di IGCC:



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

Parametro	Limite prescritto (t/anno)
SO ₂	300
NO _x	650
Polveri	30
CO	325

- a. Il Gestore deve installare, ove mancanti, ed operare entro 36 mesi dal rilascio della presente autorizzazione, in accordo alla norma EN 14181 i seguenti sistemi di misurazione in continuo:
- Al camino E26A un misuratore di biossido di zolfo (SO₂), monossido di azoto (NO), biossido di azoto (NO₂), polveri (PTS), di monossido di carbonio (CO), ammoniaca (NH₃), ossigeno (O₂), umidità;
 - Al camino E26B un misuratore di biossido di zolfo (SO₂), monossido di azoto (NO), biossido di azoto (NO₂), polveri (PTS), di monossido di carbonio (CO), ossigeno (O₂), umidità;
 - Al camino E26C un misuratore di biossido di zolfo (SO₂), monossido di azoto (NO), biossido di azoto (NO₂), di monossido di carbonio (CO), acido solfidrico (H₂S), ossigeno (O₂), umidità;
 - Le polveri (PTS), relativamente al camino E26C, e le portate volumetriche devono essere determinate in modo indiretto, a partire dai valori dei parametri di processo, dal sistema di monitoraggio in continuo ECOS (sistema accreditato dal CNR nel 2004 in conformità ai requisiti previsti dal D.M. 21/12/1995, oggi integrato del D.Lgs.152/06).
- b. Il camino della turbina a gas del ciclo combinato, indicato con codice del Gestore E26A, non deve emettere più di 5 mg/Nm³ (gas secco) di NH₃ al 15% di O₂, espressi come media aritmetica giornaliera delle concentrazioni medie orarie ed a condizioni normali. Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore. Sono esclusi i periodi di tempo in cui la turbina a gas è in fase di avvio/spengimento.
- c. La turbina a gas del ciclo combinato deve essere alimentata esclusivamente a syngas. Sono esclusi i periodi di tempo in cui la turbina a gas è in fase di avvio/spengimento in cui è consentito l'uso di gasolio con tenore di zolfo inferiore a 0,05%. Il Gestore deve fornire apposita documentazione che attesti il rispetto della prescrizione.
- d. Il bruciatore ausiliario, posto sulla caldaia a recupero del ciclo combinato, deve essere alimentato esclusivamente con syngas. Il Gestore deve fornire apposita documentazione che attesti il rispetto della prescrizione.
- e. La durata di ciascun avvio turbina a gas deve essere inferiore a 360 minuti e comunque nel rispetto delle modalità previste dal Manuale Operativo..
- f. La durata di ciascuna fase di spegnimento turbina a gas deve essere inferiore a 120 minuti e comunque nel rispetto delle modalità previste dal Manuale Operativo.
- g. Per le misurazioni delle emissioni, durante le fasi di avvio/spengimento, devono essere installati adeguati strumenti di misura in continuo delle quantità di PTS, NH₃, NO_x, SO₂ e



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

- CO. Il range di misura dovrà essere appropriato alle caratteristiche emissive sperimentate durante le fasi di avvio/spegnimento.
- h. Le quantità emesse per evento di avvio/spegnimento devono essere registrate e costituiranno elemento del reporting. I quantitativi emessi di PTS, NH₃, NO_x, SO₂ e CO saranno riportanti sia come quantità emesse per evento di avvio/spegnimento (in kg/evento) sia come quantità complessiva annua, andranno quindi, in quest'ultimo caso, inclusi nelle quantità annuali (in tonnellate/anno).
- i. Il Gestore deve garantire che durante le operazioni di avvio del gassificatore il gas "fuori specifica" prodotto durante tale fase sia sottoposto a lavaggio nello scrubber ad acqua per l'eliminazione delle particelle solide e dei gas solubili in acqua in esso contenuti. Il Gestore deve inoltre garantire che nel minor tempo tecnicamente possibile si ottengano nel gassificatore le condizioni di atmosfera riducente con produzione di gas combustibile che fino a quando, "fuori specifica" per qualità o quantità, deve essere avviato, dopo lavaggio, alla torcia per essere termicamente distrutto. In nessun altro caso, se non nelle condizioni eccezionali di malfunzionamento o di avviamento a freddo del gassificatore e l'avviamento del sistema Selexol, è permesso bruciare gas di sintesi alla torcia. In nessun caso è permessa l'emissione intenzionale di syngas non trattato direttamente all'atmosfera. Il Gestore deve fornire apposita documentazione che dimostri il rispetto della prescrizione.
- j. La caldaia ausiliaria deve essere esclusivamente alimentata a gas di raffineria. Nei periodi di tempo in cui la raffineria non produce fuel gas la caldaia ausiliaria deve essere alimentata a gas naturale. E' autorizzato l'uso di olio combustibile BTZ esclusivamente nei periodi delle verifiche di funzionalità dei sistemi di sicurezza della rete gas o in condizioni di emergenza come "fuel di back up". Il Gestore ha l'obbligo di comunicare all'Autorità di controllo l'impiego di olio combustibile BTZ per la caldaia ausiliaria, in condizioni di emergenza. Il Gestore deve fornire apposita documentazione che attesti il rispetto della prescrizione.
- k. La caldaia ausiliaria deve essere esercitata al minimo tecnico nei periodi di tempo in cui sia in esercizio normale la turbina a gas del ciclo combinato. Il Gestore deve fornire apposita documentazione che attesti il rispetto della prescrizione.
- l. Il camino del post-combustore, indicato con codice del Gestore E26C, non deve emettere più di 5 mg/ Nm³ di solfuro di idrogeno (H₂S) gas secco espresso come media mobile delle medie orarie di ventiquattro ore. Il valore limite deve essere normalizzato al 3% di O₂ ed a condizioni normali. Sono esclusi i periodi di tempo in cui il forno è in fase di avvio/spegnimento.
- m. Il Gestore deve garantire che le operazioni di combustione nel forno denominato "post combustore 2" asservito all'impianto di recupero dello zolfo, avvengano secondo le procedure operative definite dal progettista onde assicurare l'ossidazione completa di H₂S presente nel gas di alimentazione. Per la verifica della conformità a tale prescrizione il Gestore deve determinare su base oraria la temperatura all'interno del forno ed il flusso del gas trattato. Qualora durante l'esercizio si riscontrino valori inferiori dei parametri sopra indicati il Gestore ha l'obbligo di registrazione della data di constatazione dell'evento, delle manovre eseguite per riportare il parametro nei limiti e di fare una valutazione delle eventuali conseguenze sulle emissioni.
- n. Il Gestore deve garantire che l'impianto di recupero dello zolfo abbia, su base annuale, un fattore di utilizzo superiore a 96%. Il Gestore dovrà rendere disponibile apposita documentazione che attesti il rispetto della presente prescrizione.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

- o. Il Gestore deve garantire una efficienza di recupero dello zolfo dell'impianto di recupero pari o superiore a 99,7%. A tal fine il Gestore su base mensile determinerà il rendimento di recupero dello zolfo. Qualora durante l'esercizio si riscontrino valori inferiori del parametro sopra indicato il Gestore ha l'obbligo di registrazione della data di constatazione dell'evento, delle manovre eseguite per riportare il parametro nel limite e di fare una valutazione delle eventuali conseguenze sulle emissioni.
- p. Il periodo di tempo in cui i generatori dei emergenza e le motopompe sono sottoposti a prove di funzionamento deve essere inferiori alle 600 ore anno totali e comunque nel rispetto delle modalità previste dal Manuale Operativo.
- q. Il Gestore deve esercire il sistema di monitoraggio delle emissioni in aria denominato ECOS (sistema accreditato dal CNR dal 2004 in conformità ai requisiti previsti dal D.M. 21/12/1995 ed oggi integrato nel D.Lgs. 152/06) monitorando le emissioni complessive dell'impianto IGCC, a partire dal controllo delle emissioni ai singoli camini e tenendo conto del peso del contributo emissivo di ogni camino al totale di impianto. Il Gestore dovrà ugualmente conservare l'evidenza delle emissioni ai singoli camini.
- r. Il Gestore dell'impianto è tenuto ad effettuare, relativamente alle emissioni in aria, quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo.

8.3 Emissioni diffuse

Il Gestore deve assicurare l'applicazioni di tutti i provvedimenti tecnico gestionali in linea con gli adeguamenti richiesti dal DPR 175/88 per limitare le emissioni diffuse, nonché tutte le azioni necessarie su serbatoi, flange e tubazioni.

Il monitoraggio delle emissioni dovrà essere attuato come descritto nel Piano di monitoraggio e controllo.

8.4 Manutenzione, malfunzionamenti ed eventi incidentali

Prendendo atto che sin dagli inizi dell'anno 2000 è operante in raffineria, ed applicata anche al complesso IGCC, una procedura operativa da applicare in caso di spandimenti di prodotti pericolosi per l'ambiente che definisce, sulla base della normativa vigente (D.M: 471/99 e D.Lgs.152/06), i ruoli, le attività e le comunicazioni per tutto il personale operativo, si richiamano le seguenti prescrizioni:

Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo.

A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti e una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.

A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.

Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

In caso di eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti, di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per mail e/o fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore inoltre deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

Sono fatte salve tutte le prescrizioni, oneri ed obblighi derivanti dalla normativa in vigore.

8.5 Emissioni sonore

- a. Il Gestore deve operare l'impianto in modo che i livelli di emissione ed immissione sonora rispettino i limiti imposti dalla zonizzazione acustica del comune di Falconara Marittima, che ha inserito l'impianto IGCC di Api Energia in classe VI (zona esclusivamente industriale), cioè devono essere rispettati i limiti di emissione sonora di 65 dB(A) diurni e 65 dB(A) notturni e di immissioni di 70 dB(A) diurni e 70 dB(A) notturni ed in parte in classe V, cioè devono essere rispettati i limiti di emissione sonora di 65 dB(A) diurni e 55 dB(A) notturni, di immissioni di 70 dB(A) diurni e 60 dB(A) notturni, con realizzazione di ulteriori mitigazioni, oltre a quelle già previste nel PRAV presentato, al fine di ottenere il rientro nei limiti normativi in corrispondenza di tutti i punti presi in esame, situati nei quartieri adiacenti al sito API. Sui recettori sensibili deve essere altresì rispettato il criterio differenziale di 5 dB(A) diurni e 3 dB(A) notturni.
- b. Al fine di monitorare nel tempo la situazione di rumorosità di tipo continuo prodotta dai vari impianti, API Energia dovrà effettuare con periodicità annuale, campagne di misure negli stessi punti già presi in esame nei monitoraggi degli anni precedenti. Allo scopo di poter valutare e quantificare nel modo migliore possibile il contributo fornito direttamente



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

anche dall'impianto IGCC di API Energia, tali monitoraggi dovranno essere effettuati sia con gli impianti (compresa la raffineria) a regime, sia nel periodo di fermata annuale secondo il programma di manutenzione. Tali monitoraggi, che dovranno essere svolti in entrambi i periodi di riferimento diurno e notturno, dovranno comprendere, per ciascuna sessione di misure, un numero di giorni adeguato a caratterizzare la rumorosità presente nei vari punti di misura. In particolare si sottolinea la necessità che nelle campagne di misura annuali, i monitoraggi effettuati dall'API e le relative valutazioni prendano in esame la situazione di centrale IGCC ed impianti di raffineria funzionanti a regime. API Energia dovrà presentare, con periodicità annuale, agli Enti di controllo una relazione tecnica contenente i risultati di tali monitoraggi. Il programma di monitoraggio dovrà essere rivisto, riconsiderando il numero totale di punti di controllo e aumentando i tempi di misura per ciascun punto, previo accordo con gli Enti di controllo e con l'ARPA Marche".

- c. Il Gestore dovrà sviluppare, contestualmente un programma di mitigazioni delle emissioni sonore da presentare alle AC entro un anno dall'approvazione del PRAV da parte del Comune.

8.6 Rifiuti

- a. Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
- b. La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui vengono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs.152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.
- c. Per il deposito temporaneo, fermo il rispetto delle modalità e condizioni di legge che lo rendono applicabile, il Gestore dovrà verificare, almeno ogni 10 giorni, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, il volume dei rifiuti stoccati, inteso come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi. Dovrà, inoltre, comunicare all'Autorità di Controllo eventuali criticità riscontrate.
- d. Lo stoccaggio dei rifiuti prodotti (deposito preliminare) deve rispettare le norme tecniche di settore. In particolare:
- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

- lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
- ciascun area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
- la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
- i siti di stoccaggio devono essere dotati di coperture fisse o mobili in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici;
- tutte le acque di meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi devono essere coltate ed inviate all'impianto di trattamento reflui;
- le vasche utilizzate per lo stoccaggio dei fanghi devono possedere adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche del rifiuto, essere attrezzate con coperture ed essere provviste di sistemi in grado di evidenziare e contenere eventuali perdite;
- i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
- i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
- i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
- i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi;
- i contenitori e/o serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
- i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
- il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e succ. mod., e al D.M. 392/1996;
- il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

- e. L'eventuale trattamento di rifiuti liquidi deve essere effettuato in accordo con quanto disciplinato dal DM 29 gennaio 2007 "Emanazione di linee guida per l'individuazione ed utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di gestione dei rifiuti" in relazione alle specifiche sostanze pericolose in essi contenute.
- f. Il Gestore dell'impianto è tenuto ad effettuare relativamente ai rifiuti quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo.

8.7 Emissioni in acqua

- a. Le acque avviate allo scarico devono rispettare i limiti di emissione previsti dalla tabella 3 colonna I dell'allegato 5 alla parte III del dlgs. 152/2006 e s.m.i. per le acque di scarico dell'impianto di raffreddamento ad un passaggio dell'IGCC.
- b. Il Gestore deve sottoporre a costante manutenzione gli impianti di depurazione. Le apparecchiature di controllo e dosaggio reagenti devono essere sempre in perfetta efficienza.
- c. Il Gestore deve mantenere presso l'impianto di trattamento delle cosiddette "acque grigie" (grey water) registri informatizzati per la annotazione delle operazioni di manutenzione e controllo eseguite sulle apparecchiature di trattamento, controllo e dosaggio.
- d. Il Gestore deve garantire la possibilità di effettuare un campionamento sui pozzetti sia dello scarico interno denominato SF-IGCC-3 sia dello scarico in mare denominato SF-IGCC-1. I pozzetti devono essere ad una quota e ad una posizione che garantiscano il prelievo di campioni rappresentativi.
- e. Il Gestore deve effettuare con periodicità settimanalmente il campionamento e le analisi allo scarico interno SF-IGCC-3 dell'impianto di trattamento acque denominate "grey water", che confluisce le stesse acque, dopo il trattamento, all'impianto TAS di raffineria, dei seguenti parametri:
 - Nitrati (espressi come N)
 - Nitriti (espressi come N)
 - Ammoniaca (come NH₄)
 - pH
 - COD (espressi come O₂)
 - Ferro
 - Nichel
 - Cromo_(totale)
 - Cromo_(VI)
 - Arsenico
 - Cadmio
 - Mercurio
 - Vanadio
 - Tensioattivi totali (campionamento settimanale)
 - Solfuri
 - Fenoli totali
 - Benzo[a]pirene (campionamento settimanale)



Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA

- BTEX (campionamento settimanale)
- Cloruri
- Cianuri
- Flusso

f. Il Gestore dell'impianto IGCC deve esercire l'impianto di trattamento del refluo denominato "grey water" in accordo a specifiche procedure di gestione e mantenimento. Il personale addetto alle operazioni deve essere perfettamente formato alle procedure di gestione ottimale degli impianti. In particolare il personale deve essere in grado di esercire gli impianti mantenendo un'efficienza minima di trattamento e/o operare azioni di contenimento che consentano di limitare rilasci di reflui in concentrazioni elevate, anche nelle seguenti condizioni:

- Flusso in ingresso sotto il livello minimo di progetto;
- condizioni di fuori servizio per manutenzione, eventi piovosi eccezionali, fermate impreviste di sezioni dell'impianto e fermate programmate di tutto l'impianto;
- durante le operazioni di manutenzione in cui si utilizzino sostanze come solventi organici, tensioattivi, digrassanti ecc.

Il Gestore deve garantire l'aggiornamento professionale costante del personale addetto alle operazioni di trattamento dei reflui.

- g. Il Gestore deve installare e mantenere in perfetta efficienza sonde di temperatura per la misura sulle acque di raffreddamento in uscita ed in entrata dall'impianto in accordo con il D.Lgs. 152/06 all.V.
- h. Il Gestore deve installare e mantenere in perfetta efficienza un misuratore di cloro libero in continuo sulle acque di raffreddamento in uscita dall'impianto.
- i. Il Gestore deve rispettare il valore del cloro libero residuo nell'acqua di mare, restituita al corpo idrico recettore, $\leq 0,2$ mg/l (valore medio giornaliero)
- j. Il Gestore deve controllare ogni mese che l'incremento termico su un arco a mille metri dal punto di immissione dello scarico dell'IGCC sia conforme a:
- Temperatura (sul recettore) $\leq 3^{\circ}\text{C}$ (differenza tra punto caldo e freddo su un arco distante 500 metri dal punto di scarico). Detto valore può essere estrapolato dalle misure eseguite dalle tre boe poste a 70 m circa dal punto di scarico.
- k. Il Gestore deve garantire che vengano realizzati interventi, con adeguata periodicità, di manutenzione e pulizia sulle vasche di accumulo reflui.
- l. Nel caso di eventi eccezionali con spargimento di sostanze oleose e/o tossiche per l'ambiente acquatico devono essere compiute procedure per il contenimento degli sversamenti. Deve essere cioè attuato, per quanto tecnicamente possibile, il contenimento degli spanti in aree dotate di impermeabilizzazione cercando di non fare arrivare le sostanze ai corpi idrici superficiali e/o sotterranei.
- m. Nel caso si verifichi uno spargimento consistente di materiale tossico (cioè etichettato con frasi di rischio R45, R46, R49, R50, R51 e R52) il Gestore ha l'obbligo di notifica all'Autorità di controllo.
- n. Il Gestore dell'impianto è tenuto ad effettuare relativamente agli scarichi idrici quanto previsto nel Piano di monitoraggio e controllo.

8.8 Prescrizioni su suolo e sottosuolo, bonifiche



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

Il gestore ha l'obbligo di mettere in essere ogni provvedimento utile ad evitare di trasferire qualsiasi forma di inquinamento al suolo, fatto salvo ciò che è espressamente autorizzato in questa autorizzazione.

8.9 Prescrizioni tecnico gestionali

Si raccomanda di mantenere attivo il sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001. Ove questa certificazione dovesse decadere, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'AC. Qualora la suddetta certificazioni decadesse passati cinque anni dalla presente autorizzazione, il Gestore informa immediatamente l'AC e provvede a presentare domanda di rinnovo di AIA.

8.10 Fase di chiusura impianto

- Il Gestore 24 mesi prima della cessazione definitiva dell'attività deve presentare all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo un piano di dismissione del sito che tratti i seguenti argomenti:
- Identificazione e discussione sui potenziali impatti ambientali associati all'attività di chiusura dell'impianto;
- un programma temporale delle attività di chiusura impianto, smantellamento delle linee di trasmissione e di tutte le infrastrutture costruite come parte del progetto;
- identificazione di parti di impianto ed infrastrutture che resteranno nel sito dopo la chiusura, con la relativa motivazione, e l'uso che se ne farà;
- la conformità alle norme nazionali e locali, ai piani regionali/provinciali/comunali in vigore nel periodo di chiusura dell'impianto.
- la rimozione dei materiali pericolosi e dei rifiuti pericolosi e non pericolosi;
- il drenaggio di tutti i prodotti chimici dai serbatoi e dalle apparecchiature e linee di processo;
- la fermata in sicurezza di tutte le unità di produzione;

Il Gestore, in caso di chiusura dell'attività, deve mettere in atto tutte le misure necessarie previste dal piano contingente di intervento, così come approvato dall'autorità competente; ha altresì l'obbligo di comunicare all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, l'intenzione di chiusura anticipata dell'attività, con un preavviso minimo di quindici giorni dalla data prevista di cessazione.

9 Piano di monitoraggio

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA ad esito dei lavori del GI della Commissione IPPC è allegato come parte integrante dell'AIA per la centrale IGCC API ENERGIA di Falconara Marittima.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti notifiche al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio:

- trasmissione dei dati relativi ai controlli delle emissioni per il tramite di ISPRA e per conoscenza alla Regione, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- tempestiva informazione, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto per il tramite di ISPRA.

Le modalità per le suddette notifiche sono contenute nel piano di monitoraggio e controllo allegato al presente parere.

Le notifiche ed i rapporti debbono **sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.**

Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto, per la successiva valutazione, da parte dell'Autorità Competente della significatività delle modifiche e dell'esigenza eventuale di aggiornare l'autorizzazione ovvero di richiedere al Gestore l'avvio di una nuova procedura di autorizzazione integrata ambientale.

10 Prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi

Sopravvivono, a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, **tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi** che hanno dato origine a autorizzazioni non sostituite dall'autorizzazione integrata ambientale.

11 Salvaguardie finanziarie e sanzioni

Il rilascio dell'AIA comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura finanziaria. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Mare, di concerto con il Ministro per lo sviluppo Economico e con il Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti.

Inoltre, le prescrizioni in materia di rifiuti possono comportare l'obbligo di fidejussioni a carico del Gestore, regolamentate dalle amministrazioni regionali.

L'Autorità Competente, in sede di rilascio dell'AIA stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria.

Il quadro sanzionatorio è altresì definito dal decreto legislativo n. 59 del 2005 e dalle norme ambientali vigenti e applicabili all'esercizio dell'impianto.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

12 Durata, Rinnovo e Riesame

L'articolo 9 del decreto legislativo n. 59 del 2005 stabilisce la durata dell'autorizzazione integrata ambientale secondo il seguente schema:

Durata AIA	Caso di riferimento	Rif. decreto
5 anni	Casi comuni	Art. 9 comma 1
6 anni	l'impianto risulta certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Art. 9 comma 3
8 anni	impianto registrato ai sensi del regolamento n. 761/2001/CE (EMAS)	Art. 9 comma 2

Rilevato che il Gestore dispone per l'impianto di certificazione del sistema di gestione ambientale secondo la norma UNI EN ISO 14001, che nell'impianto sono applicate le Migliori Tecniche Disponibili, si propone che l'Autorizzazione Integrata Ambientale abbia una durata di anni 6.

In ogni caso, il Gestore prende atto che, ai sensi dell'art. 9, comma 4 del D. Lgs. 59 del 2005, l'AC procederà al riesame del provvedimento emanato anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, comunque quando:

- l'inquinamento provocato dall'impianto è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento di quest'ultima di nuovi valori limite;
- le MTD hanno subito modifiche sostanziali che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi eccessivi;
- la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche e/o modifiche dell'impianto;
- nuove disposizioni legislative comunitarie o nazionali lo esigono.

Per quanto concerne la durata, il rinnovo e il riesame dell'autorizzazione ambientale integrata si applica quanto previsto dall'articolo 9 del decreto legislativo n. 59 del 2005 e s.m.i.

13 Autorizzazioni sostituite

L'autorizzazione integrata ambientale sostituisce ad ogni effetto (ai sensi di quanto previsto dall'art. 5, comma 14, del D.Lgs. n. 59/05) ogni altra autorizzazione, visto, nulla osta o parere in materia ambientale previsti dalle disposizioni di legge e dalle relative norme di attuazione, fatte salve le disposizioni di cui al decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334, e le autorizzazioni ambientali previste dalla normativa di recepimento della direttiva 2003/87/CE.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere IGCC API ENERGIA S.p.A.
FALCONARA MARITTIMA**

L'autorizzazione integrata ambientale sostituisce, in ogni caso, le autorizzazioni di cui all'elenco riportato nell'allegato II al D.Lgs. N. 59/05.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO IMPIANTO
IGCC API DI FALCONARA MARITTIMA**

**IMPIANTO
LOCALITÀ**

**API ENERGIA IGCC
FALCONARA MARITTIMA (AN)**

REFERENTI APAT

**Arc. Liana De rosa
Dr. Fabio Fortuna
Ing. Michele Ilacqua**

DATA DI EMISSIONE

15/01/2010

NUMERO TOTALE DI PAGINE 45



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA	4
<i>MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI</i>	<i>4</i>
Metodi di misura delle acque di scarico	7
Campionamenti delle acque di scarico	10
<i>MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA</i>	<i>11</i>
EMISSIONI CONVOGLIATE E FUGGITIVE	11
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate	20
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi	22
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati	23
Disposizioni sulle informazioni da fornire in relazione al metodo di calcolo di inquinanti utilizzati come metodo alternativo alle misure (PEMS predictive emission monitoring system)	24
Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria	25
Metodi di analisi del "fresh oil"	25
Metodo valutazione emissioni fuggitive (LDAR)	26
Definizione di perdita	26
Definizione di emettitore cronico	27
Monitoraggio e tempi di intervento	27
<i>MONITORAGGIO DEI RIFIUTI</i>	<i>28</i>
<i>MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI</i>	<i>28</i>
Metodo di misura del rumore	29
<i>MONITORAGGIO DEI CONSUMI - PRELIEVI IDRICI</i>	<i>30</i>
<i>MONITORAGGIO DEI CONSUMI - CONSUMI ENERGETICI</i>	<i>31</i>
<i>MONITORAGGIO DEI CONSUMI - CONSUMI DI COMBUSTIBILI E CHIMICALS</i>	<i>31</i>
<i>CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE</i>	<i>32</i>
CONTROLLO DELL'IMPIANTO DA PARTE DI ISPRA	33
REPORTING	34
<i>EVENTI ECCEZIONALI</i>	<i>35</i>
<i>INDISPONIBILITA' DEI DATI DI MONITORAGGIO</i>	<i>35</i>
<i>REPORT ANNUALE</i>	<i>35</i>
DEFINIZIONI	35
FORMULE DI CALCOLO	37
CONTENUTI DEL RAPPORTO ANNUALE	37
Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale	37
Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini E26A, E26B e E26C): ARIA	38
Emissioni per l'intero impianto: ACQUA	38
Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI	38
Emissioni per l'intero impianto: RUMORE	38
Programma LDAR	38
Consumi specifici per MWhg generato su base annuale	39



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Unità di denitrificazione (SCR).....	39
Unità di raffreddamento ad acqua mare.....	39
Unità recupero zolfo	39
Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali.....	39
Appendice A	40
<i>Metodo di stima VOC</i>	40
Premessa	40
Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori	40
Perdite dai serbatoi	41
Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi.....	42
Emissioni dai forni, sistemi di blowdown e torce	44
Appendice B	45
Determinazione rendimento di desolfurazione.....	45



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è parte fondamentale ed integrante della autorizzazione integrata ambientale, pertanto il gestore dovrà attuarlo rispettando la frequenza, la tipologia e le modalità dei diversi parametri da controllare. Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del gestore, essere valutate eventuali proposte di revisione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e misura devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza ed igiene del lavoro (DPR 547/55, DPR 303/56, DPR 164/56, DLgs 626/94 e successive modifiche ed integrazioni).

Infine, per i monitoraggi delle immissioni in aria ed in acqua di mare realizzate delle postazioni di rilevamento esterne la sorveglianza degli inquinanti dovrà essere concordata con la Regione Marche e l'Arpa Marche.

MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI

Per lo scarico di processo SP1 (come da tabella 1) recapitante nel corpo idrico Mare Adriatico, dovrà essere garantito il rispetto dei limiti di emissione riportati nell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

Dovranno essere , altresì, realizzati gli autocontrolli sullo scarico interno denominato SI1 (SF-IGCC3) con una frequenza giornaliera sui parametri indicati nella successiva tabella 3

Tabella 1- Identificazione scarico

Scarico	Denominazione corpo idrico ricevente	Latitudine	Longitudine
SF-IGCC1	Mare Adriatico	2389295	4833379
SF-IGCC3	Impianto di trattamento TAS	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Tabella 2 Monitoraggio dello scarico SF-IGCC1 acque di condensazione/raffreddamento

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione
Sistema di raffreddamento ad un passaggio con acqua di mare					
Pozzetto fiscale SF-IGCC1 ed arco a 1000 metri dallo scarico SF-IGCC1					
		pH	Parametro conoscitivo	Verifica giornaliera con campionamento manuale	Istantaneo



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Temperatura di ingresso e di uscita acque di raffreddamento	Calcolo del ΔT	Misura continua, almeno 12 volte all'ora, della temperatura in ingresso ed in uscita acqua di mare. Il ΔT è calcolato automaticamente.	Le termocoppie posizionate al centro delle condotte di aspirazione e di restituzione acqua di mare
Carico termico sul corpo idrico ricevente in Milioni di Joule	Calcolo giornaliero con la seguente formula $Q = C_p m (\Delta T)^1$	Calcolo	
Temperatura a 1000 metri dallo scarico SF-IGCC1	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in mare	Mensile	
Cloro attivo libero	0,2 mg/l (media giornaliera)	Continua Calcolo della media giornaliera	
Flusso in uscita		Stima continua da curve di capacità delle pompe di circolazione o misuratore di portata sulla mandata delle pompe di movimentazione acqua di raffreddamento	

¹ I simboli rappresentano rispettivamente: Q = Carico termico giornaliero in Milioni di Joule; C_p = Calore specifico dell'acqua pura in J/kg °C; m = massa di acqua di raffreddamento = flusso di acqua prelevato (milioni di dm^3/d) \times densità dell'acqua pura in kg/dm^3 ; ΔT = temperatura acqua allo scarico – temperatura acqua ingresso impianto.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

Tabella 3 Monitoraggio dello scarico S11 in condizioni di esercizio normale²

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione	
Unità trattamento acque grigie (grey water)						
Scarico interno SF-IGCC3						
		pH	Nessun limite Parametro conoscitivo	Verifica settimanale con campionamento manuale	Istantaneo	
		Cloruri		Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore	
		Cianuri				
		Solfuri				
		Tensioattivi totali				Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio
	Flusso	Nessun limite	Misura continua con flussimetro			
			COD	Nessun limite Parametro conoscitivo	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
			Ammoniaca (espressa come NH ₄)			
			Nitrati (espressi come azoto)			
			Nitriti (espressi come azoto)			
			Cromo totale			
			Cromo (VI)			
			Arsenico			
Cadmio						

² I campionamenti debbono essere realizzati giornalmente in condizioni che siano rappresentative cioè in cui l'impianto di trattamento acque grigie stia lavorando ad una portata pari o superiore alla portata abituale.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Mercurio					
	Ferro					
	Nichel					
	Vanadio					
	Fenoli totali					
	BTEX				Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Istantaneo
	Benzo[a]pirene					Campione medio ponderale su 3 ore

Metodi di misura delle acque di scarico

Nella seguente tabella 4 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti. Il gestore può proporre all'Ente di Controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati da ISPRA sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Tabella 4 metodi di misura degli inquinanti.

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a reflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo VI	Metodo APAT-IRSA 3150 C; US EPA Method 7196	Il metodo si basa sullo sviluppo del colore conseguente alla reazione tra cromo (VI) e difenilcarbazide. Il meccanismo di tale reazione ancora non completamente noto sembra consistere in una riduzione del cromo (VI) a cromo (III) e in una contemporanea ossidazione della difenilcarbazide a



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

		difenilcarbazono con conseguente formazione di un composto colorato in rosso-violetto. Il cromo (VI) viene determinato eseguendo le misure di assorbanza alla lunghezza d'onda di 540 nm.
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As ⁽⁺³⁾ con cloruro stannoso , riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cadmio	EPA Method 213.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Vanadio	US EPA Method 286.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Cloruri	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri.
Cianuri totali	APAT-IRSA 4070; US EPA Method OIA 1677. Dall'analisi della letteratura scientifica si è riscontrato che il metodo APAT-IRSA proposto presenta diverse interferenze. Dal 7 giugno del 1998 EPA ha sviluppato un metodo alternativo US EPA Method OIA 1677 basato su scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica, che nel caso di matrici complicate, in cui sono presenti complessi del cianuro con metalli, da risultati migliori in termini di precisione ed accuratezza.	Metodo spettrofotometrico, che prevede la reazione fra il cianuro e la clorammina T a pH inferiore a 8, la successiva reazione del cloruro di cianogeno così ottenuto con piridina dando luogo alla formazione dell'aldeide glutaconica, che con il reattivo pirazolone-piridina forma una sostanza colorata in azzurro che presenta un massimo di assorbimento a 620 nm. <u>Si consiglia l'uso del metodo US EPA OIA 1677</u>
Solfuri	US EPA Method 376.1, Standard Method (S.M.) No. 4500-S ² -F e Metodo APAT-IRSA 4160 A	Il metodo prevede l'ossidazione dello ione solfuro mediante una soluzione di iodio in presenza di acido cloridrico concentrato. L'eccesso di iodio viene titolato con una soluzione di tiosolfato di sodio. Interferiscono sostanze riducenti che reagiscono con lo iodio come tiosolfati, solfiti e composti organici.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

		<p>L'interferenza può essere rimossa trattando il campione con una soluzione di acetato di zinco (1,5 ml/l di campione) e una soluzione di idrossido di sodio 6 M (1 ml/l di campione) a pH>9.</p> <p>Si ottiene la precipitazione dei solfuri come ZnS, si filtra il precipitato su filtro in fibra di vetro, si recupera il precipitato con acqua e si porta al volume originario del campione.</p>
Ammoniaca	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fenoli	APAT-IRSA 5070 A2; US EPA Method 420.1	Poichè i composti fenolici in acqua possono essere facilmente ossidati, occorre procedere rapidamente all'analisi del campione. I fenoli (fenolo, cresoli, xilenoli e relativi omologhi e derivati separabili mediante distillazione in ambiente acido) vengono determinati mediante un metodo spettrofotometrico basato sulla formazione nella soluzione acquosa, a pH=10±0,2, di un composto colorato in giallo per reazione con la 4-amminoantipirina in presenza di esacianoferrato (III). L'assorbanza del composto viene misurata alla lunghezza d'onda di 510 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Delta di Temperatura a 1000 metri dallo scarico	Metodo APAT-IRSA 2100 Appendice (calcolo incremento termico a 1000 metri)	L'incremento termico viene determinato come differenza fra i valori superficiali di temperatura misurati a 1000 metri dallo scarico e quello di un punto o di una porzione di corpo idrico non influenzato dallo scarico stesso.
Temperatura Misura continua	Definito in termini di prestazioni come da Tabella 12	



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Cloro attivo libero (acque mare)	Standard Method 4500-Cl E ³	
Nitriti	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitriti ed altri anioni.
Nitrati	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati ed altri anioni.
BTEX	APAT-IRSA 5140; US EPA Method 8021B	Il metodo prevede la determinazione dei solventi organici aromatici in campioni acquosi mediante gascromatografia con rivelatore FID accoppiata a: a) spazio di testa statico (HS); b) spazio di testa dinamico ("Purge & trap").
Benzo[a]pirene	APAT-IRSA 5080; US EPA Method 610 e US EPA Method 625	Il campionamento deve essere effettuato in bottiglie di vetro della capacità 1-2 litri. Le bottiglie e i tappi (con sottotappi in teflon) devono essere risciacquati con acetone e seccati prima dell'uso. I campioni vanno conservati al buio ed in frigorifero a 4°C (è consigliabile effettuare le operazioni di estrazione il più presto possibile e comunque non oltre 48 ore). Il metodo analitico prevede la determinazione quantitativa di alcuni tra i principali IPA in campioni di acque mediante estrazione liquido-liquido o su fase solida ed analisi in gascromatografia/spettrometria di massa (HRGC/LRMS) con detector a selezione di massa, oppure in cromatografia liquida (HPLC) con rivelatore ultravioletto (UV) e a fluorescenza.

I sistemi di misurazione in continuo alle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, e taratura secondo le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza di calibrazione non deve essere inferiore a quadrimestrale (ad eccezione dello strumento di misura del cloro libero che deve essere tarato ogni 5 giorni)..

Campionamenti delle acque di scarico

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando, in particolare, che le apparecchiature di campionamento siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle

³ Il cloro residuo totale può essere misurato in continuo (una-due misure al minuto) adattando il metodo manuale a titolazione amperometrica per impiego con uno strumento di misura continuo mantenendo la stessa chimica, accuratezza e precisione del metodo manuale. Lo strumento di misura continua deve essere calibrato con una soluzione campione a concentrazione nota almeno ogni 5 giorni o, in alternativa, con un protocollo diverso purché approvato dall'Autorità di controllo.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro informatizzato di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura ecc) e il nominativo dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

EMISSIONI CONVOGLIATE E FUGGITIVE

I punti di emissione per cui sono fissati limiti di emissione sono riportati nella seguente tabella 5

Tabella 5 Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica massima MW _{term.}	Latitudine	Longitudine	Altezza m	Diametro m
E26A	Turbina a syngas	518,1	2389297	4833279	43,8	7
E26B	Caldaia ausiliaria per la produzione di vapore	64,3	2389284	4833305	49,8	2,35
E26C	Camino del post-combustore 2	-	2389368	4833208	40	1,21

Sono considerati, dal gestore, poco significative le emissioni convogliate dai camini di: cappa d'aspirazione del laboratorio chimico; caldaia della mensa; camini degli impianti di riscaldamento (2 punti); pompe antincendio; compressori; muffole di preriscaldamento impianto recupero zolfo (le muffole sono, comunque, convogliate al camino E-17) e sistema torcia (si sottolinea che nell'ambito del presente PMC la torcia sarà sottoposta a procedura specifica di monitoraggio)



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 6 punti emissione del programma LDAR dell'impianto IGCC

UNITA	CMP	END	FLG	PMP	PSV	VLV	Totale
CARBON EXTRACT. U8000			303	7	8	147	465
GASSIFIC. U8000			102	6	2	55	165
SALA POMPE IGCC			122	6		29	157
Totale			527	19	10	231	787

Per ciascuno dei due camini principali E26B e E26C, riportati in tabella 5, devono essere presenti due prese campione, disposte ad angoli di 90 gradi, mentre devono essere realizzate quattro prese campione per il camino della turbina a syngas E26A ad angolo di 90 gradi. Le prese campione devono essere del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia con foro filettato 3" gas. Tali prese devono stare ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve, altresì, essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista di una copertura continua antiscivolo di tipo rimovibile.

Sui camini E26A, E26B e E26C la piattaforma deve avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché una connessione telefonica per contattare la sala controllo.

Il punto di prelievo deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa.

Il punto di prelievo sui camini E26A, E26B e E26C deve essere dotato di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 300 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 m.

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle successive tabelle 7, 8, 9 e 10.

Nelle tabella 6 sono riportate le sorgenti note e dichiarate dal gestore di emissioni fuggitive che saranno sottoposte al programma di LDAR

La frequenza degli autocontrolli è specificata nella successiva tabella 14 per le emissioni fuggitive dai dispositivi di movimentazione fluidi (programma LDAR).

Il gestore può proporre entro 120 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo, motivando, una tempistica di applicazione del programma LDAR diversa, purchè garantisca che la stessa sia in grado di limitare le emissioni di VOC (con particolare riguardo per le sostanze riconosciute cancerogene), dai componenti con maggiore probabilità di rilascio, con un'efficacia pari o superiore a quanto l'Ente di controllo ha proposto.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella 7 Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera dalla turbina a syngas

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di gassificazione e di produzione energia elettrica					
Turbina a syngas					
		Parametro operativo	Utilizzo gasolio nella fase di avvio-spegnimento turbina	Misura continua del flusso	Annotazione ad evento su file della quantità di combustibile impiegato
		Parametro operativo	Utilizzo di BTZ nella fase di avvio dei gassificatori	Misura continua del flusso	Annotazione ad evento su file della quantità di combustibile impiegato
		Parametro operativo	Utilizzo di idrocarburi pesanti (fresh oil) provenienti dalla lavorazione del greggio	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera delle quantità di idrocarburi pesanti gassificati
		Pratica operativa	Durata massima della fase di avvio turbina a syngas di 360 minuti e di spegnimento di 120 minuti	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale ⁴	Registrazione su file dei tempi di transitorio. Nell'eventualità di esito negativo della fase di transitorio, devono essere indicate le cause e le eventuali misure attuate.
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		NH ₃	5 mg/Nm ³ (media aritmetica giornaliera dei valori medi orari. Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di NH ₃ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26A. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴

⁴ Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spegnimento.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di NH ₃ con SMC al E26A anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
CO		50 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di CO con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26A. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di CO con SMC al E26A anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
NO _x		65 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di NO _x con SMC al E26A. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di NO _x con SMC al E26A anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
SO ₂		50 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26A. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴ .



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di SO ₂ con SMC al E26A anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
Polveri totali		5 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di PTS con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26A. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴ .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento	Misura continua	Misura di PTS con SMC al E26A anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
Aldeide formica ⁵		Parametro conoscitivo	Verifica annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
Ni e Fe ⁶		Parametro conoscitivo	Verifica annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
VOC ⁵		Parametro conoscitivo	Verifica annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
Perdite dalle connessioni della unità 8000				

⁵ La verifica della concentrazione dei VOC e dell'aldeide formica, oltre che alla condizione di carico massimo, dovrà essere realizzata anche nella condizione di carico minimo utilizzato in esercizio normale.

⁶ La verifica delle concentrazioni di nichel e ferro deve essere realizzata nelle condizioni di carico massimo utilizzato in esercizio normale.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti dell' unità 8000 Carbon extract. sorgenti 465. Gassificazione sorgenti 165	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni
--	-------------------------------	---	---	---

Tabella 8 Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera dalla caldaia ausiliaria

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di produzione di vapore in condizioni di emergenza					
Camino della caldaia ausiliaria					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale nel caso di mancanza di fuel gas	Misura continua del flusso	Annotazione ad evento su file della quantità di combustibile impiegato
		Parametro operativo	Utilizzo gas di raffineria	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
		H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		CO	50 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di CO con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26B. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴ .



ISPRA (già APAT)
Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	NO _x	65 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di NO _x con SMC al E26B. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴ .
	SO ₂	50 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26B. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴ .
	Polveri totali	5 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di PTS con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26B. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴ .

Tabella 9 Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera dalla unità di trattamento gas acidi

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di trattamento e recupero dello zolfo					
Forno e sfiati recapitanti nel camino E26C					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Determinazione indiretta da ECOS	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo	Temperatura nel forno di post-combustione	Misura continua	Registrazione su file del valore medio orario



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
H ₂ S nel Gas acido in ingresso al Claus	Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 99,7%	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di adduzione al Claus
H ₂ S al camino E26C	5 mg/Nm ³ (media mobile dei valori orari calcolata nelle 24 ore). Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 99,7%	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al camino E26C
NH ₃ al camino E26C	Parametro conoscitivo	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati
SO ₂	50 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore) Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 99,7%	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26C. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴
CO	50 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di CO con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26C. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴
NO _x	65 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Misura continua	Misura di NO _x con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E26C. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

	Polveri	5 mg/Nm ³ (bolla giornaliera; Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore)	Determinazione indiretta da ECOS	PTS con Sistema ECOS Le determinazioni si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ⁴
	Ni, Cr, Cu, Cd, As, V e Fe	Parametro conoscitivo	Verifica annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E26C	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	Parametro conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E26C	Registrazione su file dei risultati

Tabella 10 – Sala pompe (programma LDAR)

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Sala pompe di : IGCC					
Perdite dalle connessioni nella sala pompe e dalle tenute delle pompe					
		VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle sale pompe di distribuzione fluidi Sala Pompe IGCC sorgenti 157.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni

I sistemi di misurazione in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181** sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

Il gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazione paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari

Nel caso in cui, a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo manchino misure di uno o più inquinanti, dovranno essere attuate le seguenti misurazioni:

1. per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento degli apparati di depurazione
2. dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere eseguita una misura discontinua, della durata di



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto, SO₂, polveri e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue. Il gestore deve notificare all'Autorità di Controllo l'evento.

3. dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per gli stessi inquinanti riportati al punto 2.
4. Per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistema di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'Autorità competente e dell'Ente di Controllo

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa. Inoltre, debbono essere normalizzati al 15 % di ossigeno nel caso di utilizzo di Syngas al camino E26A ed al 3% di ossigeno per gli altri due casi (camini E26B e E26C) . Per la normalizzazione, quindi, sono previste le misurazioni, in continuo, sui tre camini E26A, E26B e E26C di **Ossigeno, Pressione, Temperatura e Vapor d'acqua** (quest'ultimo, dove richiesto dal metodo)

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre concordato con l'Ente di Controllo

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

La seguente tabella 11 elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della centrale termoelettrica. Nel caso di mancanza di standard internazionali e nazionali si raccomanda (soprattutto per la misura continua della concentrazione di ammoniaca) di utilizzare strumentazione con principi di misura che siano già ampiamente sperimentati e che diano, sia in termini di qualità del dato sia in termini di affidabilità di utilizzo, **estesa garanzia** di prestazioni. E' possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi di riferimento

Tabella 11 - Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
E26A, E26B e E26C	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 12
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 12
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	VOC	UNI EN 13526
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	Polveri totali	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: UNI EN 13284-2. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui si segnalano i metodi a trasmissione ottica (opacimetri), i metodi a diffusione di luce ed i metodi con prelievo isocinetico, filtrazione e misurazione dell'attenuazione dei raggi β.
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
	NH ₃	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: US EPA method CTM-027 (formalmente method 206) o US EPA method 26. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	H ₂ S	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: US EPA Method 15. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui si segnalano i metodi gas cromatografici con detector opportuno, i metodi elettrochimici e a fluorescenza UV (per gli ultimi due si deve prevedere un opportuno sistema di condizionamento, purificazione e conversione del campione).

Le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente. Ad ogni verifica annuale del sistema di misura in continuo dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di temperatura e pressione per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a $\pm 2\%$ del riferimento.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 12 - Caratteristiche minime della strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	< ± 2%	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%	< 2%
Disponibilità dei dati	>95 %	
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %	
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %	

Ad ogni verifica annuale del sistema di misura in continuo dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di temperatura e pressione per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a ± 2 % del riferimento. Nel caso di non superamento della prova di verifica gli strumenti dovranno essere tarati in laboratorio.

Per consentire l'accurata determinazione degli ossidi d'azoto e del monossido di carbonio anche durante gli eventi di avvio/spengimento turbine a gas la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini di NO_x e CO deve essere a doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente pari a:

- **150% del limite in condizioni di funzionamento normale e**
- **100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita del produttore della turbina;**

o devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

Il gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventuale proposta di modifica.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

dal sistema continuo almeno ogni quattro mesi. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni quattro mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂. Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x

Norma US EPA method CTM-027 (formalmente Method 206) per l' ammoniaca (campionamento isocinetico) **US EPA method 26** (campionamento non in isocinetismo, i gorgogliatori riempiti con H₂SO₄ determinazione dello ione ammonio in cromatografia ionica, possibili interferenze da ioni ammonio eventualmente presenti nel flusso gassoso)

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14790:2006 per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 15058:2006 per CO in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 13649 per l'analisi dei VOC

Norma UNI EN 13284-1:2003 per le PTS (la norma UNIEN13284-2:2005 è utilizzata per la normalizzazione dei sistemi di misura continui)

Norma UNI EN 14385:2004 per l'analisi dei metalli in traccia

Norma UNI EN 13649:2002 per la determinazione del benzene in flussi gassosi convogliati

ARB Method 430 (EPA CALIFORNIA), **SW-846 Method 0011** e **EPA Method 323** per la determinazione della formaldeide in flussi gassosi convogliati.

Norma US EPA Method 15 per H₂S in flussi gassosi convogliati. Il metodo è una GC/FPD (gas cromatografia con rilevatore a foto-ionizzazione) ed è sviluppato per la determinazione di COS H₂S e CS₂. Può essere applicato quindi ai flussi gassosi convogliati dagli impianti di post-combustione del gas di coda per la determinazione del solo acido solfidrico fino ad una concentrazione di 0,5 ppm.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo "Piano di monitoraggio e controllo" purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano mantenute con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro informatizzato di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e il nominativo del tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio delle emissioni in aria devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

Disposizioni sulle informazioni da fornire in relazione al metodo di calcolo di inquinanti utilizzati come metodo alternativo alle misure (PEMS predictive emission monitoring system).

Il gestore deve fornire entro 120 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo:

- una descrizione generale del software e dell'hardware che costituiscono le parti fondamentali del sistema di calcolo PEMS che includa, anche, il costruttore, il tipo di computer, il fornitore(i) del software, le tecniche di monitoraggio (esempio :metodo di correlazione tra emissione e parametro misurato). Potrà, il gestore, se appropriato, produrre la letteratura tecnica eventualmente fornita dal fornitore del sistema corredata da eventuali referenze su altre applicazioni .
- la lista di tutti gli elementi misurati che sono utilizzati per la correlazione (esempio: altri inquinanti, altri parametri come l'ossigeno, parametri di processo ecc);
- l'indicazione, su un P&ID, di tutti i punti in cui si attuano le misure utilizzate per le correlazioni (esempio: punti di sfiato, camini, posizione dei punti in cui si misurano i parametri di processo ecc)
- un P&ID in cui siano evidenziati in modo univoco i sistemi di misura utilizzati dal PEMS distinti (anch'essi presenti nello stesso diagramma) dagli strumenti di misura non utilizzati al fine della correlazione e, presenti sugli stessi impianti;
- un elenco descrittivo dei sensori e metodi analitici utilizzati (esempio: tipo di termocoppie, tipo di misuratori di flusso ecc);
- una descrizione dettagliata dei sistemi di acquisizione e trattamento dei dati inclusi i metodi di calcolo (esempio: parametri che sono registrati, frequenza di misura, tempi di mediazione ecc);
- l'elenco delle procedure di verifica del dato e l'elenco dei messaggi d'errore.

Il gestore deve, altresì, fornire:

- i dati e la descrizione dei test di laboratorio e/o di campo con cui ha sviluppato le correlazioni (esempio: verifica delle interferenze, piano di verifica della correlazione, range di calibrazione degli strumenti);
- le formule di correlazione ed i dati a supporto (esempio: dati dei test di correlazione, analisi di sensibilità, grafici tra i valori predetti e quelli misurati ecc);
- i risultati pregressi dei controlli in campo, prodotti da laboratori terzi, per la verifica delle performance del sistema di calcolo nel campo di applicazione previsto;
- i dati che consentano di valutare l'abilità del PEMS di individuare valori anomali forniti dai sensori che potrebbero influenzare la determinazione del parametro calcolato;
- i dati che dimostrino la capacità del PEMS di individuare i valori anomali forniti dai sensori, contemplando anche il caso di valori corretti automaticamente dal sistema dovuti a valori misurati mancanti per indeterminazione dei sensori di misura stessi, che potrebbero dare un eccessivo drift (> del 20%) del valore calcolato;



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- le procedure, se differenti dai metodi sviluppati nella norma EN 14181 [solo per la parte giudicata dal gestore (QAL 2, QAL 3 e AST) applicabile anche al sistema di calcolo PEMS], per l'assicurazione ed il controllo di qualità del sistema di calcolo.

Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria

Per la determinazione dei flussi di gas di raffineria, alla caldaia ausiliaria ed al forno del post-combustore, si raccomanda l'uso di strumentazione rispondente alle norme sotto indicate, in quanto, appropriati ai requisiti di qualità necessari all'uso dei dati.

Norma ASME MFC-7M-1987 (Reaffirmed 1992), Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles o **Norma ASME MFC-4M-1986** (Reaffirmed 1990), Measurement of Gas Flow by Turbine Meters. I metodi sono equivalenti nella valutazione del flusso di gas alimentato e possono essere utilizzati indifferentemente. Il gestore deve calibrare ogni sei mesi i dispositivi di misura e conservare il rapporto di calibrazione per almeno dieci anni.

Per la determinazione della composizione del gas di raffineria si raccomanda l'uso della seguente norma:

Norma ASTM D1946-90, Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography. Non esiste un metodo, con qualità accertata, per la determinazione della composizione del gas di raffineria tuttavia la norma in questione è utilizzata per la quantificazione di gas con composizione simile a quella che è possibile ipotizzare per il gas prodotto dalla raffineria. La norma è utilizzabile per la valutazione della composizione del gas di raffineria al fine del calcolo dei volumi emessi in combustione (portate volumetriche) e del potere calorifico inferiore. Si precisa che il numero di campionamenti da realizzare nel corso dell'anno deve essere funzione della variabilità della composizione. Comunque non potrà essere inferiore a un campione mensile.

Infine, per la determinazione continua del solfuro d'idrogeno nel gas di raffineria si raccomanda l'uso di: **Norma ASTM D4084-94** per la determinazione in continuo di H₂S nel gas di raffineria

Il gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

Metodi di analisi del "fresh oil"

Il gestore deve realizzare con una frequenza mensile le analisi degli idrocarburi pesanti che sottopone a massificazione, a tal fine eseguirà giornalmente il prelievo di aliquote non inferiori a 100 grammi del "fresh oil" che viene alimentato ai gassificatori, con lo scopo di ottenere un campione rappresentativo degli idrocarburi gassificati nel mese. Per le operazioni di campionamento si consiglia l'uso del seguente metodo **ASTM method D4057-95(2000)**, intitolato "Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products". Le aliquote saranno mischiate ed omogeneizzate per l'ottenimento del campione medio mensile su cui verranno eseguite le determinazioni del potere calorifico inferiore, contenuto in ceneri con il metodo **UNI EN ISO 6245** e contenuto in zolfo con il metodo **UNI EN ISO 8754**. Per le operazioni di mescolamento e trattamento del campione miscelato si consiglia l'uso della norma **ASTM method D 5854-96(2000)**, intitolata "Standard Practice for Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products."



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Per il campionamento delle aliquote giornaliere si dovrà compilare un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (eventuali anomalie al prelievo, ecc) e la firma del tecnico che ha effettuato il campionamento. Le aliquote giornaliere verranno prese in carico dal tecnico responsabile del laboratorio che effettuerà il mescolamento e la riduzione in una unica giornata una volta al mese. L'operazione sarà registrata sul registro di laboratorio indicando la data e il nome del tecnico che ha effettuato l'azione.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

Metodo valutazione emissioni fuggitive (LDAR)

Il gestore deve sviluppare entro 12 mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un programma scritto di LDAR ed un database che contengano:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi;
- b) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office - MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:
 - Data di inserimento del componente nel programma LDAR
 - Date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" di X giorni e motivo
 - Numero di monitoraggi realizzati nel trimestre
 - Numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma
 - Calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente
 - Numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti
 - Qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma
- c) procedure per l'individuazione delle perdite dai componenti inclusi nel programma
- d) procedure per includere nel programma nuovi componenti
- e) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici".
- f) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio
- g) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati
- h) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR
- i) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti
- j) le procedure di QA/QC.

Definizione di perdita

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella 13 e determinata con il metodo US EPA method 21.

Tabella 13 - Definizione operativa di perdita

Componenti	Rilascio prima licenza	Rinnovi successivi
------------	------------------------	--------------------



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

A complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

Definizione di emettitore cronico

Si definisce emettitore cronico l'elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10.000 ppmv come metano per due volte su quattro consecutivi trimestri. Un tale componente deve essere, secondo procedura, sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

Monitoraggio e tempi di intervento

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 14

Tabella 14 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%). Se intercettano "stream" di sostanze cancerogene. Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate ; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale. Se intercettano "stream" di sostanze cancerogene. Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		
Tenute dei compressori			
Valvole di sicurezza			
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente		
Componenti difficili da raggiungere*	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente	Nei successivi 5 giorni		Annotazione della data e



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

sottoposto a riparazione/manutenzione	lavorativi dalla data di fine lavoro		dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione
---------------------------------------	--------------------------------------	--	--

Il gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e procedure equivalenti, purché questi ultimi siano di pari efficacia. Il gestore dovrà, comunque, argomentare le eventuali scelte diverse del programma e dalle procedure proposte.

MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER. Il gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR formulario di identificazione e rientro della 4 copia firmata dal destinatario per accettazione. Inoltre dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione; per tale attività il gestore deve indicare preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo). Nel caso della scelta del criterio temporale dovrà verificare ogni 10 giorni lavorativi lo stato di giacenza dei depositi temporanei intesa come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi, sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. Dovranno altresì essere controllate le etichettature. Il gestore compilerà la seguente tabella 15

Tabella 15 Monitoraggio depositi temporanei dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (in m ³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione:
						Registrazione su file.
Totale						

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Comune di Falconara Marittima ha adottato la classificazione acustica del proprio territorio. L'area dell'impianto è (in attesa dell'esito del ricorso al TAR) classificata, in parte, come *area esclusivamente industriale* (Classe VI), ovvero area interessata da attività industriali e prive di insediamenti abitativi con limiti di immissione pari a 70 dB diurno e notturno e di emissione di 65 dB diurno e notturno compresa tra il confine costiero e la ferrovia Adriatica, ed in altra parte come area ed una zona il Classe V- *Area a destinazione prevalentemente industriale*, tra la ferrovia e SS 16 destinata al deposito dei prodotti petroliferi, al parcheggio dei mezzi, all'impianto di carico.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

La presenza di una porzione di area industriale posta in classe V consente di realizzare la fascia di decadimento del clima acustico in prossimità dei quartieri residenziali, considerati dalla normativa di settore ricettori sensibili..

Il monitoraggio dei livelli di rumore sarà organizzato con cadenza annuale per ogni punto di misura individuato nella seguente tabella 16 (si veda anche la figura 1) con una misura di Leq riferita a tutto il periodo diurno (ore 6:00- 22:00) e notturno (ore 22:00-6:00) per la verifica dei limiti di emissione dei confini della proprietà con contemporanea acquisizione dei Leq orari.

Le misure dovranno essere fatte sia nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione, sia durante una giornata in cui gli impianti sono fermi per manutenzione. Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16/3/1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte. Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura selezionati al confine della proprietà per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Ente di Controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica

Tabella 16- punti di misurazione del rumore emesso dagli impianti API

PUNTO	LUOGO	AREA
1.	Via Fiumesino n. 78 (cabina ENEL)	Fiumesino
2.	Via Fiumesino n. 67	Fiumesino
3.	Via Fiumesino n. 17 (CAF)	Fiumesino
4.	Viale del Conventino n. 46 (Chiesa)	Fiumesino
5.	Via Chiesa n. 15	Villanova
6.	Via Quadrio n. 57	Villanova
7.	Via Chiesa n. 3	Villanova
8.	Via Flaminia (distributore AGIP)	Villanova
9.	Via Monti e Tognetti Ufficio Produzione FS	Confine API Villanova
10.	Via Monti e Tognetti n. 22 Posto di Polizia di Frontiera	Confine API Villanova
11.	Via Monti e Tognetti (ex tiro a volo)	Confine API Villanova
12.	Via Toselli n. 1	Confine API Villanova
13.	Via Flaminia (di fronte Supermercato)	SS n° 16
14.	Via Flaminia (ingresso dipendenti API)	SS n° 16
15.	Via Flaminia (ingresso auto Raffineria)	SS n° 16
16.	Via Flaminia (ingresso autobotti)	SS n° 16

Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

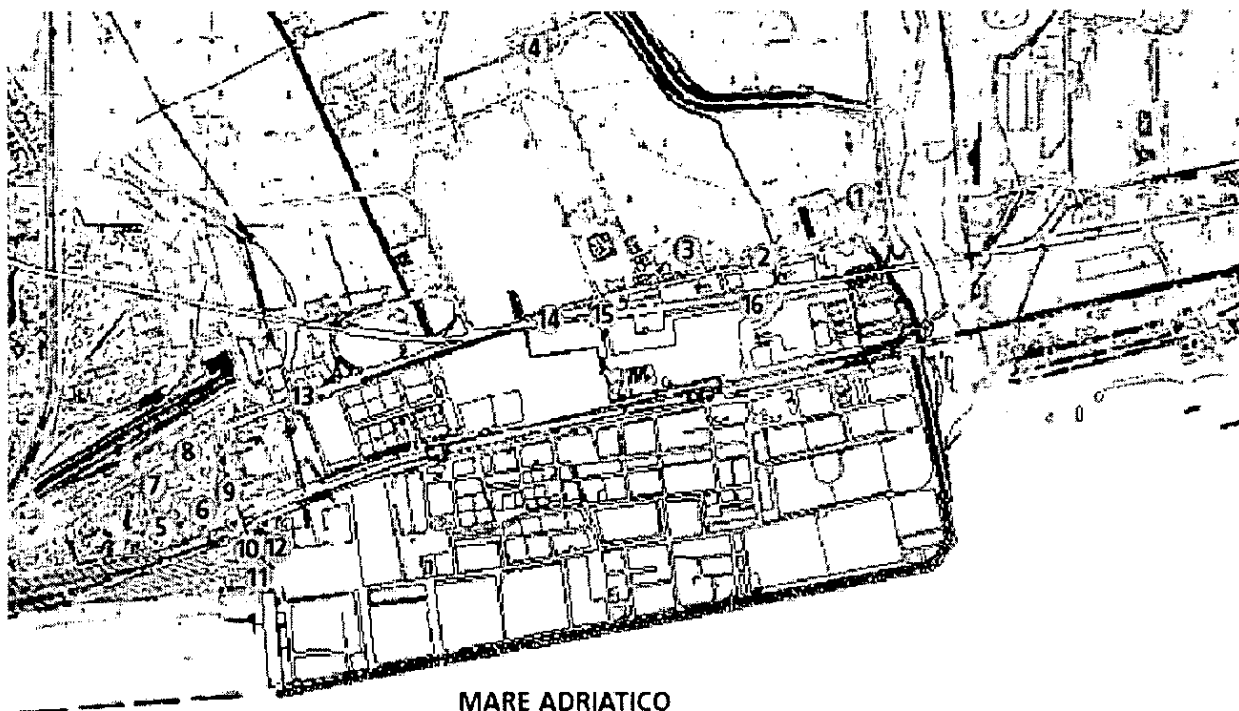


Figura 1 Punti di misura del rumore

MONITORAGGIO DEI CONSUMI - PRELIEVI IDRICI

In relazione al prelievo di acqua, dove essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendo in acqua ad uso domestico ed industriale.

Le registrazioni dei consumi devono essere fatte mensilmente, specificando anche la funzione di utilizzo dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.). Deve essere compilata la seguente tabella 17.

Tabella 17 Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m ³ /a	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Da acquedotto	Contatore	Uso domestico		Mensile	Compilazione file
Da mare	Stima o misura	Raffreddamento			
Da pozzo	Contatore	Raffreddamento Processo (demi)			

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI ENERGETICI

Si devono registrare, con cadenza mensile, i consumi di energia elettrica e combustibili (solo caldaia ausiliaria) deve essere compilata la seguente tabella 18

Tabella 18 Consumi di energia elettrica e termica da combustibili (solo caldaia ausiliaria)

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Auto-consumo elettrico	Contatore		Mensile	Compilazione file
Gas Naturale (solo caldaia ausiliaria)	Contatore e calcolo dal potere calorifico		Ad evento di utilizzo in caldaia ausiliaria	
Fuel gas (solo caldaia ausiliaria)	Contatore e calcolo dal potere calorifico		Giornaliera	
Vapore al gassificatore	Calcolo del calore immesso nel gassificatore come vapore		Mensile	

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI DI COMBUSTIBILI E CHIMICALS

Devono essere registrati i consumi di combustibili e chemicals . Deve essere compilata la seguente tabella 19

Tabella 19 Consumi di sostanze e combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Quantità Totale	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas Naturale	Caldaia ausiliaria e post combustore 2	Contatori		Sm ³	Ad evento di utilizzo in sostituzione del fuel gas	Compilazione file
Fuel gas	Caldaia ausiliaria e post combustore 2	Contatori		Sm ³	Giornaliera	
Gasolio combustibile	Turbina a syngas	Contatori		kg	Ad evento di accensione – spegnimento turbogas	



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Fresh oil	Gassificatori	Peso degli idrocarburi pesanti gassificati		tonnel late	Mensile
BTZ	Gassificatori	Contatore		kg	Ad evento di accensione gassificatori
Azoto	Gassificatori	Contatore		tonnel late	Mensile
Ossigeno	Gassificatori	Contatore		tonnel late	Mensile
Vapore d'acqua	Gassificatori	Contatore		tonnel late	Mensile
Oli lubrificanti	Macchine varie			kg	Mensile
Idrossido di Ammonio	SCR			tonnel late	Mensile
Selexol	Trattamento syngas			kg	Ad evento di ripristino quantità in circolo
Ipoclorito di sodio	Trattamento acqua di mare			kg	Mensile
Polielettrolita	Trattamento acque grigie			kg	Mensile
Solfato ferroso					
Soda					

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE

Nel registro di gestione interno il gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di sistemi quali, sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., sistemi di abbattimento e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e ad ISPRA di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

Per il sistema di abbattimento catalitico degli ossidi d'azoto devono essere registrate con la cadenza riportata nella seguente tabella 20 i seguenti parametri di funzionamento.

Tabella 20 Controlli dei parametri di processo su SCR

	Parametro da misurare	Unità di misura	Frequenza	Modalità di registrazione dei
--	-----------------------	-----------------	-----------	-------------------------------



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

				controlli
SCR	Tempo di effettivo funzionamento	Ore	Mensile	Compilazione file o acquisita in sala controllo
	Flusso di ammoniaca immesso nel condotto fumi	Nm ³ /h	Oraria (da strumentazione in sala controllo)	
	Concentrazione di ammoniaca immessa nel condotto fumi	mg/Nm ³	Oraria (da strumentazione in sala controllo)	
	Temperatura ingresso SCR	°C	Oraria (da strumentazione in sala controllo)	
	Quantità (eventuale) di catalizzatore sostituito	tonnellate	Anno	
	Efficienza minima di abbattimento	calcolo	Mensile	

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

CONTROLLO DELL'IMPIANTO DA PARTE DI ISPRA



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

ISPRA analizzerà i dati contenuti nel report annuale inviato dal Gestore e per il controllo dell'impianto è previsto quanto segue:

1. verifica di conformità dell'impianto alle condizioni di autorizzazione dell'AIA,
2. una visita di controllo ogni anno, da effettuarsi qualora si riscontrino problemi nell'esercizio dell'impianto (in quest'ultimo caso la frequenza potrà anche essere maggiore).

Si riporta una tabella 21 la sintesi delle attività di ISPRA nell'ambito del Piano di Monitoraggio.

Tabella 21 Impegno di ISPRA nel piano di monitoraggio e controllo della CTE API di Falconara Marittima

Tipo di intervento	Frequenza	Componente o aspetto ambientale interessato	Numero di interventi nel periodo di validità del piano
Sopralluogo per verifica di conformità all'AIA	Ogni 6 anni	TUTTI	1
Sopralluogo in esercizio	Annuale	TUTTI	6
Scarichi idrici SF-IGCC1 e scarico interno SF-IGCC3	Biennale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Emissioni atmosfera camini E26A, E26B e E26C	Annuale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	6
Rifiuti	Annuale	Verifica gestione rifiuti e aree di stoccaggio temporaneo	6
Rumore	Triennale	Valutazione degli autocontrolli e presenza ad una campagna di misura	2
Prelievi idrici	Annuale	Valutazione autocontrolli	6
Consumi combustibili ed energia elettrica			

REPORTING



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

EVENTI ECCEZIONALI

In caso di eventi eccezionali (es. superamento dei limiti, malfunzionamenti prolungati del sistema di misurazione continuo delle emissioni, malfunzionamenti dei sistemi di controllo delle emissioni che possono dare origine a situazioni anomale) il gestore dovrà effettuare il reporting immediato (entro 24 ore) all'Autorità Competente e all' Ente di Controllo dell'evento, indicando, le azioni intraprese per il ripristino delle condizioni regolari. Alla conclusione dell'evento eccezionale il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni.

INDISPONIBILITA' DEI DATI DI MONITORAGGIO

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del report annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il gestore deve dare comunicazione preventiva ad ISPRA della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

REPORT ANNUALE

Entro il 31 gennaio di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi l'ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi. Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

DEFINIZIONI

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n (si consiglia un $n \geq 7$) misure replicate dei bianchi tale da essere rivelati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato), più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguali a zero nel caso di medie per misure continue.

Media oraria è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue

Media giornaliera è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Nel caso di misure settimanali agli scarichi è la media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

Nel caso di misure semestrali è la media aritmetica di due valori



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure/calcoli continue/i o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore .

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili

Megawattora generato mese, l'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall' unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Contenuto di zolfo nel "fresh oil" . L'ammontare medio di zolfo nel "fresh oil" acquisito dall'impianto di generazione elettrica valutato dai dati di analisi elementare (sul campione di fresh oil come inviato in gassificatore). Il dato è ottenuto per media aritmetica di dodici campioni medi mensili ottenuti come specificato nel presente piano di monitoraggio e controllo.

Rendimento elettrico medio effettivo. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull' energia prodotta dalla combustione del syngas, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in turbina è data dal prodotto della quantità di syngas combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Stima delle quantità di VOC emesse. Le tonnellate di VOC emesse dall'impianto sono calcolate con le formule riportate in appendice A.(o con formule equivalenti proposte dal gestore e fornite con i risultati)

Numero di cifre significative, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1)
- Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0)
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0)

Qualora nell' ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell' informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

Il gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di controllo.



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

FORMULE DI CALCOLO

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente

$$T_{\text{anno}} = \sum_H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}})_H \times 10^{-9}$$

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm³ ;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm³/mese;

H = n° di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

$$K_{\text{anno}} = (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-6}$$

K_{mese} = chilogrammi emessi anno

C_{misurato} = Media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro.

F_{misurato} = volume annuale scaricato in litri/anno

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

CONTENUTI DEL RAPPORTO ANNUALE

Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.

Nome del gestore e della società che controlla l'impianto.

N° di ore di effettivo funzionamento del gruppo

Rendimento elettrico medio effettivo su base mensile

MWh_{elettrici} generati su base mensile

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale

- Il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale.
- Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento

Il gestore deve fornire insieme alla dichiarazione di conformità alle prescrizioni e limiti imposti dall'Autorizzazione Integrata ambientale le formule e le procedure di calcolo della bolla e dei limiti in massa. La descrizione delle procedure di calcolo deve essere di adeguato dettaglio al fine di far comprendere all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo come vengano integrate tra loro le misure continue, quelle, eventuali, discontinue ed i parametri derivanti da calcolo. Il gestore deve fornire esattamente le procedure di validazione dei dati di monitoraggio in continuo (esempio:



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

numero minimo di dati per considerare la misura e/o la media valida), dei dati di calcolo in continuo e dei dati di misura discontinua. Per le portate deve essere specificata l'incertezza di calcolo/misura che viene considerata minima (se esistente) per considerare valido il dato.

Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini E26A, E26B e E26C): ARIA

Tonnellate emesse per anno NO_x, CO, SO₂, PTS, NH₃ e H₂S (solo camino E26C)

Concentrazione media giornaliera in mg/Nm³ NO_x, CO, SO₂, PTS, NH₃ e H₂S (solo camino E26C)

Concentrazioni misurate al camino E26A in mg/ Nm³ aldeide formica, Ni, Fe e VOC

Emissione specifica annuale al camino E26A per MWh di energia generata di NH₃, NO_x, SO₂, PTS e CO (in kg/MWhg)

Emissione specifica annuale al camino E26A per tonnellata di fresh oil gassificato di NH₃, NO_x, SO₂, PTS e CO (in kg/t di fresh oil);

N° di avvii e spegnimenti turbina anno

Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento turbina di NH₃, NO_x, SO₂, PTS e CO

Contenuto medio di zolfo nel "fresh oil" gassificato nell'anno

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

Chilogrammi emessi per anno di Cloro attivo

Concentrazioni medie mensili allo scarico interno di COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Cloruri, Cianuri, tensioattivi totali, Cromo_{tot}, Cromo_{VI}, Ferro, Arsenico, Cadmio, Vanadio, BTEX, Benzo[a]pirene, Nichel, Solfuri, Fenoli, Nitrati (espresso come N) e Nitriti (espresso come N) (per gli inquinanti da Cromo_{tot} a Nichel utilizzare la notazione scientifica 10^{-x})

Concentrazioni massima e minima settimanale nel mese allo scarico interno di COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Cloruri, Cianuri, tensioattivi totali (settimanale), Cromo_{tot}, Cromo_{VI}, Ferro, Arsenico, Cadmio, Vanadio, BTEX (settimanale), Benzo[a]pirene (settimanale), Nichel, Solfuri, Fenoli, Nitrati (espresso come N) e Nitriti (espresso come N) (per gli inquinanti da Cromo_{tot} a Nichel utilizzare la notazione scientifica 10^{-x})

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/t di fresh oil gassificato ed in kg/MWhg

Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne

Misure notturne

Programma LDAR

Percentuale di controlli eseguiti rispetto al numero di componenti da controllare su base annuale.

Percentuale di componenti che rilasciano VOC sopra soglia sul totale dei controlli eseguiti nell'anno.



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Consumi specifici per MWhg generato su base annuale

Acqua ($m^3/MWhg$), **gasolio** ($kg/MWhg$), **energia elettrica** degli autoconsumi ($kwh/MWhg$), **BTZ** ($kg/MWhg$), **fresh oil** ($kg/MWhg$), e **metano** ($Sm^3/MWhg$).

Unità di denitrificazione (SCR)

Tonnellate per anno di ammoniaca

N° di ore di funzionamento al mese e rendimento medio effettivo di SCR

Flusso medio mensile e concentrazione media mensile di NH_3 in ingresso a SCR

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate (eventuali) di catalizzatore esausto prodotte per anno.

Unità di raffreddamento ad acqua mare

Stima del Calore (in GJ ed utilizzare la notazione scientifica 10^x) **introdotto in acqua**, su base mensile.

Unità recupero zolfo

Emissioni: ARIA

N° di ore di effettivo funzionamento anno per ogni treno del Claus.

Rendimento medio mensile di desolforazione .

Produzione specifica di zolfo

Grammi di zolfo⁷ prodotto per tonnellata di fresh oil, valutati su base mensile.

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per anno (eventuali).

Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali

tipologia e loro durata, per l'anno di riferimento con stima delle emissioni di inquinanti nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino, eventuale produzione di rifiuti.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni, pertinenti, che il gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione del comportamento dell'impianto.

⁷ La quantità di zolfo è data dal peso di zolfo fabbricato nel mese ed è divisa per le tonnellate di fresh oil gassificate nello stesso periodo.



Appendice A

Metodo di stima VOC

Premessa

La quantità di VOC emessa dall'impianto deve essere valutata considerando tutte le sorgenti rilevanti di emissione quali:

- Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori
- Perdite dai serbatoi
- Emissioni fuggitive dalle operazioni di carico e scarico
- Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalle torri di raffreddamento acque
- Emissioni dai camini dei forni, sistemi di blowdown e torce

Il metodo di stima deve essere necessariamente calibrato sull'impianto specifico, in quanto, le variabili che possono influenzare l'attendibilità della stima possono essere molteplici e condizionate dalle pratiche operative attuate e dalle strutture impiantistiche presenti.

Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori

Nella determinazione dei fattori di emissione, applicabili al presente caso, si utilizza la procedura sviluppata da EPA identificata con la espressione "Leak/no Leak". Secondo tale metodo la stima è realizzata attraverso le seguenti azioni:

1. Determinare se il componente testato perde; un componente è considerato perdere se al test con il metodo US EPA 21 viene misurato un valore superiore od uguale a 10.000 ppmv di VOC (espressi come metano).
2. Per ognuno dei componenti riportati in tabella **1-appA** valgono le formule seguenti :

$$(E_i \times \Phi_i) + (E_s \times \Phi_s) = \text{VOC}_{\text{fuggitive}}$$

dove Φ_i = fattore di emissione per componente con concentrazione inferiore a 10000 ppmv (in kg/h/sorgente)

dove E_i = numero di sorgenti, per componente, con concentrazione inferiore a 10000 ppmv

dove Φ_s = fattore di emissione, per componente, con concentrazione superiore o uguale a 10000 ppmv (in kg/h/sorgente)

dove E_s = numero di sorgenti, per componente, con concentrazione superiore o uguale a 10000 ppmv

La sommatoria è estesa a tutti i componenti presenti sull'impianto e facenti parte del programma LDAR

3. Per ognuno dei componenti testati debbono essere specificate le ore anno di utilizzo



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

4. Se per qualche ragione non tutte le potenziali sorgenti fossero valutate nell'anno il numero minimo di sorgenti campionate dovrà essere pari a:

$$n \geq N \times [1 - (1 - p)^{1/D}]$$

Dove:

N = Numero di componenti;

D = (frazione di componenti con rilascio) \times N;

p \geq 0.95.

Per un esempio di applicazione della formula si veda USEPA 453/R-95-017 appendice-E rinvenibile dal sito internet <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch05/index.html>.

Comunque, il minimo numero di sorgenti da campionare non dovrà essere inferiore al 50% dei dispositivi che fanno parte del programma LDAR.

5. Le tonnellate emesse saranno valutate dal prodotto delle emissioni calcolate al punto 2 per le ore di funzionamento anno diviso 1000.

TABELLA 1-appA
(EPA 453/R-95-017 Table 2-6, API 343 Table 3-7)

Equipment Type	Service	<10.000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) ^b	\geq 10.000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) ^b
Valves	Gas/Vapour	0.0006	0.2626
	Light Liquid	0.0017	0.0852
	Heavy Liquid	0.00023	0.00023
Pump seals ^c	Light Liquid	0.0120	0.437
	Heavy Liquid	0.0135	0.3885
Compressor seals	Gas	0.0894	1.608
Press. Relief valves	Gas	0.0447	1.691
Open-Ended Lines	All	0.0015	0.01195
Connectors	All	0.00006	0.0375

Perdite dai serbatoi

La stima dei rilasci è ottenuta dalla applicazione del pacchetto software "Tank". La determinazione delle quantità emesse dipende da: tipo di serbatoi; condizioni atmosferiche tipiche della zona dove è ubicato il parco serbatoi della raffineria; il contenuto del serbatoio, cioè il tipo di fluido conservato; le quantità stoccate. Il programma ed il manuale di utilizzo di *Tank 4.09D* sono scaricabili dal seguente sito internet dell'EPA <http://www.epa.gov/ttn/chief/software/tanks/index.html> - order.

Se il numero di turnover dei serbatoi non è conosciuto può essere usata la seguente formula:

$$N^{\circ} \text{ di turnover} = \text{Volume totale caricato (anno)} / \text{Volume totale del serbatoio}$$

Per serbatoi con carico/scarico di prodotti intermedi, se non si hanno a disposizione dati reali, il numero di turnover è:

$$N^{\circ} \text{ di turnover} = 1/\text{anno}$$



ISPRA (già APAT)

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Nel caso del presente impianto è da considerare che dalle informazioni fornite dal gestore risulterebbe l' assenza di sistemi di recupero dei vapori. Nel caso ciò non corrispondesse alla reale conformazione dell'impianto si riportano anche le equazioni da utilizzare per il sistema di trattamento: le quantità risultanti dal calcolo, con l'utilizzo del software, debbono essere ridotte con l'utilizzo della seguente formula:

$$\text{Emissioni dai serbatoi} = \text{Emissioni senza sistema di abbattimento} \times (1 - \text{Efficienza} / 100)$$

Dove **Efficienza** è l'efficienza di abbattimento del sistema utilizzato per il contenimento delle emissioni, che sarà ricavato dalle indicazioni del fornitore dell'apparato.

Nel calcolo devono essere considerati i periodi di effettivo utilizzo dei sistemi di captazione ed abbattimento

Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi

L'emissione dalle operazioni di carico/scarico dei prodotti petroliferi sono determinate con l'applicazione della seguente formula (USEPA, 1997a):

$$L_L = 0.124 \times S \times P \times M/T$$

L_L = VOC perdita al carico/scarico (kg/m³ di liquido caricato);

S = fattore di saturazione – (vedi Tabella 2-appA sotto);

P = tensione di vapore reale del liquido caricato/scaricato [kilopascal (kPa)];

M = peso molecolare del vapore (kg/kg-mole); e

T = temperatura liquido caricato/scaricato [in K° (cioè °C + 273)].

Tabella 2-appA

Cargo Carrier	Mode Of Operation	S Factor
Tank trucks and rail	Submerged loading of a clean cargo tank	0.50
Tank cars	Submerged loading: dedicated normal service	0.60
	Submerged loading: dedicated vapour balance service	1.00
	Splash loading of a clean cargo tank	1.45
	Splash loading: dedicated normal service	1.45
	Splash loading: dedicated vapour balance service	1.00
Marine Vessels	Submerged loading: ships	0.2
	Submerged loading: barges	0.5

Source: USEPA (1997a).

Source: AP-42, 5th Edition, Section 5.2, Table 5.2-1

Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalle torri di raffreddamento

Se non esistono misure eseguite sull'impianto è consigliato l'uso dei fattori di emissione come derivati dal rapporto EPA-450/3-85-001a, pubblicato nel febbraio 1985, da cui la tabella 3-appA seguente è estratta:



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 3-appA
(Reference: EPA-450/3-85-001a)

	Emission Factors			Comments
	Uncontrolled	Controlled	Units	
Drains & Junction Boxes	0.032	0.000	kg hr-drain	100% control with water seal
Oil-Water Separators	0.11100	0.00330	kg m ³ -wastewater	97% net control with tight cover
DAF/AIF	0.00400	0.00012	kg m ³ -wastewater	97% net control with tight cover
Impound Basins & Ponds	negligible	negligible		Sound operating & maintenance practices
Cooling Water Towers	negligible*	negligible*		Sound operating & maintenance practices

* If historical company data and/or source specific monitoring data is not available, refer to Section 7.5.5

Dove:

Drain & Junction boxes = canali di scolo e pozzetti di raccordo.

DAF e AIF = Dissolved Air Flotation system e Induced Air Flotation system, cioè sistemi per eseguire l'operazione di flottazione.

Oil-Water separator = separatore API o simili

Cooling water tower = torre di raffreddamento e

Impound Basin & Pond = Bacino di raccolta acque piovane.

L'emissione di VOC dalle torri di raffreddamento acque è considerata trascurabile se non sono riscontrate rotture agli scambiatori di calore, nel caso ciò si verifichi e la riparazione non sia immediata, si possono usare i fattori di emissione in tabella 7-6 seguente:



ISPRA (già APAT)
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Table 7-6 Emission Factors for Petroleum Refinery Cooling Towers (Source: AP-42, Section 5.1, Table 5.1-12)

	Emission Factors		Control Description
	kg/10 ⁶ L cooling water	lb/10 ⁶ gal cooling water*	
Uncontrolled Emissions	0.7	6	
Controlled Emissions	0.08	0.7	<ul style="list-style-type: none">➤ Minimization of oil leaks into cooling water system;➤ Cooling water monitoring for oil

* If cooling water rate is unknown, assume it to be 40 times the refinery crude feed rate to the atmospheric distillation column.

Emissioni dai forni, sistemi di blowdown e torce

La stima delle emissioni dalle apparecchiature indicate è ottenuta dall'applicazione del fattore di emissione specifico derivato da AP-42 sezione 5.1 dell'EPA ("Petroleum Refining").

Per i forni i fattori di emissione sono ricavabili dalle sezioni 1.3 ("Fuel oil combustion") ed 1.4 ("Natural gas combustion") dell'AP-42.

Per le torce si dovrebbe considerare che circa lo 0.5%p di idrocarburi rimangono incombusti; la scelta è conservativa e derivata da considerazioni sull'efficienza di combustione delle torce che normalmente si aggira sul 98%, di questo circa 1,5% è attribuibile al CO ed il resto ad idrocarburi.

Nel caso dell'impianto in argomento, nel mentre si implementerà il sistema di analisi dei gas inviati in torcia, si può utilizzare la densità del gas naturale come approssimazione (non conservativa) della densità del gas combusto in torcia. La stima in difetto che ne risulterà contribuirà in modo ragionevolmente limitato all'imprecisione totale della stima sull'intero impianto se i quantitativi inviati in torcia saranno circoscritti alle sole situazioni di vera emergenza. Quando sarà implementato il sistema di misura diretta il calcolo sarà fatto direttamente dai dati misurati in campo.



Appendice B

Determinazione rendimento di desolforazione

Il rendimento di desolforazione è, ad oggi, stimato dai dati di zolfo prodotto nel mese, zolfo emesso al camino E26C e dai dati di zolfo in ingresso con il fresh oil. Tale metodo di stima deve essere sostituito, entro e non oltre trentasei mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio, con il seguente protocollo o con un metodo equivalente, ma di pari efficacia e rigore (che il gestore deve documentare).

Il rendimento di desolforazione è calcolato dai dati di monitoraggio delle quantità di zolfo entrante ed uscente dall'unità di recupero dello zolfo.

I dati necessari sono la concentrazione di idrogeno solforato in ingresso al treno di conversione Claus, la portata in ingresso, la concentrazione di biossido di zolfo all'uscita dell'ossidatore termico e la portata dei fumi.

Le grandezze in questione sono misurate con metodi strumentali continui e il rendimento η è calcolato come valore medio mensile dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso orario (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H_2S .

I kg/h di zolfo in entrata (p_{Sin}) sono calcolati dalla formula:

$$p_{Sin} = V_{in} * (C_{H_2S} / 1000000) * PM_S / PM_{H_2S}$$

Dove V_{in} è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale orario. C_{H_2S} è il valore medio orario misurato in mg/Nm^3 . PM_S e PM_{H_2S} sono i pesi molecolari di S e H_2S in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso orario (o volume) di gas di combustione al camino E 26C, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di SO_2 .

I kg/h di zolfo in uscita (p_{Sout}) sono calcolati dalla formula:

$$p_{Sout} = V_{out} * (C_{SO_2} / 1000000) * PM_S / PM_{SO_2}$$

Dove V_{out} è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione E 26C ottenuto dal flusso totale orario. C_{SO_2} è il valore medio orario misurato in mg/Nm^3 . PM_S e PM_{SO_2} sono i pesi molecolari di S e SO_2 in g/g-mole. Le quantità mensili in ingresso/uscita dal SRU sono determinate moltiplicando i quantitativi orari (Kg/h) per le ore di effettivo funzionamento nel mese.

$$P_{Sin} = \sum_i p_{(Sin)i} ;$$

$$P_{Sout} = \sum_i p_{(Sout)i}$$

Dove i sono le ore di effettivo funzionamento.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

$$\eta = 100 (1 - P_{Sout} / P_{Sin})$$